

TERCER ENCUENTRO LATINOAMERICANO DE
ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

ELAEE 2011

18 y 19 de abril de 2011

Ciudad de Buenos Aires,

República Argentina

MEMORIA DE LA CONFERENCIA

CONTENIDOS

CONTENIDOS.....	2
ACERCA DE ALADEE.....	7
ACERCA DEL ELAEE 2011.....	8
PROGRAMA.....	10
TRABAJOS PRESENTADOS.....	14
SESIÓN 1.....	15
INICIATIVAS PARA BIOCOMBUSTÍVEIS: PRINCÍPIOS, CRITÉRIOS E INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE PARA A REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E O COMÉRCIO INTERNACIONAL.....	16
BIODIESEL NO BRASIL: COOPERAÇÃO INSTITUCIONAL E PROTEÇÃO AO MEIO AMBIENTE.....	41
ANÁLISIS DE LOS INCENTIVOS A LA PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES EN COLOMBIA.....	59
O POTENCIAL ENERGÉTICO DO BIOGÁS PARA A AMAZÔNIA.....	81
SESIÓN 2.....	84
MODELO BASADO EN AGENTES DE LAS EMISIONES ANTRÓPICAS DE CARBONO A PARTIR DE LA DINÁMICA POBLACIONAL.....	85
OS IMPACTOS CAUSADOS PELA PRODUÇÃO DO BIODIESEL: UMA ANÁLISE DA POLÍTICA ENERGÉTICA BRASILEIRA E DA RESPONSABILIDADE AMBIENTAL.....	97
OPORTUNIDADES DE GANHOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS NO TRANSPORTE DO BIODIESEL.....	116
POLÍTICA BRASILEIRA DE BIODIESEL: COMO AVALIÁ-LA?.....	120
SESIÓN 3.....	130
POTENCIAL DE EMISSÃO DOS GASES DE EFEITO ESTUFA DO CANAVIAL BRASILEIRO.....	132
MUDANÇAS CLIMÁTICAS E A REPOSIÇÃO FLORESTAL: UM CENÁRIO FAVORÁVEL PARA UMA POLÍTICA DE MADEIRA ENERGÉTICA.....	139
POTENCIAL DA INTERMODALIDADE RODO-FERROVIÁRIA NA MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂: O CASO DO SETOR DE TRANSPORTE DE CARGAS DO ESTADO DE SÃO PAULO.....	155
EVOLUTION OF THE CLIMATE CHANGE REGULATION: ENERGY EFFICIENCY PERSPECTIVES IN THE DEVELOPING COUNTRIES.....	174
MANEJO COMUNITARIO DE HUMEDALES DE ALTURA PARA LA ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMATICO.....	188
SESIÓN 4.....	207
AN EVALUATING OF DIESELISATION POLICIES AND THEIR EFFECT ON ENERGY CONSUMPTION AND CO₂ EMISSIONS USING AN INTEGRAL APPROACH.....	208
INTEGRACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA A SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA: RESULTADOS DE ESTUDIOS NORTEAMERICANOS Y EUROPEOS, Y APLICACIONES PARA LATINOAMÉRICA.....	249

CLIMATE CHANGE, ENERGY AND SOCIAL PREFERENCES ON POLICIES: EXPLORATORY EVIDENCE FOR SPAIN	274
CO2 CAPTURE AND STORAGE R & D: CHALLENGES AND OPPORTUNITIES FOR OIL PRODUCING COUNTRIES	292
SESIÓN 5	293
IMPLICACIONES DEL COMERCIO DE EMISIONES DE LA UNIÓN EUROPEA SOBRE EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL REINO UNIDO	294
VIABILIDAD DE LA UTILIZACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS COMO FUENTE DE ENERGÍA EN ARGENTINA	312
LAS ENERGÍAS RENOVABLES COMO HERRAMIENTAS ÚTILES EN LA REDUCCIÓN DE LOS EFECTOS CONTAMINANTES DEL CRECIMIENTO ECONÓMICO. UN ANÁLISIS EMPÍRICO.....	332
EVALUACIÓN DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN, DIVERSIDAD ENERGÉTICA Y EMISIONES DE CO₂ DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE.	355
DISEÑO DE MECANISMO PARA LA ASIGNACIÓN DE COSTOS DERIVADOS DE REDUCIR EMISIONES PROVOCADAS POR LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	378
SESIÓN 6	399
CONTRIBUIÇÃO DA BIOELETRICIDADE PARA SUSTENTABILIDADE DA ECONOMIA PAULISTA	400
VALORACIÓN Y ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO PARA ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO: CASO EÓLICO.	417
ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA PARA LA INSERCIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN ARGENTINA.....	442
CAN PERSISTENT HIGH OIL PRICES CREATE SUSTAINABLE RENEWABLE AND EFFICIENT ENERGY MARKETS?.....	469
SESIÓN 7	486
ESTUDO COMPARATIVO ENTRE A DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA DO COMPLEXO BELO MONTE COM A SIMULAÇÃO DA RECOMPOSIÇÃO DE ÁREAS DEVASTADAS CONVERTIDAS EM FLORESTA ENERGÉTICA NOS MUNICÍPIOS DE: ALTAMIRA, BRASIL NOVO E VITÓRIA DO XINGU	487
SMART GRIDS OR SMART RENEWABLES?	509
ESTIMADOR ENERGÉTICO DE ACTIVIDAD ECONÓMICA (PBG) PARA LA PROVINCIA DE MENDOZA	531
SESIÓN 8	552
CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM, FOREIGN DIRECT INVESTMENT AND OFFICIAL DEVELOPMENT ASSISTANCE: A COMPARATIVE ANALYSIS	553
ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS EM EÓLICAS NO BRASIL POR MODELO DE <i>OPTION-GAMES</i>	559
ENSAYO SOBRE LA SUSTENTABILIDAD MACROECONÓMICA Y LA SUSTENTABILIDAD AMBIENTAL DE MERCADOS ENERGÉTICOS CON REGULACIÓN POR INCENTIVOS.....	587
A INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA GASÍFERA NO SUBCONTINENTE SUL-AMERICANO E A RELEVÂNCIA DO DIREITO INTERNACIONAL PÚBLICO	613

LA IMPORTANCIA DE UN DISEÑO REGULATORIO EFICIENTE, CLAVE EN EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN AMÉRICA LATINA.....	647
SESIÓN 9.....	677
PLANIFICACIÓN DE LAS INVERSIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CONTROL DE LA VOLATILIDAD DE LOS COSTOS ANUALES DE ABASTECIMIENTO.	678
SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA: LA POTENCIALIDAD EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES Y EL ROL DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS PARA SU PROMOCIÓN.	691
CLIMATE CHANGE AND ENERGY POLICY EFFORTS IN CHILE: UP IN SMOKE?	713
EL ESQUEMA TARIFARIO Y LA REGULACIÓN POR PRICE CAP. FUNDAMENTOS, EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS	732
SESIÓN 10.....	753
PROPUESTA DE CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA EN EL PERÚ AL AÑO 2030	755
CENARIZAÇÃO DO IMPACTO DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O SETOR DE TRANSPORTE BRASILEIRO	783
BRAZIL IN THE WAKE OF A NEW ENERGY ORDER*.....	811
RECOMENDACIONES DE POLITICAS PÚBLICAS PARA LAS ENERGIAS RENOVABLES EN LA ARGENTINA	824
SESIÓN 11.....	849
IMPACTO ECONÓMICO QUE PRODUCE EL AHORRO DE GAS POR ELIMINACIÓN DE LOS PILOTOS EN LOS EQUIPOS DE CALENTAMIENTO DE AGUA	851
DA CONQUISTA DE TERRITÓRIOS AO CONTROLE DE RECURSOS NATURAIS: O ADVENTO DA NOVA GEOPOLÍTICA.....	879
EVOLUTION OF THE CLIMATE CHANGE REGULATION: ENERGY EFFICIENCY PERSPECTIVES IN THE DEVELOPING COUNTRIES.....	898
COLOMBIAN ENERGY POLICY AND SUSTAINABILITY INDICATORS	916
SESIÓN 12.....	930
DOES WEATHER MATTER ON EFFICIENCY? AN EMPIRICAL ANALYSIS OF THE ELECTRICITY DISTRIBUTION UTILITIES IN SOUTH AMERICA.....	924
IS THERE A TRADITIONAL ENERGY VS. ALTERNATIVE ENERGY PARADIGM?.....	959
IS LATIN AMERICAN ENERGY INTENSITY TOO HIGH OR LOW?	973
LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ARGENTINA Y LA FALTA DE INCENTIVOS AL DESARROLLO DEL PEQUEÑO PRODUCTOR Y AUTO PRODUCTOR DE ENERGÍA RENOVABLE ALTERNATIVA	1002
SESIÓN 13.....	1012
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS – O CASO DO CAB – CENTRO ADMINISTRATIVO DA BAHIA	1013
ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE BRAZILIAN ELECTRIC GENERATION SECTOR.....	1036

EFICIENCIA ENERGÉTICA, UN YACIMIENTO INEXPLORADO	1050
IMPACTO DE LOS CONSUMOS PASIVOS EN ARTEFACTOS A GAS - EFICIENCIA DE CALEFONES	1070
SESIÓN 14.....	1083
ANALYSIS OF MINIMUM EFFICIENCY PERFORMANCE STANDARDS FOR RESIDENTIAL GENERAL SERVICE LIGHTING IN CHILE	1084
ENERGÍA Y OBRAS HIDRÁULICAS PARA UN DESARROLLO AMBIENTALMENTE SUSTENTABLE EN ARGENTINA: SISTEMA CÓNDOR CLIFF – LA BARRANCOSA	1097
SESIÓN 15.....	1117
ARGENTINEAN ENERGY MATRIX, A FUTURE VISION TO 2050.....	1118
THE ENERGY EFFICIENCY AND PERFORMANCE IMPROVEMENT BY IMPLEMENTING ENERGY MANAGEMENT STANDARDS IN THE SUPPLY CHAIN WITHIN THE INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEMS.....	1144
CLASSIFICAÇÃO DE PROJETOS EM DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO ANÁLISE DE DECISÃO MULTICRITÉRIO	1157
UN SIG APLICADO AL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA DE LA INDUSTRIA EN MÉXICO	1190
SESIÓN 16.....	1213
EFEITOS MACROECONÔMICOS SOBRE O PREÇO DO PETRÓLEO. POLÍTICA ECONÔMICA NORTE-AMERICANA, TAXA DE JUROS, CÂMBIO E PREÇO DE COMMODITIES (2003-2008).	1214
EMISSIONS DE CO2 E AS USINAS HIDRELÉTRICAS.....	1243
MODELO DE PRECIFICAÇÃO DE CONTRATO NO MERCADO DE CARBONO.....	1254
INSTITUCIONES, ELECTRIFICACIÓN Y DESARROLLO SOSTENIBLE EN ZONAS RURALES REMOTAS	1278
SESIÓN 17.....	1295
LA REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS A VAPOR Y SU VIABILIDAD ECONÓMICA	1296
AVALIAÇÃO ECONÔMICO FINANCEIRA DE PROJETOS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA BRASILEIROS	1316
ANÁLISIS MULTIFRACTAL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	1334
ELEMENTOS PARA FACILITAR EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS	1356
OPÇÕES DE SWING NO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA	1379
SESIÓN 18.....	1406
IMPACTOS SOCIAIS DE HIDRELÉTRICAS E A NECESSIDADE DE LEGISLAÇÃO PARA O REMANEJAMENTO: O CASO BRASILEIRO	1407
PARÂMETROS PARA HABILITAÇÃO AOS LEILÕES DE GERAÇÃO NO BRASIL¹.....	1434
ESTIMATING THE COST OF IMPROVING QUALITY IN ELECTRICITY DISTRIBUTION: A PARAMETRIC DISTANCE FUNCTION APPROACH	1463
SESIÓN 19.....	1485
A EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA BRASILEIRA E MEXICANA DE PETRÓLEO	1486

IMPLICAÇÕES ECONÔMICAS DO USO DO ÓLEO DIESEL NO SETOR DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO BRASILEIRO.....	1512
GRAU DE CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO E SEUS EFEITOS SOBRE OS PREÇOS DOMÉSTICOS.....	1526
TIME-VARYING CONTRIBUTION OF LIGHT SWEET CRUDE OIL FUTURES MARKETS TO PRICE DISCOVERY IN SPOT WTI MARKETS OVER THE PERIOD 1990-2010	1545
SESIÓN 20.....	1565
ANÁLISE EMPÍRICA DA DINÂMICA DAS RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO E PREVISÃO PARA OS PRÓXIMOS 30 ANOS POR MODELOS ECONOMÉTRICOS E MODELO DE HUBBERT	1566
LA DECISIÓN DE RESERVAS - UN ENSAYO SOBRE LA INFORMACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN EL MARCO DE LA TEORÍA DE LA DECISIÓN.....	1589
CRISES DO PRETRÓLEO NO SISTEMA CAPITALISTA	1633
SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL GLP EN ARGENTINA Y LATINOAMERICA.....	1652
OIL EXPLORATION IN INTERNATIONAL WATERS: THE CONSTITUTIONAL ENVIRONMENTAL PROTECTION AS A MEANS OF PROMOTING SUSTAINABLE DEVELOPMENT AND THE BRAZILIAN EXPERIENCE	1735
SESIÓN 21.....	1754
WHAT DROVE DOWN NATURAL GAS PRODUCTION IN ARGENTINA?.....	1755
O PRÉ-SAL E AS MUDANÇAS DA REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL: UMA VISÃO INSTITUCIONAL.....	1773
USO DO GÁS NATURAL COMO TRANSIÇÃO PARA UM SETOR DE TRANSPORTE SUSTENTÁVEL	1798
PROSPECT OF IRAN NATURAL GAS EXPORT PROJECTS	1818

ACERCA DE ALADEE

El 17 de abril de 2011, en reunión organizada en las vísperas de la realización del Tercer Encuentro Latinoamericano de Economistas de Energía (3er ELAEE), fue creada la Asociación Latinoamericana de Economía de la Energía, como una asociación afiliada a la International Association for Energy Economics (IAEE), como una entidad independiente de elegir sus órganos de gobierno con el objeto de:

- a) Permitir la asociación de profesionales interesados en los temas asociados a la economía de la energía con el fin de crear un foro abierto de discusión en esta temática en América Latina en general y en América del Sur en particular;
- b) Permitir la asociación de aquellos que estén interesados en los capítulos nacionales ya establecidos de la IAEE e incentivar la formación de nuevos capítulos nacionales en la Región;
- c) Permitir la comunicación profesional y el intercambios de experiencias e ideas entre las personas que estén interesadas en la economía de la energía;
- d) Promover la comunicación profesional entre personas interesadas en la economía de la energía de diferentes países de la Región;
- e) Organizar en forma periódica los Encuentros Latinoamericanos de Economistas de Energía (ELAEE) como un lugar de presentación de

investigaciones y discusión de los tópicos energéticos que interesan a la Región.

En la reunión mencionada se eligieron a las autoridades de esta nueva Asociación, que me honra presidir acompañado en el cargo de Vice-Presidente por la Contadora Marisa León, Gerente Comercial de la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay, y fueron elegidos como Secretario la Dra. Isabelle Rousseau, investigadora en el área de energía de El Colegio de México, y el Dr. Felipe Dias, del Instituto Brasileiro de Petroleo como Tesorero.

Estos cargos, establecidos en el estatuto de la ALADEE que adjunto a la presente son totalmente honorarios y por los mismos ninguna de las autoridades electas reciben retribución alguna.

También se aprobó la propuesta presentada por los amigos de la República Oriental del Uruguay para que el próximo Encuentro Latinoamericano de Economistas de Energía. 4ELAEE, se efectúe en ese país hermano, agradeciendo a nuestros amigos por el esfuerzo que ello significa y por la continuidad en la realización de estos encuentros.

Las tareas de organización del 4ELAEE en Uruguay, se realizan asimismo a título honorario por cuenta y responsabilidad plena de los organizadores, con el respaldo de la ALADEE en lo que significa difusión, transferencia de conocimiento y apoyo técnico, pero con total independencia en cuanto a las decisiones propias del evento.

Gerardo Rabinovich
Presidente ALADEE

ACERCA DEL ELAEE 2011

Los días 18 y 19 de abril de 2011 se realizó el Tercer Encuentro Latinoamericano de Economistas de Energía, 3ELAEE, organizado por el Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”, la Escuela de Economía “Francisco Valsecchi” de la Universidad Católica Argentina y la Internacional Association for Energy Economics (IAEE), Asociación Internacional de Economía de la Energía.

La convocatoria fue un éxito resonante y ratificó el continuo crecimiento de esta corriente de pensamiento, entusiasta y vigorosa. Se presentaron más de cien trabajos con aportes académicos y profesionales de muy alto valor. El tema que convocó a los especialistas en Buenos Aires fue: “Energía, Cambio Climático y Desarrollo Sostenible: los desafíos para América Latina”.

Se entregaron premios académicos, uno por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) para los dos mejores trabajos presentados por profesionales de América Central y México, que fue ganado por Miriam Grunstein de México con un análisis titulado: “Monopolios de Estado y Políticas de Cambio Climático en México. Bastiones de cambio o barreras estratégicas?”, y por Juan Pablo Castañeda que presentó un trabajo sobre: “Cuentas de energía como instrumentos para evaluar eficiencias sectoriales en la Región Centroamericana”, y el otro entregado por la Asociación Brasileira de Economistas de Energía, AB3E, que fueron ganados por dos jóvenes investigadores de ese país, Joao Dedecca: “Contractual Advantages and Shortcomings for the Development of Wind Power in Brazil and Argentina”, y Thales Costa Viega: “From Oil Companies to Energy Companies: Is it a Trend? What has Actually Changed?”.

Más allá de estos estupendos aportes académicos, fueron aprobados por el Comité Académico y presentados 120 trabajos, de los cuales el 40% correspondió a profesionales e investigadores de la Argentina, procedentes de distintas universidades nacionales y privadas, maestrías de energía de la Universidad de Cuyo, de la Maestría de Gestión de la Energía de la Universidad de Lanús, investigadores de la Universidad Nacional del Sur, profesores de la Universidad de Buenos Aires, de la Universidad de San Martín, del Centro de Estudios sobre la Actividad Regulatoria Energética (CEARE), del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), lo que genera un importante optimismo respecto a la capacidad de los profesionales e investigadores argentinos para pensar el problema energético en todos los niveles y discutir en términos de igualdad en foros internacionales aportando soluciones y metodologías al mismo tiempo que se absorben las experiencias que se realizan en el mundo en la materia.

El Congreso tuvo más de diez sesiones plenarias que abarcaron prácticamente todos los temas que hoy preocupan al mundo energético: el futuro de la energía y las nuevas tecnologías, los desafíos del sector petrolero y el del gas natural, la incertidumbre de la industria nuclear luego del accidente del reactor de Fukuyima en Japón, y particularmente temas que son en cierta medida innovadores y que hoy se encuentran en un lugar privilegiado en la consideración de quienes trabajan y estudian la problemática del sector energético como el futuro de los biocombustibles, las energías renovables y la eficiencia energética, las nuevas tecnologías relacionadas con las redes inteligentes, los problemas sociales del acceso universal a la energía y los políticas de subsidios a los carenciados en la región de América Latina, y las

amenazas que pesan sobre nuestra atmósfera producto de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte del sector energético y su impacto en el cambio climático global.

No es posible cerrar esta enunciación sin mencionar dos temas centrales que giraron siempre alrededor de cada sesión y que fueron objeto de un tratamiento especial en el Congreso: la planificación energética, y la integración regional, como elementos articuladores de las políticas públicas destinadas al sector.

El envío ha sido tan fuerte que ya se aprobó la candidatura presentada por Uruguay para realizar el 4ELAEE, Cuarto Encuentro Latinoamericano de Economistas de energía, que tendrá lugar en Montevideo en abril del 2013.

Es un orgullo que la Argentina haya sido sede de un evento tan exitoso, y que muchas empresas e instituciones de nuestro medio y del Brasil como la Asociación Brasileira de Economistas de Energía (AB3E), el Instituto Brasileiro del Petróleo (IBP) Tecpetrol, la Asociación de Profesionales del Agua y de la Energía (APUAYE), Wartsilla, Total Austral, Tecnolatina, hayan patrocinado el Congreso, auspiciado además por instituciones

como la Embajada de Brasil en la Argentina, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Fundación Bariloche, la Asociación Argentina de Biocombustibles e Hidrógeno, la Asociación Argentina de Energía Eólica y el Consejo Profesional de Ingenieros Mecánicos y Electricistas (COPIME).

Para el Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”, organizador de este 3ELAEE, ha sido una experiencia invaluable y un aporte esencial a nuestra actividad energética, consolidando su accionar en la formación de recursos humanos y su prédica de formular soluciones de largo plazo y políticas de Estado para los problemas del sector energético, sobre una base racional y científica que contribuya al bienestar de nuestra sociedad y al crecimiento económico de nuestro país y de la región.

No es posible terminar esta breve introducción sin agradecer profundamente al equipo organizador del 3ELAEE, cuyo núcleo estuvo integrado por el Ing. Jorge Paván, el Lic. Jorge Olmedo, el Ing. Luis Raúl Vaca Arenaza, el Dr. Patricio Millán y muy especialmente a Luciano Caratori, colaborador imprescindible e incansable a quien le debemos en gran parte la elaboración de este documento.

Gerardo Rabinovich
Presidente ALADEE

PROGRAMA

Lunes 18 de abril

07.30 am – 05.00 pm **Registro de asistentes**

08.30 am – 09.00 am	Apertura de la Conferencia
Auditorio Santa Cecilia	<i>Víctor Manuel Fernández- Rector de la Pontificia Universidad Católica Argentina</i> <i>Jorge E. Lapeña - Presidente del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” Argentina</i> <i>Mine Yücel - President of International Association for Energy Economics Estados Unidos</i>

Sesión Plenaria Inaugural

EL FUTURO DE LA ENERGÍA: NUEVAS POLÍTICAS REGULATORIAS Y CAMBIOS TECNOLÓGICOS

09.00 am – 10.30 am	<i>Chair: Lars Bergman- Stockholm School of Economics Suecia</i>
Auditorio Santa Cecilia	<i>Jorge Ferioli- Comité Argentino Consejo Mundial de la Energía Argentina</i> <i>Juan Legisa - Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) Argentina</i> <i>Jacques Percebois- Centro de Investigación del Derecho y la Economía de la Energía y de los Recursos Naturales, Université de Montpellier Francia</i>

10.30 am – 11.00 am	Coffee Break
Salón de Lectura	

Sesión Plenaria Dual

DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA: ROL DE LA ENERGÍA NUCLEAR, LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA (I)

11.00 am – 12.30 am	<i>Chair: Luis Vaca Arenaza- Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” Argentina</i>
Aula Magna - Centro de Convenciones	<i>Jorge Barrera- Universidad Nacional de Lanús Argentina</i> <i>Eduardo Guerra- IMPSA Argentina</i> <i>Fernando Antônio Salgado Henning- Eletronuclear Brasil</i> <i>Jorge Sidelnik- Nucleoeléctrica Argentina S.A Argentina</i> <i>Phil Sussler, Consultor Estados Unidos</i>

11.00 am – 12.30 am	PERSPECTIVAS PARA LA INDUSTRIA PETROLERA EN LATINOAMÉRICA
Auditorio Santa Cecilia	

Chair: Helder Queiroz Pinto Jr.-Grupo de Energía, Instituto de Economía Universidad Federal de Rio de Janeiro | Brasil

Jorge Camargo- Instituto Brasileiro de Petroleo | Brasil

Diego Guichón- Universidad Nacional de Lanús | Argentina

Marcelo Martínez Mosquera- Techint | Argentina

Víctor Rodríguez Padilla- PEMEX | México

12.30 am – 01.45 pm	Sesiones Paralelas
Ver cuadernillo	<i>Presentación de trabajos</i>
01.45 pm – 03.00 pm	Almuerzo (Con invitación)
Salón de Lectura	
03.00 pm – 04.15 pm	Sesiones Paralelas
Ver Cuadernillo	<i>Presentación de trabajos</i>
04.15 pm – 04.30 pm	Coffee Break
Salón de Lectura	
04.30 pm – 06.15 pm	Sesión Plenaria Dual
	PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA: LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO Y DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA
	<i>Chair: Roberto Brandt- Consultor Argentina</i>
Aula Magna- Centro de Convenciones	<i>Humberto Campodónico- Universidad de San Marcos Perú</i>
	<i>Gonzalo Casaravilla- UTE Uruguay</i>
	<i>Jean Michel Glachant- European University Institute Italia</i>
	<i>Jorge Lapeña- Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” Argentina</i>
	ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO: POLÍTICAS PARA LA MITIGACIÓN DE EMISIONES
	<i>Chair: Hernán Carlino- Centro de Altos Estudios en Ciencias Exactas (CAECE) Argentina</i>
04.30 pm – 06.15 pm	<i>Pablo Canziani- PEPACG, Universidad Católica Argentina Argentina</i>
Auditorio Santa Cecilia	<i>Oswaldo Girardin- Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche Argentina</i>
	<i>Alieto Guadagni- Universidad Católica Argentina Argentina</i>
	<i>Daniel Perczyk- Instituto Torcuato Di Tella – IPCC Argentina</i>

08.00 am	Registro de Asistentes
	Sesión Plenaria Dual
09.00 am – 10.45 am	ENERGÍA, DESARROLLO E INTEGRACIÓN SOCIAL
Aula Magna- Centro de Convenciones	<i>Chair: Hugo Altomonte- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)</i> <i>Daniel Bouille- Instituto de Economía Energética, Fundación Bariloche Argentina</i> <i>Fernando Navajas- Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL) Argentina</i> <i>Isabelle Rousseau- El Colegio de México México</i>
	PERSPECTIVAS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN LATINOAMÉRICA
	<i>Chair: Sylvie D'Apote- Gas Energy Brasil</i> <i>Raúl Bertero - Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) Argentina</i> <i>Edmar D'Almeida- Grupo de Energía, Instituto de Economía Universidad Federal de Río de Janeiro Brasil</i>
09.00 am – 10.45 am	<i>Ricardo Markous- TECPETROL Argentina</i>
Auditorio Santa Cecilia	<i>Alvaro Ríos- Gas Energy- DI international Bolivia</i>
10.45 am – 11.00 am	Coffee Break
Salón de Lectura	
11.00 am – 01.00 pm	Sesiones Paralelas
Ver Cuadenillo	<i>Presentación de trabajos</i>
01.00 pm – 03.00 pm	Almuerzo (Con invitación)
Salón de Lectura	
03.00 pm – 04.15 pm	Sesión Plenaria Dual
Aula Magna- Centro de Convenciones	DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA: ROL DE LA ENERGÍA NUCLEAR, LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA (II) <i>Chair: Erico Spinadel- Asociación Argentina de Energía Eólica Argentina</i> <i>Georg Erdmann- Berlin University of Technology Alemania</i> <i>Marcelo Poppe - CGEE Brasil</i> <i>Luis Rotaeché, Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" Argentina</i>

	<p><i>Fereidoon Sioshansi- Menlo Energy Economics Estados Unidos</i></p> <p>BIOCOMBUSTIBLES: DESARROLLO Y PERSPECTIVAS DEL ETANOL Y EL BIODIESEL</p>
03.00 pm – 04.15 pm	<p><i>Chair: José Scaramucci – AB3E / Unicamp Brasil</i></p>
Auditorio Santa Cecilia	<p><i>Martina Chidiak- Universidad Nacional de San Martín Argentina</i></p> <p><i>Alberto Fernández- Wärtsilä Argentina</i></p> <p><i>Claudio Molina- Asociación Argentina de Biocombustibles e Hidrógeno Argentina</i></p> <p><i>Glauca Souza- Universidad de San Pablo, USP Brasil</i></p>
04.15 pm – 04.30 pm	<p>Coffee Break</p>
Salón de Lectura	
	<p>Sesión Plenaria</p> <p>FORTALEZAS Y AMENAZAS EN LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL</p>
04.30 pm – 06.15 pm	<p><i>Chair: Jorge Olmedo- Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi" Argentina</i></p> <p><i>André Ghirardi- Petrobras Brasil</i></p>
Aula Magna- Centro de Convenciones	<p><i>Einar Hope- International Association for Energy Economics Noruega</i></p> <p><i>Daniel Montamat- Consultor / CEARE Argentina</i></p> <p><i>Ricardo Raineri- Universidad Católica de Chile, Ex Ministro de Energía de Chile Chile</i></p>
06.15 pm – 06.45 pm	
Aula Magna- Centro de Convenciones	<p>Clausura de la Conferencia</p>

TRABAJOS PRESENTADOS

SESIÓN 1

INICIATIVAS PARA BIOCOMBUSTÍVEIS: PRINCÍPIOS, CRITÉRIOS E INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE PARA A REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA E O COMÉRCIO INTERNACIONAL

Bruna de Barros Correia*

Arnaldo César da Silva Walter – Universidade Estadual de Campinas

Kamyla Borges da Cunha – Instituto de Energia e Meio Ambiente

Tiago de Barros Correia – Ministério de Minas e Energia

*Mestre e doutoranda em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Universidade Estadual de Campinas, Rua Ângelo Grigol, 28 fundos, Chácara Santa Margarida, Campinas-SP, Brasil, CEP: 13.085-460, + 55 1 19 9257.0711, brunabc@fem.unicamp.br

Resumo

Nos últimos anos, governos têm adotado iniciativas de sustentabilidade para balizar o consumo de biocombustíveis com o objetivo de evitar que atividades prejudiciais ao meio ambiente e à sociedade sejam mascaradas ao longo do processo produtivo.

Entretanto, apesar de muitos esforços, ainda não há uma padronização quanto aos princípios, critérios e indicadores de sustentabilidade que devem ser utilizados por tais iniciativas. Isso faz com que haja uma multiplicidade de parâmetros, os quais nem sempre estão focados no desenvolvimento sustentável e, conseqüentemente, podem contribuir para a criação de barreiras com objetivos puramente comerciais, distorcendo o mercado internacional de biocombustíveis.

Diante dos conflitos de aplicabilidade entre as normas do direito internacional do meio ambiente e o comércio internacional, o presente artigo busca apresentar o cenário jurídico e energético que embasa a criação e a imposição de barreiras técnicas quanto à produção de biocombustíveis, para, então, discorrer sobre a consistência entre os requisitos de sustentabilidade para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e as normas da Organização Mundial do Comércio (OMC).

Palavras-chave: biocombustíveis, requisitos de sustentabilidade, redução das emissões de GEE, barreiras técnicas ao comércio.

1 Introdução

A biomassa é uma fonte renovável de energia e os biocombustíveis, quando produzidos de forma sustentável, podem contribuir para a redução das emissões de GEE, além de proporcionarem benefícios nas esferas sociais e econômicas.

A produção e o consumo de biocombustíveis têm despertado muito interesse em todo o mundo, visto que há atualmente uma grande preocupação em relação à redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), às condições sociais e econômicas nos países em desenvolvimento e à necessidade de maior segurança de suprimento energético.

A fim de garantir a contribuição da biomassa no combate ao aquecimento global, iniciativas de sustentabilidade tendem a classificar os biocombustíveis de acordo com os índices de redução de emissões de GEE.

Cabe destacar, porém, que existem pontos importantes a serem observados quanto à sustentabilidade da produção e do consumo de biocombustíveis.

Particularmente em relação à esfera econômica, vale frisar a influência de medidas alfandegárias de caráter protecionistas e de padrões de qualidade desequilibrados no comércio internacional, os quais “podem afetar as oportunidades dos países em desenvolvimento, potenciais produtores de biocombustíveis, no acesso ao mercado internacional de bioenergia” (BNDES, 2008).

O aumento de barreiras tarifárias, como a taxa *ad valorem* de 6,5% sobre importação de biodiesel para a União Européia e a tarifa de 0,54US\$/galão sobre o bioetanol importado para os EUA, são bons exemplos de medidas tarifárias protecionistas, as quais podem restringir a produção e o consumo de biocombustíveis pelos países em desenvolvimento (BNDES, 2008).

As barreiras tarifárias não são, porém, as únicas restrições ao comércio internacional de biocombustíveis. Existem também as barreiras não tarifárias, as quais têm surgido no âmbito de requisitos de sustentabilidade e visam impedir que produtos prejudiciais à sociedade e ao meio ambiente ingressem no mercado internacional. Essas iniciativas representam uma restrição ao comércio de bioenergia e são consagradas pelas normas da OMC, desde que sejam essenciais para proteção da vida, da saúde e do meio ambiente.

Ao mesmo tempo em que são ferramentas relevantes na viabilização de ações que resultem no desenvolvimento sustentável, as barreiras não tarifárias podem viabilizar a criação de obstáculos desnecessários ao comércio, aplicando padrões de qualidade abusivos e, assim, prejudicar a sustentabilidade econômica dos biocombustíveis. Dessa forma, é extremamente importante que iniciativas de sustentabilidade não fomentem a criação de barreiras técnicas abusivas.

Infelizmente, não há um padrão global para princípios e critérios de sustentabilidade para biocombustíveis. A divergência entre as diferentes iniciativas acentua a necessidade de avaliar os impactos que a aplicação desses requisitos pode causar na sustentabilidade econômica dos combustíveis alternativos

Dentro desse contexto, o objetivo do presente artigo é avaliar a consistência entre os requisitos de sustentabilidade e às normas da Organização Mundial do Comércio (OMC), especificamente no que concerne a princípios, critérios e indicadores de sustentabilidade para a redução das emissões

de gases de efeito estufa (GEE), a fim de evitar que iniciativas para biocombustíveis fomentem a criação de barreiras comerciais abusivas.

2 Um mercado para biocombustíveis

Todos os problemas ambientais, sociais e econômicos oriundos do desenvolvimento pautado pelo crescimento econômico, assim como a conseqüente necessidade de um desenvolvimento sustentável, fizeram com que se acentuassem os questionamentos quanto ao setor energético e às formas de energia utilizadas. Isso porque “o tema energia tem um significado importante no debate da questão ambiental e do desenvolvimento sustentável” (SILVA *et. al.*, 2003), visto que muitos dos impactos ambientais que advêm das atividades humanas “são provenientes da geração, manuseio e uso da energia”. (SILVA *e.t al.*, 2003).

Em virtude do aumento significativo da concentração de dióxido de carbono na atmosfera, a queima intensiva de combustíveis fósseis passou a ser a grande responsável pelo agravamento dos problemas ambientais. A partir de então, surgiu a necessidade de uma significativa alteração na matriz energética mundial, em que a alternativa às fontes convencionais de energia viriam a ser as fontes renováveis (SILVA *et. al.*, 2003).

As fontes de energia renováveis são importantes porque, além de proporcionarem benefícios ambientais quando comparadas às fontes convencionais de energia, contribuem para uma maior segurança no suprimento energético e, conseqüentemente, ajudam a sustentar o crescimento econômico e o desenvolvimento social. As fontes de energia renováveis são, portanto, essenciais para um desenvolvimento energético sustentável, que deve ser capaz de “fornecer serviços adequados de energia para satisfazer as necessidades humanas básicas, melhorando o bem estar social e viabilizando o desenvolvimento econômico em todo o mundo” (GELLER, 2003).

Análises da Agência Internacional de Energia (IEA, 2008) demonstram que a sustentabilidade do setor energético é possível, mas depende de investimento em tecnologia. É essencial, portanto, que haja grandes investimentos no desenvolvimento de pesquisas e no desenvolvimento de tecnologias relacionadas à eficiência energética, captura e armazenamento de dióxido de carbono, fontes renováveis de energia e energia nuclear. Isso porque, de acordo com os dados da IEA (2008), essas são as tecnologias capazes de contribuir para a segurança do suprimento energético, bem como para a redução das emissões de gases de efeito estufa na atmosfera.

Em relação ao setor de transportes, a IEA (2008) afirma que este demandará os maiores investimentos, em que as melhores opções são: aumento da eficiência dos veículos convencionais, os biocombustíveis, veículos híbridos, elétricos e a células a combustível.

Há toda essa preocupação quanto ao setor de transportes porque este representa uma participação significativa no consumo de combustíveis fósseis, sendo, portanto, um dos principais emissores de GEE do mundo. Vale ressaltar, ainda, que a concentração de veículos nas grandes cidades faz com que, localmente, os impactos ambientais causados pela queima de combustíveis fósseis também sejam significativos, uma vez que a concentração de poluentes nos perímetros urbanos afeta a qualidade do ar, prejudicando a saúde da população local (SILVA *et.*

al., 2003).

2.1 Perspectivas de produção e consumo da biomassa

Os biocombustíveis líquidos se destacam por ser uma alternativa aos combustíveis veiculares derivados do petróleo. Por essa razão diversos países vêm despertando um interesse crescente pelo consumo de biocombustíveis, passando, até mesmo, a definirem metas de consumo desses combustíveis nos seus sistemas de transportes (WALTER, 2007). A União Européia, por exemplo, anunciou em 2007 que a meta válida para 2020 é de 10% de substituição dos combustíveis fósseis por fontes renováveis, inclusive biocombustíveis.

Especialmente o bioetanol produzido a partir da cana de açúcar e de excedentes de milho e outros cereais e, em menor escala, o biodiesel produzido a partir de grãos e palmáceas, representam, modestamente, 1,7 EJ (em torno de 1,5%) do uso de combustíveis para transporte no mundo (PINTO *et. al.*, 2007).

Enquanto a produção de petróleo cresceu apenas 7% desde 2000, a produção de bioetanol mais do que duplicou nesse período e a de biodiesel, partindo de uma base bem menor, se expandiu quase três vezes (REN21, 2008), o que demonstra as perspectivas de demanda pela biomassa.

Os biocombustíveis líquidos podem ser classificados a partir do local de produção e das matérias primas utilizadas. Atualmente os principais produtores mundiais de biocombustíveis são o Brasil e EUA, responsáveis por 90% da produção de bioetanol (BNDES, 2008), seguidos pela Alemanha, que produz 50% do biodiesel do mundo (FREITAS, 2006).

O potencial global para a produção de biomassa depende fortemente da disponibilidade de terras agricultáveis e dos níveis de produtividade de cada matéria prima. Vale destacar, novamente, que a expansão do setor bioenergético deve ser feita de modo sustentável, interagindo com outros usos da terra, como a produção de alimentos (para pessoas e animais), proteção à biodiversidade e conservação do solo, água e natureza.

Infelizmente, ainda não é possível estimar qual o verdadeiro potencial global para a produção de biomassa, uma vez que “as metodologias e ferramentas para uma avaliação detalhada do potencial global para a produção sustentável de biocombustíveis estão ainda em desenvolvimento e como os dados de disponibilidade de biomassa para fins energéticos não estão disponíveis em muitos países, existe, em escala global, um grande e inexplorado potencial bioenergético” (BNDES, 2008).

De qualquer forma, na tentativa de se apresentar um panorama que represente o potencial para produção de biocombustíveis, SMEETS *et. al.* (2006) apresentam resultados de uma avaliação do potencial técnico de produção dos biocombustíveis para 2050, baseados em quatro sistemas de produção agrícolas hipotéticos.

O referido estudo indica que o maior potencial para a produção de cultivos energéticos encontra-se na região África Subsaariana e na América Latina e Caribe. Isso porque as duas regiões se

destacam por possuírem áreas agrícolas disponíveis e ecologicamente adequadas para a produção de cultivos energéticos, em especial a cana de açúcar (SMEETS *et. al.*, 2006).

O estudo apresenta, ainda, resultados otimistas quanto ao impacto da produção bioenergética sobre a produção de alimentos. Isso porque, o potencial global total de bioenergia produzida anualmente nos quatro cenários produtivos corresponde, respectivamente, a 78%, 129%, 270% e 329% da demanda energética de 2005, sem que a produção alimentar seja afetada até 2050. Esses resultados são possíveis porque a maior parte do potencial é de cultivos energéticos especializados, desenvolvidos em terras agricultáveis excedentes, as quais não seriam mais utilizadas para a produção de alimentos (SMEETS *et. al.*, 2006).

Frente aos resultados apresentados por Smeets *et al.* (2006), é possível chegar a algumas conclusões preliminares, as quais indicam que: (a) o potencial de oferta de bioenergia depende fortemente dos padrões de produção de alimentos e, em particular, do comprometimento de áreas com a criação de animais; (b) algumas regiões demonstram clara vantagem competitiva; e (c) o potencial total disponível é, sob pressupostos otimistas, da mesma magnitude da demanda energética global (BNDES, 2008).

2.2 Iniciativas de sustentabilidade para biocombustíveis

As políticas e marco legais de fomento à produção e ao consumo de biomassa necessitam de elementos que justifiquem a criação de iniciativas de sustentabilidade e auxiliem a evolução da demanda global de biocombustíveis. Dentre as principais justificativas, dá-se destaque à segurança do suprimento energético e mitigação das mudanças climáticas através da redução das emissões de gases de efeito estufa. Além desses dois fatores, os países em desenvolvimento também encontram nos biocombustíveis a possibilidade de promover o desenvolvimento rural, através de perspectivas de combate à pobreza, acesso a uma energia moderna e eletrificação das áreas rurais (WALTER, 2007).

Nesse contexto, o desenvolvimento e utilização de biocombustíveis são orientados, principalmente, por políticas do setor de transporte, as quais referem-se à autorização para mistura com combustíveis convencionais e progressiva introdução no mercado, além de redução de impostos, subsídios, apoio e garantia a empréstimos relacionados com os biocombustíveis (BNDES, 2008).

Ao criarem suas políticas de fomento aos biocombustíveis, os países tendem a destacar mais de um objetivo central. Isso pode tornar ainda mais complexo o acesso da bioenergia ao mercado internacional. A maioria das políticas energéticas relacionadas ao fomento de bioenergia está associada à geração de energia elétrica, aquecimento e transporte. Particularmente quanto ao setor de transportes, cabe destacar que os instrumentos para promover os biocombustíveis estão em fase de progressiva expansão, havendo incentivos de caráter tributário e alfandegário para promover a produção de etanol e biodiesel (BNDES, 2008).

As iniciativas de sustentabilidade para biocombustíveis são criadas a partir de legislações internas ou tratados internacionais (bilaterais ou multilaterais). Podem, ainda, possuir natureza pública,

privada ou mista. O objetivo dessas ferramentas jurídicas é desenvolver princípios e critérios de sustentabilidade para a produção e o consumo de biocombustíveis, com o intuito de impedir que produtos prejudiciais à sociedade e ao meio ambiente ingressem no mercado internacional.

Princípios de sustentabilidade são fundamentos gerais acerca das três esferas do desenvolvimento sustentável e são utilizados para orientar à produção de biocombustíveis. Já os critérios de sustentabilidade representam as condições a serem cumpridas para que esses fundamentos sejam respeitados (BOSSSEL, 1999).

Os programas de certificação sustentável transcendem as iniciativas de sustentabilidade e visam a criação e implantação não só de princípios e critérios, mas também de indicadores de sustentabilidade. Os indicadores de sustentabilidade são, portanto, os elementos que possibilitam a avaliação da sustentabilidade quanto à produção de biocombustíveis (BOSSSEL, 1999).

Vale ressaltar que tais instrumentos, apesar de contribuírem para a sustentabilidade, podem proporcionar o aumento dos custos, em especial, para os pequenos produtores e, assim, dificultam a produção em pequena escala. Assim, é extremamente importante que os sistemas de certificação sejam desenhados adequadamente, para evitar que sirvam como barreiras comerciais adicionais e atuem como medidas protecionistas, restringindo o espaço das alternativas sustentáveis e privilegiando as bioenergias menos eficientes.

3 Requisitos de sustentabilidade para biocombustíveis e as normas do direito internacional

Como já foi destacado anteriormente, iniciativas de sustentabilidade são criadas para monitorar a produção e o consumo de biocombustíveis, cujo intuito é evitar que produtos prejudiciais à sociedade e ao meio ambiente ingressem no mercado internacional. Todo esse contexto fez com que o mercado internacional desses combustíveis alternativos tenha servido de palco para conflitos entre as legislações sobre meio ambiente e as normas do comércio internacional.

Existem conflitos de competência e de aplicabilidade entre essas diferentes ramificações do direito internacional porque nem sempre os princípios de cada regime condizem entre si, bem como porque acordos internacionais sobre o meio ambiente podem afetar, em diversos sentidos, o comércio internacional de bens e produtos, uma vez que são capazes de impor sanções comerciais para incentivar partes não signatárias a aderirem ao tratado, ou podem, até mesmo, serem utilizados como meio de promoção para aqueles que resolveram aderir à legislação (BUENGENTHAL *et. al.*, 2002). Ao mesmo tempo, a liberalização do comércio pode facilitar a circulação de mercadorias que configuram más práticas ao meio ambiente e ao direito do trabalho, dificultando, dessa forma, a atuação das normas do direito ambiental.

Ciente do problema, a OMC tem buscado meios de amenizar a questão, tendo como um de seus objetivos o desenvolvimento de um comércio internacional sustentável, o qual deve ser baseado em produtos ou métodos de produção que atendam as três esferas do desenvolvimento sustentável: prudência ecológica, equidade social e eficiência econômica.

Contudo, a ausência de consenso entre países desenvolvidos e países em desenvolvimento, bem como a divergência de interesse entre diferentes produtores, tem impedido a implementação do comércio internacional sustentável. As iniciativas para biocombustíveis representam essa divergência de interesses e, dessa forma, tornam-se objetos de conflitos entre legislações de caráter ambiental e as normas da OMC.

O direito internacional do comércio e o direito internacional do meio ambiente são regimes específicos existentes dentro do direito internacional público. Essas diferentes ramificações do direito internacional coexistem e muitas vezes podem entrar em conflitos uma com a outra (OLIVEIRA, 2007):

A dicotomia comércio *versus* meio ambiente apresenta-se latente, uma vez que o sistema multilateral do comércio, ao contrário do sistema multilateral ambiental, conta com um vasto conjunto normativo vinculante para seus Membros e com um sistema de solução de controvérsias cujas decisões são de cumprimento obrigatório e execução praticamente imediata. Enquanto isso, as normas internacionais de proteção do meio ambiente, muitas delas de caráter jurídico não obrigatório (ou *soft law*), além de não sistematizadas, pois que espalhadas em diversas convenções, cada uma com a sua própria secretaria, são dotadas de uma eficácia relativa, à medida que inexistem um mecanismo quanto a um foro unificado de solução de controvérsias ambientais, cujas decisões sejam de execução forçada, sendo mais utilizados os mecanismos de acompanhamento de implementação das obrigações impostas pelos acordos (*compliance mechanisms*).

Todas essas características podem levar a uma relativa fragilidade dos mecanismos internacionais de proteção ao meio ambiente e a uma conseqüente superioridade *de facto* das normas de comércio internacional em caso de conflito de obrigações, ainda que na teoria não exista uma hierarquia normativa ou institucional entre esses três regimes. Oliveira (2007) afirma que é possível falar em superioridade *de facto* pelo simples motivo que as normas do comércio são *enforceable* (no sentido de que há mecanismos para sancionar o descumprimento das regras), enquanto que as legislações sobre meio ambiente nem sempre o são. Isso também faz com que, na prática, controvérsias que tenham assuntos ambientais possam vir a ser analisadas perante o Órgão de Solução de Controvérsias da OMC (OSC), caso um Membro faça uma reclamação alegando violação das obrigações previstas nos Acordos da OMC (OLIVEIRA, 2007).

3.1 Comércio internacional e meio ambiente

Uma análise acerca das principais premissas que regem o direito internacional do meio ambiente e o comércio internacional permite concluir que os objetivos de cada regime não estão tão distantes um do outro e que seria possível, portanto, amenizar as divergências que há na aplicabilidade das normas referentes a esses dois campos normativos. Isso porque tanto o direito internacional do meio ambiente, quanto às normas do comércio internacional, reconhecem que o desenvolvimento

sustentável é a base para um crescimento econômico justo, o qual deve ocorrer em harmonia com a preservação ambiental e a acessibilidade aos direitos sociais.

A Tabela 1 aponta algumas premissas que norteiam a atuação do direito internacional do comércio e do direito internacional do meio ambiente.

Tabela 1 – Princípios consagrados pela OMC e pelo Direito Internacional do Meio Ambiente

Direito Internacional do Comércio	Direito Internacional do Meio Ambiente
Desenvolvimento sustentável	Desenvolvimento sustentável
Não discriminação	Precaução
Previsibilidade	Poluidor pagador
Tratamento diferenciado para os países em desenvolvimento	Responsabilidade comum porém diferenciada
Concorrência leal	Avaliação do impacto ambiental
Proibição de restrições quantitativas	Não pode haver restrições ao comércio

Apesar de haver alguma conciliação entre os princípios de ambos os regimes, as normas que regem o comércio internacional estão focadas na liberalização do comércio, enquanto o direito internacional do meio ambiente tem como objetivo principal a preservação ambiental.

A diferença entre valores e objetivos desses dois regimes jurídicos permite que existam interpretações diversas acerca dos princípios e normas do direito internacional. Essa divergência de interpretações é o que torna a avaliação sobre a legalidade e aplicabilidade de barreiras técnicas ao comércio algo extremamente complexo. Isso porque, as barreiras técnicas ao comércio são o principal instrumento de restrição ao comércio internacional em favor do meio ambiente e de outros objetivos que a própria OMC reconhece como legítimos. Esses instrumentos nascem, portanto, na zona de conflito entre os dois regimes jurídicos e estão sujeitos a interpretações baseadas tanto em valores do direito internacional do meio ambiente quanto em valores do comércio internacional.

3.2 Comércio internacional e o regime climático

Como a principal contribuição dos biocombustíveis está relacionada ao combate às mudanças climáticas, vale trazer algumas considerações específicas quanto ao diálogo entre o comércio internacional e o regime climático.

Assim como a OMC reconhece a necessidade de um desenvolvimento sustentável e traz para a sua área de atuação aspectos do ponto de vista ambiental, a Convenção-Quadro da Nações Unidas sobre Mudanças do Clima (CQNUMC), em seu artigo 3.5, consagra os preceitos dispostos no artigo XX do *GATT* e prescreve que as medidas de combate ao aquecimento global, incluindo as de caráter unilateral, não devem constituir restrições injustificadas e arbitrárias ou barreiras disfarçadas (HOLZER, 2010).

A COP 15, em 2009 na cidade de Copenhague, trouxe avanços em compromissos internacionais sobre mudanças do clima. De qualquer forma, na prática, o acordo não ofereceu soluções sobre os limites de interação entre as regras internacionais do comércio e as relativas à proteção do clima (NETO *et. al.*, 2010):

Desde a COP-13, em Bali, a relação entre clima e comércio tem avançado, particularmente, em três eixos de discussão: (a) a liberalização de bens e serviços ambientais; (b) o estímulo à transferência de tecnologias ambientais e de energia limpa; e (c) a utilização de subsídios e medidas comerciais para redução dos custos de ajuste incorridos por setores intensivos em energia e expostos à concorrência internacional.

Os dois últimos eixos estão diretamente relacionados às negociações no âmbito da CQNUMC e do Protocolo de Quioto. Por outro lado, o primeiro eixo está focado nas discussões do próprio comércio internacional e tem se intensificado cada vez mais ao longo da Rodada de Doha (NETO *et. al.*, 2010).

Em relação a esse primeiro eixo, pode-se afirmar que as negociações quanto ao tema não têm avançado muito, em especial pela falta de consenso na definição de quais os bens e serviços que devem ser classificados como produtos ambientais. O objetivo é identificar os produtos que sejam ambientalmente preferíveis quando comparados a produtos de mesma categoria. As negociações no âmbito da OMC buscam, portanto, oferecer tratamento especial a bens e serviços que virem a ser classificados como produtos ambientais (UNEP, 2009).

Obviamente este não é um objetivo fácil de ser alcançado. Isso porque a OMC deverá listar os produtos ambientais, o que causa impasse entre os diferentes Membros, uma vez que cada país tenta favorecer os interesses de sua própria economia (UNEP, 2009). O Brasil, em particular, afirma que só aceitará negociar o tema sob a condição de que o etanol seja incluído na lista de produto ambiental e tenha, portanto, seus obstáculos eliminados (NETO *et. al.*, 2010).

O segundo eixo das negociações prevê a liberalização comercial como forma de países emergentes acessarem tecnologias limpas, através da flexibilização dos direitos de propriedade intelectual. A proposta sugere que países desenvolvidos viabilizem a transferência de tecnologia para países em desenvolvimento no contexto das ações de mitigação e adaptação à mudança do clima. Convém ressaltar, porém, que não há posições claras sobre como tornar essa proposta operacional (NETO *et. al.*, 2010).

Por fim, o terceiro eixo aborda o crescente uso de subsídios domésticos dos países desenvolvidos, bem como a utilização de barreiras alfandegárias na tentativa de equalizar custos entre

produtores domésticos e exportadores (NETO *et. al.*, 2010). Aqui são tratadas as medidas comerciais de caráter unilateral implementadas a favor da mitigação das mudanças climáticas (UNEP, 2009). Um bom exemplo de medidas unilaterais baseadas no combate às mudanças climáticas, as quais podem, inclusive, causar repercussões na competitividade do comércio internacional, são iniciativas de sustentabilidade para bioenergia, como a Diretiva 2009 da União Européia e o *American Clean Energy and Security Act* (UNEP, 2009).

3.3 Barreiras técnicas ao comércio

A partir do momento em que as tentativas para amenizar os problemas ambientais passaram a influenciar e, até mesmo, prejudicar o comércio internacional, acentuou-se a necessidade de um debate no âmbito do *GATT/OMC* sobre o tema. Os impasses entre requisitos de sustentabilidade quanto à produção de biocombustíveis representam perfeitamente o conflito entre comércio internacional e meio ambiente.

Durante a Rodada de Tóquio (1973 – 1979), “foi discutido o problema da interferência das medidas ambientais que poderiam transformar-se em obstáculos ao comércio, e negociou-se o Acordo da Rodada de Tóquio sobre Barreiras Técnicas ao Comércio” (FIORATI *et. al.*, 2008). Até aquele momento, todas as restrições ao comércio eram tratadas pelas normas gerais do *GATT*.

Os artigos I, III e XI do *GATT* prescrevem que as restrições ao comércio não serão permitidas sempre que: (a) tratar produtos de um Estado de maneira menos favorável do que produtos similares de outro Estado; (b) tratar produtos importados de maneira menos favorável do que os produtos internos; (c) constitua restrições quantitativas. Ao mesmo tempo, o artigo XX apresenta uma exceção à regra e afirma que poderá haver restrições ao comércio, desde que respeitados os seguintes requisitos: (a) essas restrições não podem ser aplicadas de maneira que constituam discriminação arbitrária ou injustificada; e (b) estas medidas devem ser essenciais para a proteção de objetivos considerados legítimos (BUENGENTHAL *et. al.*, 2002).

Dessa forma, com a finalidade de fortalecer a atuação do *GATT* sobre o tema, foi celebrado o Acordo sobre Barreiras Técnicas ao Comércio (*TBT*, na sigla em inglês). O preâmbulo do referido tratado afirma que normas e regulamentos técnicos sobre produtos, bem como sobre métodos de produção relacionados às características finais de produtos, podem ser essenciais à eficácia nos meios de produção. Dessa forma, foi dado a todos os países o direito de adotar medidas necessárias (normas, regulamentos técnicos e procedimentos de avaliação de conformidade) para assegurar os seus objetivos legítimos, tais como: garantir a qualidade de suas importações e exportações, proteger a vida e saúde dos consumidores e animais, preservar os vegetais e o meio ambiente, e, por fim, evitar práticas que possam induzir a erro (THORSTENSES, 2009).

A implementação de barreiras técnicas ao comércio se caracteriza, portanto, por ser o principal instrumento de restrição ao comércio internacional, o qual é previsto pelas normas da OMC, desde que necessárias para a consecução de objetivos, que a própria Organização reconheça como legítimos. O elemento central, o qual justifica a implementação dessas medidas, está relacionado, dessa forma, ao conceito de necessidade (THORSTENSEN, 2009).

O artigo XX do *GATT* e os dispositivos do TBT são extremamente rígidos ao determinarem que as restrições ao comércio internacional só serão permitidas se não criarem barreiras desnecessárias ao comércio, sob pena de serem consideradas medidas arbitrárias ou injustificadas.

A grande dificuldade na análise de compatibilidades entre tais instrumentos e as especificações previstas pelo TBT está justamente no conceito de necessidade. Isso porque para que uma barreira técnica esteja em compatibilidade com as normas do comércio internacional, é preciso que ela seja considerada uma medida necessária. Portanto, a pergunta que fica é: o que seria uma medida necessária?

Quanto ao tema, Prazeres (2003) afirma que, no âmbito do TBT, uma medida será considerada injustificada ou arbitrária sempre que:

- a) o objetivo que se propõe a assegurar não seja considerado legítimo;
- b) não houver nexo causal entre a medida estabelecida e o objetivo buscado;
- c) a medida for imposta de maneira discriminatória, estabelecendo tratamento diferenciado entre produtos nacionais e importações;
- d) a medida for mais rigorosa do que o necessário para atingir o dado objetivo legítimo.

Em relação ao objetivo legítimo, vale destacar que o TBT define, em seu preâmbulo, um rol meramente exemplificativo de objetivos que permitem a imposição de barreiras técnicas. Como estes objetivos não foram estabelecidos de forma taxativa, é pouco provável que haja dificuldade para os países em defender um objetivo como sendo legítimo (THORSTENSEN, 2009).

Quanto à causalidade das barreiras técnicas, é essencial que se comprove que a medida estabelecida está diretamente relacionada ao objetivo que se pretende alcançar. Há dois aspectos importantes neste conceito:

- a) a necessidade de fundamentação do risco temido pelo Estado; e
- b) a capacidade da medida imposta em contribuir para que tal risco seja afastado ou minimizado.

Convém ressaltar que a comprovação desses dois aspectos e a, conseqüente, demonstração do nexo causal estão, muitas vezes, relacionadas a evidências científicas (PRAZERES, 2003).

Já o caráter discriminatório da medida pode ser deduzido a partir da comparação entre o tratamento dispensado, de um lado, ao produto nacional e, de outro, ao produto similar estrangeiro (THORSTENSEN, 2009).

Por fim, ainda em relação à necessidade da medida, avalia-se se a restrição é mais rigorosa que o necessário para a obtenção do objetivo legítimo. Caso haja outro meio de assegurar tal objetivo, em que haja menos limitações ao comércio internacional, a medida será considerada desnecessária. Vale ressaltar, porém, que, na prática, o exame de medidas concretas frente ao

conceito de necessidade tende a ser bastante complexo e também está relacionado a certezas científicas (PRAZERES, 2003):

De modo geral, deve-se considerar que há casos em que posicionamentos científicos diversos em relação a um risco podem dificultar análise da possibilidade de duas medidas distintas (uma mais e outra menos restritiva ao comércio) atingirem os mesmos resultados na busca de objetivos legítimos por parte do Estado que opta por uma delas. Em outros, casos, discute-se se outra medida que não a tomada pelo Estado lhe estaria razoavelmente disponível. Afinal, não se pode esperar que Estados tomem iniciativas na prática impossíveis para que adotem uma medida menos restritiva ao comércio.

4 Biocombustíveis e a redução das emissões de GEE: uma avaliação à luz das normas do comércio internacional

Todas as políticas de fomento aos biocombustíveis reconhecem a importância desses combustíveis alternativos no combate às mudanças climáticas, uma vez que se caracterizam por serem uma de fonte energia renovável e, quando produzidos de forma sustentável, podem contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa.

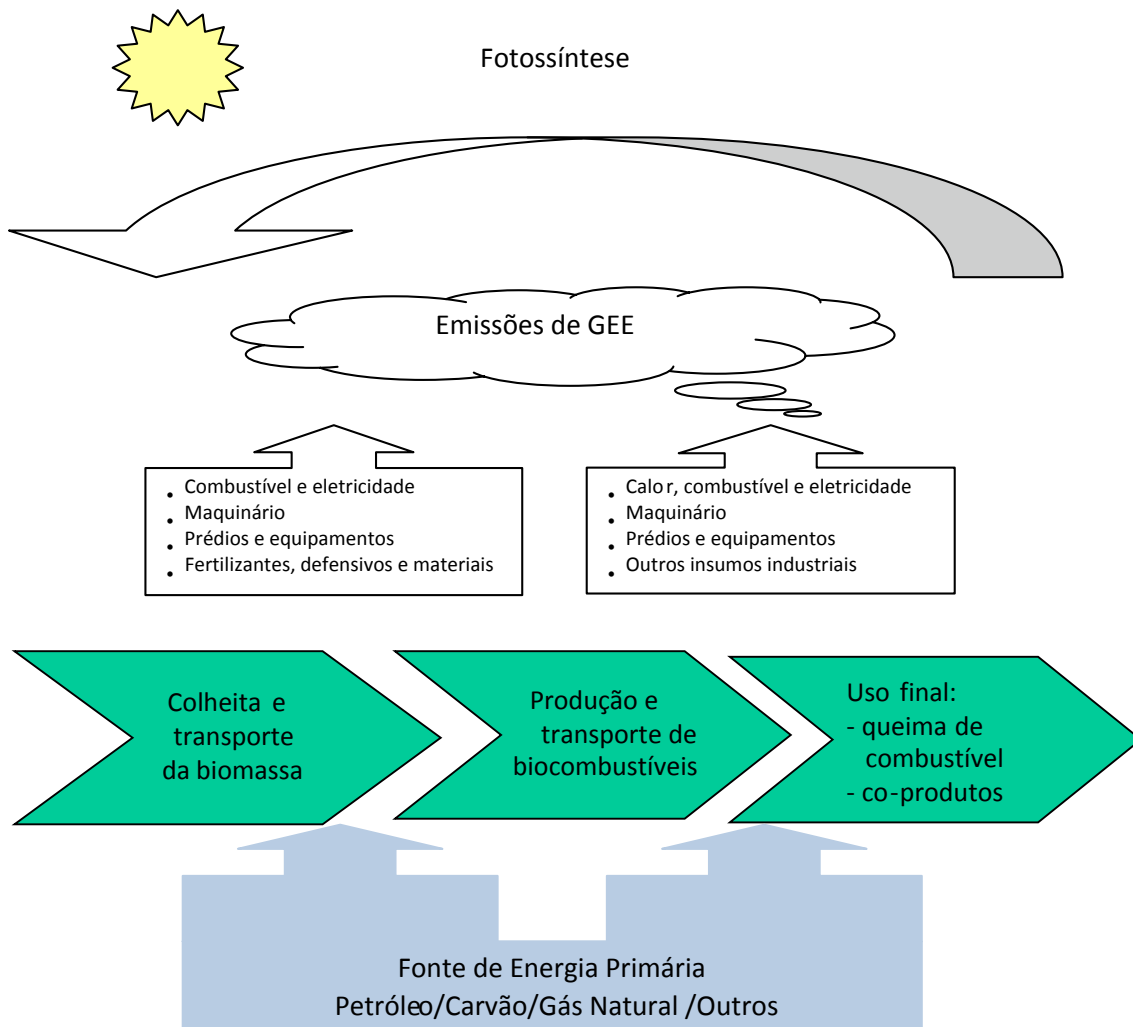
Quando gasolina ou diesel é substituído pelos biocombustíveis, toda a emissão associada ao uso do combustível fóssil é mitigada, passando a valer somente as emissões relacionadas com a produção de bioenergia (MACEDO *et. al.*, 2008). O cálculo das emissões de GEE relacionadas ao biocombustíveis requer, pois, que seja feita uma análise detalhada sobre o ciclo de vida de cada processo produtivo.

Não há, porém, uma metodologia consolidada para ser utilizada na análise do ciclo de vida dos biocombustíveis, especialmente no que diz respeito aos impactos diretos (*LUC*, na sigla em inglês) e indiretos (*ILUC*, na sigla em inglês) das mudanças no uso da terra. Há, dessa forma, uma série de debates e incertezas quanto aos fatores de emissão de GEE estabelecidos por essas iniciativas.

4.1 Análise de ciclo de vida

Todas as tecnologias de produção de bioenergia envolvem, seja direta ou indiretamente, o uso de recursos convencionais. Assim, o benefício associado ao uso de um biocombustível está relacionado às emissões de sua produção e às emissões evitadas do combustível fóssil que é substituído. Os benefícios ambientais dos biocombustíveis dependem da análise das emissões de GEE referentes ao ciclo de vida de cada combustível, associadas ao consumo de energia e às emissões associados à produção de insumos e equipamentos utilizados na cadeia produtiva (BNDES, 2008).

A Figura 1 representa o ciclo de vida dos biocombustíveis, indicando todas as emissões de GEE associadas à fase agrícola e à produção industrial.



Fonte: SEABRA (2008)

Figura 1 – Diagrama do ciclo de vida dos biocombustíveis

As metodologias para análise do balanço energético no ciclo de vida de bioetanol que foram utilizadas no presente trabalho consideram uma abordagem “do plantio da cana de açúcar ao portão da usina”, em que são analisados três fluxos de energia (MACEDO *et. al.*, 2008 e FARREL *et. al.*, 2006):

- Consumo direto de combustíveis externos e eletricidade;
- Energia adicional requerida para a produção de produtos químicos e de materiais utilizados na agricultura e nos processos industriais (fertilizantes, sementes, herbicidas, ácido sulfúrico, entre outros);

- c) Energia adicional necessária para maquinários, construção e manutenção de equipamentos e construções.

Todo o dióxido de carbono liberado na queima de produtos de biomassa é reciclado por meio da fotossíntese no crescimento da biomassa no próximo ciclo produtivo. Assim, somente a parcela correspondente aos combustíveis fósseis consumidos na produção de biocombustíveis representa um acréscimo líquido da quantidade desses gases na atmosfera (MACEDO *et. al.*, 2008).

Particularmente em relação ao ciclo de vida do bioetanol, análises de balanço energético demonstram que para cada unidade de energia fóssil utilizada na produção de bioetanol da cana de açúcar, mais de nove unidades de energia renovável são produzidas na forma de bioetanol e co-produtos (MACEDO *et. al.*, 2008). Em relação ao bioetanol do milho, esse valor chega apenas a 1,2 unidade de energia renovável¹ (FARREL *et. al.*, 2006).

Na Tabela 2 são apresentados os principais valores dos fluxos de energia associados à produção do bioetanol a partir da cana de açúcar e do bioetanol proveniente do milho.

Tabela 2 – Balanço energético na produção de bioetanol

Fonte Bibliográfica	Biomassa	Produtividade (L/ha)	Input Total (MJ/ L)	Crédito Co-produtos (MJ/L)	Output Renovável (MJ/L)	Razão de Energia (MJ/MJ renovável)
Shapouri <i>et. al.</i> (2002)	milho	3.112	21,51	4,00	23,23	1,33
Pimentel and Patzek (2005)	milho	2.735	27,60	-	21,60	0,78
Farrell <i>et. Al.</i> (2006)	milho	3.463	20,70	4.10	21,20	1,28
Patzek (2004)	milho	2.916	25,79	-	21,20	0,82
Correia <i>et. Al.</i> (2010)	milho	3.463	20,54	-	21,20	1,03
Macedo <i>et. Al.</i> (2008)	cana	7.517	2,71	0,96	25,32	9,30
Correia <i>et. Al.</i> (2010)	cana	7.517	3,08	11,26	32,46	10,52

Os valores apresentados na Tabela 2 são claramente favoráveis ao bioetanol da cana de açúcar, indicando-o como melhor alternativa ao uso da gasolina quando comparado ao bioetanol do milho. O melhor balanço de energia proporciona maiores reduções nas emissões de GEE. Cabe

¹ Convém ressaltar que o valor apresentado por Farrel, *et. al.* (2006) não é consensual, havendo referências divergentes sobre o tema, inclusive com valores negativos. De qualquer forma, em nenhuma das referências, a relação de energia para o etanol do milho é superior a 2.

ressaltar que as emissões também estão associadas a outros fatores, inclusive às emissões relacionadas aos impactos diretos e indiretos da mudança no uso do solo.

4.2 Impactos diretos e indiretos das mudanças do uso do solo

Os impactos diretos e indiretos da mudança no uso do solo representam as incertezas quanto ao cálculo das emissões de GEE no ciclo de vida dos biocombustíveis. Essas podem ser caracterizadas pela emissão de gases de efeito estufa associada à mudança do uso do solo, com a perda da sua cobertura original e ao processo indireto causado pela expansão das fronteiras agropecuárias e para as áreas de proteção ambiental, onde seriam formadas novas áreas de criação (BNDES, 2008). Mas também há as emissões associadas à eventual perda de carbono no solo quando da mudança de uso, que depende de diferentes fatores, tais como o tipo de solo e das práticas agrícolas.

Em relação ao Brasil, a grande preocupação quanto aos impactos indiretos está associada ao desmatamento da Floresta Amazônica. Ocorre que, apesar de existir uma grande quantidade de trabalhos que tentam relacionar o desmatamento da Amazônia à produção de bioetanol em outros terrenos, tais aspectos são ainda incertos por não haver uma metodologia consolidada sobre o tema (MOREIRA *et. al.*, 2009):

A avaliação de *ILUC* global é uma proposta relativamente recente, com metodologia ainda em desenvolvimento. Há consenso de que as análises desenvolvidas estão sujeitas a um elevado grau de incertezas que coloca em dúvida sua utilização para fins de definição de legislações. No entanto, tais legislações colocaram o tema do *ILUC* no centro do debate sobre biocombustíveis.

Por haver controvérsias quanto à metodologia, a contabilização dos impactos indiretos das mudanças do uso do solo pode representar barreiras a produção em países como o Brasil, uma vez que tende a privilegiar biocombustíveis com potencial de redução de GEE inferiores ao bioetanol da cana de açúcar.

Vale ressaltar que, quanto ao Brasil, a contabilização de tais impactos pode prejudicar os resultados da análise do ciclo de vida do bioetanol da cana de açúcar, associando a esse biocombustível as emissões de GEE oriundas da expansão das pastagens sobre terrenos com elevada concentração de carbono.

4.3 Argumentação jurídica

Não há dúvida que o aumento na produção e no consumo de biocombustíveis esteja focado, particularmente, em dois aspectos:

- a) redução das emissões de GEE; e
- b) maior segurança de suprimento energético.

Especialmente quanto à redução das emissões de GEE, os biocombustíveis de primeira geração são uma opção para os países do Anexo I alcançarem as metas estipuladas pelo regime climático, bem como podem auxiliar os países em desenvolvimento a alcançarem o desejado desenvolvimento sustentável, visto que a própria CQNUMC e o Protocolo de Quioto incentivam o uso de biocombustíveis.

Dentro desse contexto, muitos países passaram a definir leis que exigem ou aumentam a participação de combustíveis renováveis em seus sistemas de transportes. A União Européia, por exemplo, anunciou em 2009 que a meta válida para 2020 é de 10% de substituição dos combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia (Diretiva 2009/28/CE).

A imposição de metas de consumo por legislações nacionais e internacionais reflete a competitividade no mercado internacional de bioenergia e tem acentuado o interesse por pesquisas e debates sobre as emissões de GEE relacionadas ao ciclo de vida dos biocombustíveis. Por serem temas controversos, *LUC* e, especialmente, *ILUC* ganharam uma supervalorização nos debates sobre bioenergia (MOREIRA *et. al.*, 2009).

As legislações que impõem padrões de sustentabilidade aos biocombustíveis tendem a apresentar referências explícitas ao tratamento do *ILUC*. Como não há uma metodologia consolidada sobre o cálculo das emissões associadas a esses impactos, as iniciativas para biocombustíveis ainda não encontraram uma forma efetiva de abordar *ILUC*. Os EUA têm tomado a frente sobre o tema no âmbito do *RFS2* (e também do CARB) (MOREIRA *et. al.*, 2009):

Naturalmente, por se tratar de uma legislação federal dos Estados Unidos, atualmente maior mercado mundial de etanol, os resultados divulgados pela *EPA* podem ter impactos significativos na reputação do etanol de cana de açúcar em todo o mundo. As propostas de legislação na Califórnia e na União Européia acompanham de perto o andamento do *RFS2*.

A partir de análises do ciclo de vida de cada fonte de energia, os EUA, com o intuito de reduzir em 20% o consumo de combustíveis fósseis nos transportes, estabeleceu índices de redução das emissões de GEE dos vários biocombustíveis, considerando em sua base de cálculo os efeitos diretos e indiretos da mudança do uso da terra (*EPA*, 2010). Infelizmente, esta iniciativa estadunidense tende a prejudicar o balanço energético do etanol produzido no Brasil (MOREIRA *et. al.*, 2009):

A inclusão do *ILUC* será decisiva para a implementação do *RFS2* e provocará impactos significativos no setor sucroenergético brasileiro. De acordo com os resultados preliminares, a redução das emissões do etanol da cana de açúcar varia entre 42% e 44%. As emissões indiretas de uso da terra representam entre 70% e 80% das emissões totais de GEE do etanol da cana. Embora a *EPA* já tenha indicado que pretende reduzir

a exigência mínima de redução de GEE para 40%, para que biocombustíveis sejam considerados avançados (o que incluiria o etanol da cana de açúcar nessa classe), as emissões relacionadas ao *ILUC* impedem que o etanol de cana tenha redução de emissões de GEE da classe de biocombustíveis avançados celulósicos.

Para contabilizar os efeitos do uso do solo das emissões de GEE, a *EPA* combinou uma análise de uso da terra, a qual foi desenvolvida, em conjunto, pelo sistema de modelos do *Card/Fapri*² e pelo modelo *Forestry Agriculture Sector Optimization Model (Fasom)*, da Universidade Texas AM (MOREIRA *et. al.*, 2009).

A proposta de regulação pública, devidamente publicada pelo *Draft Regulatory Impact Analysis (Dria)*, em maio de 2009, foi analisada de forma detalhada por diversos interessados. A equipe de especialista do ICONE (Instituto de Estudo do Comércio e Negociações Internacionais) fez uma análise crítica do modelo implementado pela *EPA*. De acordo com Moreira *et. al.* (2009) o resultado da avaliação foi de que a análise sugerida no documento não é adequada para a dinâmica da agricultura brasileira, em especial, por três motivos: (a) a análise é demasiadamente agregada, sendo o Brasil tratado como uma única região, com a mesma dinâmica de uso da terra; (b) as áreas de pastagens não são modeladas seguindo hipóteses econômicas e a capacidade de intensificação da pecuária não foi devidamente considerada; e (c) foram utilizadas imagens de satélites sem a precisão adequada para diferenciar as áreas de pastagens e vegetação nativa em alguns biomas brasileiros.

Durante o período de consulta pública referente ao *Dria* para o *RFS2*, o Brasil requereu que “a análise de mudança do uso da terra indicada no texto original fosse refeita utilizando o *BLUM*, modelo que desagrega o Brasil em seis regiões e apresenta uma análise de uso da terra substancialmente mais completa que a do texto anterior” (MOREIRA *et. al.*, 2009). Na Tabela 3 são apresentadas as diferenças entre os resultados obtidos pelo modelo originariamente utilizado pela *EPA* e os resultados obtidos do uso do modelo *BLUM*.

Tabela 3 – Porcentagem de redução de emissão de GEE pelo etanol de cana de açúcar comparativamente à gasolina

Análise	100 anos e 2% de taxa de desconto	30 anos, sem taxa de desconto
Análise original de EPA	-44%	-26%
Resultados de <i>LUC</i> e <i>ILUC</i> gerados pelo modelo <i>BLUM</i>	-64%	-52%

² O *Center for Agricultural and Rural Development* e o *Food and Agricultural Policy Research Institute (Card/Fapri)*, em parceria com o ICONE, desenvolveram o Modelo de Uso da Terra para a Agricultura Brasileira (*Brazilian Land Use Model – BLUM*), adequado às particularidades brasileiras, com o intuito de integrá-lo ao sistema de modelos setoriais mundiais (MOREIRA *et. al.*, 2009).

Fontes: MOREIRA *et. al.* (2009, p. 47) ³

Os resultados apresentados na Tabela 3 revelam a inconsistência do modelo utilizado pela EPA, visto que considera a expansão da área de grãos e cana como responsável, seja direta ou indiretamente, pelo avanço da fronteira agrícola sobre vegetação remanescente, sem reconhecer, assim, a expansão das lavouras sobre pastagens e o estoque de terras no Brasil (MOREIRA *et. al.*, 2009).

Tais resultados ajudam a comprovar a presença do debate e das incertezas quanto à contabilização de LUC e ILUC nas emissões de GEE, o que dá ensejo à necessidade e à possibilidade que há para o Brasil em defender o livre acesso ao comércio internacional.

Os princípios e critérios sobre redução das emissões de GEE não devem se basear em metodologias incertas, pois isto pode ser considerado um pretexto para favorecer a produção interna, ainda que menos eficiente ou menos benéfica ambientalmente do que as importações.

As normas da OMC são claras quanto à criação de barreiras não tarifárias ao comércio e discriminam as situações específicas em que estas são permitidas, sob penas de serem consideradas restrições injustificadas. Mas, como avaliar a compatibilidade entre critérios de sustentabilidade quanto à redução das emissões de GEE e as normas da OMC?

Para responder a essa pergunta, é preciso resgatar os critérios para a avaliação de compatibilidade apresentados no capítulo anterior. Assim, uma barreira técnica será considerada injustificada sempre que:

- a) o objetivo que se propõe a assegurar não seja considerado legítimo;
- b) não houver nexos causal entre a medida estabelecida e o objetivo buscado;
- c) a medida for imposta de maneira discriminatória, estabelecendo tratamento diferenciado entre produtos nacionais e importações; e
- d) a medida for mais rigorosa do que o necessário para atingir o dado objetivo legítimo.

Analisando esses quatro critérios de compatibilidade, é possível verificar que os requisitos de sustentabilidade para biocombustíveis referentes à redução das emissões de GEE são justificados por um objetivo legítimo: o combate às mudanças climáticas.

Em tese, há um nexos causal entre esses requisitos e o objetivo buscado, uma vez que as mudanças climáticas fundamentam os riscos temidos pelos países, bem como pelo fato de que os biocombustíveis são fontes de energia renovável e podem contribuir para a redução das emissões

³ A Tabela 3 compara os valores de redução de GEE quanto da substituição da gasolina pelo etanol, obtidos por duas metodologias diferentes: (a) a primeira linha reporta os resultados relatados pelo *Dria*; e (b) a segunda linha trás os resultados obtidos pelo modelo *BLUM*. As duas colunas fazem referência a duas possíveis maneiras de contabilizar as emissões ao longo do tempo: (a) a da esquerda adotou um horizonte temporal de 100 anos, com taxa de desconto intertemporal de 2% ao ano; e (b) a coluna da direita considerou um horizonte de 30 anos, sem taxa de desconto.

de GEE. No entanto, nem sempre as medidas impostas representam a melhor forma de alcançar o objetivo legítimo. Algumas metodologias para a contabilização das emissões de *ILUC* prejudicam o balanço energético dos biocombustíveis, como o bioetanol da cana de açúcar, privilegiando produtos menos favoráveis no combate ao aquecimento global. Essa característica pode desconfigurar onexo causal da medida.

As barreiras estabelecidas quanto à redução das emissões de GEE não foram feitas de forma discriminatória, visto que os requisitos de sustentabilidade são aplicados da mesma forma tanto para os produtos nacionais quanto para as importações.

Em relação ao rigor das medidas, vale ressaltar que, no que concerne à inclusão de *ILUC*, nem sempre essas são aplicadas da maneira menos rigorosa possível. Este é um aspecto que pode sustentar questionamento quanto à legalidade das barreiras técnicas referentes à redução das emissões de GEE.

Resgatando novamente os conceitos apresentados anteriormente, cabe frisar que o exame de medidas concretas frente ao conceito de necessidade tende a ser bastante complexo e está fortemente relacionado a certezas e incertezas científicas. Isso porque “há casos em que posicionamentos científicos diversos em relação a um risco podem dificultar análise da possibilidade de duas medidas distintas (uma mais e outra menos restritiva ao comércio) atingirem os mesmos resultados na busca de objetivos legítimos por parte do Estado que opta por uma delas” (PRAZERES, 2003).

Os debates quanto à metodologia para incluir *ILUC* nas emissões relacionadas ao ciclo de vida dos biocombustíveis comprovam as incertezas e controvérsias que recaem sobre o tema, as quais podem afetar a legalidade de algumas iniciativas de sustentabilidade.

Surge aqui a seguinte questão: o que poderia ser considerado como certeza científica para a inclusão de *ILUC* nas análises de ciclo de vida?

Obviamente, nunca haverá uma certeza científica absoluta quanto ao tema, uma vez que a análise é bastante complexa e envolve aspectos e valores relativos a cada caso concreto. No entanto, se resultados de diferentes modelos convergirem, é possível que haja base suficiente para essa consideração.

Todavia, enquanto não houver certeza científica quanto à contabilização de impactos indiretos, é possível que, com base no princípio da precaução (consagrado pelo direito internacional do meio ambiente), haja a imposição de *default values* conservadores. Isso quer dizer que, ainda que reconhecida a incerteza científica, é possível que, em razão da necessidade de precaução, sejam adotados os menores valores já estimados para a contabilização das emissões relacionadas a *ILUC*, desde que estes não sejam, em consenso, considerados absurdos. Não obstante, caso um país ou um produtor específico sintam-se lesado com a adoção de *default values*, ainda que conservadores, há a possibilidade de contestar a medida, desde que comprovem resultados de avaliação distintos.

De qualquer forma, enquanto não houver uma metodologia consolidada sobre o tema, haverá para o Brasil, e para outros países, um bom argumento jurídico para questionar a necessidade e a legalidade de princípios e critérios de sustentabilidade referentes à redução das emissões de GEE, com a consideração dos efeitos do *ILUC*.

As normas da OMC permitem que esses questionamentos sejam feitos por dois caminhos:

- a) através da fase consulta pública; e
- b) por meio do sistema de controvérsias da OMC.

O princípio da previsibilidade determina que toda legislação nacional ou internacional que pode afetar o mercado de outros países deve ser previamente apresentada a todos os signatários. A previsibilidade das normas sobre comércio internacional deve conter, ainda, uma fase de consulta pública, através da qual as Partes interessadas podem questionar e se manifestar sobre a norma, bem como têm o direito de receber respostas aos seus argumentos (artigo 4º, do *TBT*).

O governo brasileiro se manifestou durante a fase de consulta pública da *RFS2* e obteve um bom avanço, visto que abriu um importante precedente para questionamentos sobre o tema. O mesmo foi feito no fim de 2010 em relação à possível consideração dos efeitos de *ILUC* no âmbito da Diretiva Européia, mas a decisão final ainda não é conhecida. Caso a fase de consulta pública seja insuficiente para evitar a criação de padrões de sustentabilidade baseados em metodologias incertas, é possível aos países interessados usufruírem do Sistema de Solução de Controvérsias da OMC.

O artigo 2º, parágrafo 8º, do *TBT*, determina que os requisitos técnicos atribuídos aos produtos devem sempre ser fundamentados em razão das propriedades de uso e de emprego dos produtos, e não em função das suas características descritivas ou ciclo de vida, salvo quando o método de produção estiver diretamente relacionado às características finais do produto.

O potencial de redução das emissões de GEE certamente corresponde a uma característica essencial dos biocombustíveis, influenciando nas características finais do produto. Por isso, requisitos técnicos quanto ao balanço energético referente ao ciclo de vida de bioenergia são devidamente fundamentados pelas normas da OMC. De qualquer forma, tais requisitos não podem ser desenvolvidos e implementados arbitrariamente, bem como não são permitidos quando as circunstâncias e os objetivos que motivaram a sua criação possam ser atendidos de uma maneira menos restritiva ao comércio; caso contrário, serão uma violação ao artigo XX, do *GATT*.

Ainda há incertezas quanto às metodologias que permitem a avaliação dos efeitos de *ILUC* no balanço de emissões de GEE de biocombustíveis. Por essa razão, a sua implementação aos critérios de sustentabilidade pode ser tida como uma medida de caráter arbitrário, o que é inadmissível para as normas da OMC. No mais, a contabilização de *ILUC* pelos modelos atuais não é, de forma alguma, a maneira menos restritiva ao comércio internacional, uma vez que há a alternativa de emprego de *default values* mais conservadores e, portanto, menos restritivos ao comércio.

Um caso semelhante ao dos biocombustíveis e que pode ser analisado para comparação e, até mesmo, para analogia, é a disputa WT/DS58 camarão-tartaruga de 12 de outubro de 1998. O referido caso foi submetido à OMC pela Índia, Malásia, Paquistão e Tailândia, após os EUA

proibirem a entrada de camarões e produtos derivados no mercado norte-americano cuja pesca acarretava a morte acidental de tartarugas marinhas (BUENGENTHAL *et. al.*, 2002, p. 318).

O corpo de apelação da OMC chegou à conclusão de que as restrições à importação impostas pelos EUA violavam as normas do *GATT*, uma vez que a exceção do artigo XX não poderia ser invocada porque, apesar da legislação ter sido desenvolvida para conservar as tartarugas, a maneira como foi implementada constitui uma discriminação injustificada e arbitrária (BUENGENTHAL *et. al.*, 2002, p. 318).

Esse mesmo raciocínio pode ser utilizado no caso de uma possível disputa sobre a incorporação de *ILUC* nas emissões de GEE relacionadas ao ciclo de vida dos biocombustíveis, visto que, apesar da legislação ser desenvolvida para proteger o meio ambiente, ela constitui uma discriminação arbitrária e injustificada. Isso porque, como não há uma metodologia consolidada sobre o tema, é possível que seja questionada a necessidade da medida em razão da atribuição de valores mais altos.

A argumentação jurídica pode ser baseada no fato de que configura-se uma violação à exceção prevista pelo artigo XX do *GATT*, o qual estabelece que poderá haver restrições ao comércio, desde que não sejam aplicadas de maneira que constituam uma discriminação arbitrária ou injustificada. Não cabe, portanto, a aplicação do artigo 2º, parágrafo 8º, do *TBT*, o qual prescreve que os requisitos técnicos atribuídos a produtos por meio de regulamentos devem sempre ser fundamentados em razão das propriedades de uso e de emprego dos produtos e não em função das suas características descritivas ou ciclo de vida, salvo quando o método de produção estiver diretamente relacionado às características finais do produto.

5 Conclusões

Os biocombustíveis são uma fonte de energia renovável, cujo principal benefício, pelo foco dado pelas iniciativas, está associado à redução das emissões de GEE. Todavia, a produção insustentável pode acarretar em conseqüências deletérias e em parte irremediáveis, do ponto de vista ambiental, social e econômico. Assim, para que esses combustíveis sejam de fato uma boa alternativa aos derivados de petróleo, é preciso que eles sejam produzidos e consumidos de forma sustentável.

Iniciativas para biocombustíveis têm desenvolvido padrões de qualidade a fim de assegurar que a produção desses combustíveis alternativos atenda a requisitos de sustentabilidade. Todavia, o contexto político e econômico que envolve as perspectivas de um mercado internacional de biocombustíveis tem contribuído para que essas iniciativas sejam utilizadas não só para auxiliar a implantação de um modelo de desenvolvimento efetivamente sustentável, mas também para promover medidas de caráter protecionistas.

Não é simples, porém, afirmar se uma barreira técnica para biocombustíveis é ou não uma medida abusiva ou injustificada. Uma afirmação desse tipo requer que sejam feitas considerações sob o ponto de vista de dois regimes jurídicos distintos: comércio internacional e direito internacional do meio ambiente.

Como a OMC possui um sistema de solução de controvérsias eficiente, ela se caracteriza por ser o principal fórum internacional para resolver conflitos entre os dois campos normativos. Por essa razão, as normas do comércio internacional foram o principal objeto de estudo do presente artigo. Não obstante, os argumentos apresentados no presente artigo podem entrar em conflitos com as normas e preceitos do direito internacional do meio ambiente.

As normas da Organização permitem que os questionamentos quanto à legalidade e à aplicabilidade de requisitos de sustentabilidade para biocombustíveis sejam feitos de duas maneiras: (a) através da fase de consulta pública e (b) por meio do sistema de solução de controvérsias da OMC.

A argumentação jurídica para sustentar tais questionamentos deverá ser baseada no artigo XX do *GATT* e nos critérios de compatibilidade prescritos pelo *TBT* quanto à necessidade da medida, particularmente no que concerne a:

- a) objetivo legítimo;
- b) nexos causal;
- c) caráter discriminatório; e
- d) rigor da medida.

O potencial de redução das emissões de GEE certamente corresponde a um aspecto essencial quanto aos biocombustíveis, influenciando, portanto, nas características finais do produto. Por isso, requisitos técnicos quanto ao balanço energético referente ao ciclo de vida de bioenergia são devidamente fundamentados pelas normas da OMC. De qualquer forma, tais requisitos não podem ser desenvolvidos e implantados arbitrariamente, bem como não são permitidos quando as circunstâncias e os objetivos que motivaram a sua criação possam ser atendidos de uma maneira menos restritiva ao comércio, sob pena de configurarem uma violação ao artigo XX, do *GATT*.

Referências

BNDES. **Bioetanol de cana-de-açúcar: Energia para o Desenvolvimento Sustentável**. Relatório técnico, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2008.

BOSSSEL, H. ***Indicators for Sustainable Development: Theory, Method, Applications***. International Institute for Sustainable Development, Canada: 1999.

CORREIA, B.B.; CORREIA, T.B.; WALTER, A.C.S. ***The Biomass Real Potential to Reduce Greenhouse gas emissions: a life-cycle analysis***. 29th USAEE/IAEE North American Conference: Energy and the Environment: Conventional and Unconventional Solutions: 2010.

Disponível em: www.usaee.org/usaee2010/submissions/.../artigo%20usaee%20_final_.pdf (último acesso em março de 2011).

EPA. *Environmental Protection Agency*. <http://www.epa.org> (ultimo acesso em novembro de 2010)

FARREL, A. E. et al. *Ethanol can contribute to energy and environmental goals*. Science, v. 311 (27), 2006.

FIORATI, J.J., RAUCCI, R.M. **Meio Ambiente e Comércio Internacional: do Desenvolvimento Sustentável à Agenda para o Desenvolvimento (OMC)**. In: Soares, G.. Direito Internacional, Humanismo e Globalidade. Atlas S.A.. São Paulo: 2008, p.185-218.

FREITAS, C. e PENTEADO, M. **Biodiesel: energia do futuro**. São Paulo: Letra Boreal, 1ªed. , 2006.

GELLER, H S. **Revolução Energética. Políticas para um futuro sustentável**. Rio de Janeiro: RELUME DUMARÁ, 2003: 15 – 46.

HOLZER, K. *Trade and Climate Policy Interaction: Dealing with WTO Law Inconsistencies of Carbon-related Border Adjustment Measures*. SGIR 7th Pan-European International Relations Conference, Estocolmo: setembro de 2010.

IEA. International Energy Agency. *Energy Technology and Perspectives 2008 – Scenarios & Strategies to 2050*. Paris, 2008.

JORNAL OFICIAL DA UNIÃO EUROPÉIA. **Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho**. 23 de abril de 2009.

MACEDO, I. C. et al. *Greenhouse gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020*. Biomass and Bioenergy, v.32 (4), 2008.

MOREIRA, M., NASSAR, A. M., FELDMAN, S. Estudo do Ícone contesta resultados preliminares de Iluc para RFS2. In **Revista Brasileira de Bioenergia**. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, Ano 3, nº 8, novembro, 2009.

NETO, A.J.M.; LEMBO, C.; BONOMO, D.Z. **Brasil quer suspender barreiras ao etanol**. Ministério das Relações Exteriores, Clima e comércio após o encontro em Copenhague: 2010. Disponível em: <http://www.itamaraty.gov.br/sala-de-imprensa/selecao-diaria-denoticias/midias-nacionais/brasil/valor-economico/2010/05/28/clima-e-comercio-apos-oencontro-de-copenhague> (último acesso em janeiro de 2011).

OLIVEIRA, B. **Meio Ambiente e Desenvolvimento na Organização Mundial do Comércio: normas para um comércio internacional sustentável**. Editora Thomson, São Paulo: 2007.

PATZEK T. W. *Thermodynamics of the Corn-Ethanol Biofuel Cycle*. *Critical Reviews in Plant Sciences*, 23 (6):519-567: 2004.

PIMENTEL D.; PATZEK T. W. *Ethanol production using corn, switchgrass, and wood; biodiesel production using soybean and sunflower*. *Natural Resources Research*. 14 (1): 2005.

PINTO, H (org), E. F. ALMEIDA, J. V. BOMTEMPO, M. IOOTY, R. B. BICALHO. **Economia de Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Elsevier e Campus, Rio de Janeiro, 2007.

PRAZERES, T.L. **Comércio internacional e o protecionismo: as barreiras técnicas da OMC**. Editora Aduaneiras, São Paulo: 2003.

REN21. *Renewables 2007 Global Status Report*. Washington: Worldwacht Institute, 2008.

SILVA, E P DA; CAMARGO, J C; SORDI, A; SANTOS, A M R. **Recursos energéticos, meio ambiente e desenvolvimento**. Multiciência, 2º semestre de 2003 (disponível em www.multiciencia.unicamp.br (último acesso em setembro de 2010).

SHAPOURI, H., DUFFIELD, J. A., WANG, M. *The Energy Balance of Corn Ethanol: An Update*. Agricultural Economic Report No. 814, U.S. Department of Agriculture, Economic Research Service, Office of the Chief Economist, Office of Energy Policy and New Uses, Washington, D.C.: 2002.

SMEETS, E. et al. *A bottom-up assessment and review of global bio-energy potentials to 2050*. *Progress in Energy and Combustion Science*, doi: 10.1016/j.pecs.2006.08.001, 2006.

THORSTENSEN, V. **Organização Mundial do Comércio: As regras do Comércio Internacional e a Nova Rodada de Negociações Multilaterais**. Editora Aduaneiras, 2ª ed., São Paulo: 2009.

UNEP (United Nations Environment Programme). ***Climate and Trade Policies in a Post-2012***

World. St. Martin Bellevue, França: 2009. Disponível em:
<http://www.unep.org/climatechange/LinkClick.aspx?fileticket=zb4Wio0kiAl%3D&tabid=389&language=en-US> (último acesso em janeiro de 2011)

WALTER, A. O Mercado Internacional de Etanol: que papel cabe ao Brasil. In **Pontes entre o Comércio e o Desenvolvimento Sustentável**. São Paulo: Fundação Getúlio Vargas, Vol. 3, No. 5, bimestral, 2007.

WALTER, A. **As mudanças climáticas e a questão energética**. Multiciência, edição nº 8, maio de 2007. (disponível em www.multiciencia.unicamp.br (último acesso em janeiro de 2011).

BIODIESEL NO BRASIL: COOPERAÇÃO INSTITUCIONAL E PROTEÇÃO AO MEIO AMBIENTE

Victor Rafael Fernandes Alves

Mestrando em Direito Constitucional, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rua da Saudade, 978, Bloco Monte Carlo, Ap. 304, Natal-RN, Brasil, (84) 91129589, vrfalves@gmail.com.

Henrique Batista de Araújo Neto

Mestrando em Direito Constitucional, Universidade Federal do Rio Grande do Norte,

Yanko Marcius de Alencar Xavier

Doutor em Direito, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

1 INTRODUÇÃO⁴

Em um período mais recente, atente-se ao século XX, os choques do petróleo durante a década de 70 demonstraram que a dependência estreita – vinculada a uma única fonte de energia – era extremamente arriscada. O aumento abrupto de preços efetuado pelos países produtores de petróleo, acarretou uma crise econômica que apresenta repercussões até os dias atuais (*e.g.* o endividamento externo de alguns países).

Entretanto, as crises energéticas também serviram para uma reorientação das matrizes, por seu turno direcionadas por novos valores, dentre eles, em um momento mais recente, a percepção da necessidade de um meio ambiente ecologicamente equilibrado.

Nesta reorientação, as fontes de energia renováveis, leia-se, a energia solar, a eólica, a hidroelétrica, a oceânica, a geotérmica e a da biomassa, vêm angariando um grande aumento nos investimentos, com uma franca expansão em todo o planeta, sendo objeto de iniciativas nacionais e internacionais para a expansão do setor convencionalmente denominado de “energias limpas”⁵.

Em particular, interessa ao presente trabalho a criação do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPUB), o qual visa inserir o biodiesel – combustível renovável, já que originado da reação química de um óleo vegetal – na matriz energética brasileira. O PNPUB se declara

⁴ Parte das idéias expostas no presente trabalho acadêmico foi desenvolvida no trabalho monográfico de um dos autores (ALVES, Victor Rafael Fernandes. Aspectos Jurídico-Ambientais da Cadeia Produtiva do Biodiesel. Monografia. 74 p. Natal : UFRN, 2008)

⁵ Porém, vale a ressalva de que o conceito de energia limpa não é técnico, apenas já foi internalizado em virtude da praxe da denominação. Contudo, trata-se de um conceito contraditório em seus próprios termos. Qualquer atividade humana acarreta impactos ao meio que o cerca, podendo tais impactos ser benéficos ou danosos. Sendo assim, uma determinada fonte energética dita limpa trará certamente algum impacto ao meio ambiente, cabe verificar se em um balanço comparativo final, tal modalidade energética será menos poluente do que os combustíveis fósseis, o que, em sentido contrário, não autoriza afirmar categoricamente que se trata de uma energia plenamente limpa.

assentado em três pilares: social, econômico e ambiental. Entretanto, de acordo com o Relatório Final do Grupo de Trabalho Interministerial acerca da viabilidade do biodiesel, no que tange aos aspectos ambientais⁶ a única menção acerca desta variável ressalta a diminuição na emissão de poluentes advindas da inserção do biodiesel. No âmbito do mencionado relatório, não há qualquer referência profunda aos múltiplos impactos ambientais eventualmente advindos do ingresso deste novel combustível na matriz energética brasileira.

Com efeito, hodiernamente, quando da realização de uma atividade potencialmente impactante ao meio, o Direito Ambiental já apresenta um importante mecanismo protetivo, qual seja, o licenciamento ambiental. Trata-se de um procedimento por meio do qual se averigua, através de estudos, genericamente denominados Avaliações de Impactos Ambientais (AIAs), a regularidade ambiental de um empreendimento, verificando os possíveis riscos e propondo as melhores medidas para mitigá-los, tornando-se uma importante ferramenta de orientação no processo decisório e atuação cooperativa dos entes estatais.

No âmbito do escopo do presente trabalho, analisar-se-á a importante e ainda desconhecida figura da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), essencial para o desenvolvimento sustentado do setor de biodiesel. Como frisado *supra*, subsiste uma errônea percepção de que a mera renovabilidade de uma fonte energética a torna ambientalmente correta. Desse modo, resta fundamental se apreciar a variável ambiental com profundidade nas esferas governamentais para, de modo sensato, efetuar a inserção desse novel combustível de modo eficiente, propiciando a resolução dos eventuais empecilhos ainda em nascedouro.

Além da necessária consideração da esfera ambiental na implementação da nova fonte energética, é essencial realçar o papel da cooperação institucional para a implementação de um projeto desta magnitude de modo ambientalmente correto. Nessa rota, mister se faz esboçar um grande quadro das parcerias institucionais no âmbito governamental apreciando a relevância e efetividade destas associações para a consecução da inclusão do biodiesel na matriz energética brasileira. Por evidente, para atingir um objetivo deveras complexo de fomento a uma cadeia produtiva tão extensa, é de caráter básico que os diversos setores governamentais, direta ou indiretamente afetos à temática, adotem uma clara política de integração em prol das finalidades almeçadas⁷.

⁶ BRASIL. Relatório Final do Grupo de Trabalho Interministerial Encarregado de Apresentar Estudos sobre a viabilidade da utilização de óleo vegetal – biodiesel como fonte alternativa de energia. Disponível em: <www.biodiesel.gov.br/docs/relatoriofinal.pdf>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.

⁷ “O planejamento, por si, é uma oportunidade concreta de racionalização de políticas e medidas públicas que dele necessitam para serem aplicadas de modo coordenado e eficiente; de modo geral, a sua utilização pelo Estado supõe hierarquização de problemas, decisões e recursos financeiros de maneira a viabilizar a explicitação, com o devido apoio do Direito, dos comportamentos convenientes de serem assumidos pelo Estado e pelos agentes econômicos privados. A partir de informações coletadas com cientificismo, pertinentes a um determinado espaço – no caso o espaço econômico, cuja delimitação envolve a consideração de valores prioritário – o planejamento desencadeia um complexo processo intelectual que procurará determinar uma racionalidade específica capaz de garantir que as soluções pretendidas ocorram em conformidade com aqueles valores sociais e politicamente prioritários” SCOTT, Paulo Henrique. Direito Constitucional Econômico - Estado e Normalização da Economia. Porto Alegre : Sérgio Antonio Fabris, 2000, p.162-163.

2 O BIODIESEL

A utilização de óleos vegetais para abastecimento de motores à combustão interna não é recente, remontando ao final do século XIX. Os primeiros experimentos nesta área certamente foram engendrados por Rudolf Diesel. Ocorre que, à época, os combustíveis fósseis passaram por uma abrupta queda de preço em virtude de um grande aumento na produção. Os óleos minerais em abundância representavam um insumo mais vantajoso, relegando a um segundo plano os estudos concernentes à utilização de óleos vegetais.

No entanto, os óleos vegetais não caíram em pleno desuso, sendo utilizados em situações emergenciais, como nos períodos de guerra. Tome-se como exemplo, durante a Segunda Guerra, França e Estados Unidos encetaram esforços buscando adequar as características físico-químicas dos óleos vegetais, aos combustíveis derivados de petróleo. No mesmo período, o Brasil proibiu as exportações de óleo de algodão, já que o mesmo poderia se configurar como um substituto eventual das crescentes importações de óleo diesel⁸.

Terminado o período de contingenciamento, imposto pela Segunda Grande Guerra Mundial às nações, e diante da reestabilização do fornecimento de petróleo em preços competitivos de mercado, os óleos vegetais recaíram em um incômodo ostracismo.

Contudo, consoante balizado na introdução do presente trabalho, os choques do petróleo em 1973 e 1979 demonstraram enfaticamente a vulnerabilidade da economia mundial atrelada a uma única fonte energética. Ante este quadro de instabilidade, nesse período muitos países mobilizaram esforços em busca de fontes alternativas de energia.

Embora aspectos de segurança nacional energética, bem como questões econômicas nortearam as guinadas da história, convém salientar que, recentemente, as questões ambientais também têm sido utilizadas como subsídio a tais alterações. Como exemplo cabal deste novo quadro decisório verifica-se a adoção do *Clean air act* nos Estados Unidos em 1990.

2.1 Biodiesel no Brasil

O grande passo do biodiesel no Brasil começou quando o Governo Federal Brasileiro idealizou em 1975 o Plano de Produção de Óleos Vegetais para Fins Energéticos (PRÓ-ÓLEO), que visava introduzir na matriz energética nacional óleos vegetais a preços competitivos, visando diminuir as importações de diesel derivado de petróleo. Entretanto, os grandes objetivos do PRÓ-ÓLEO caíram por terra em 1986, já que os preços do petróleo haviam se estabilizado.

Já no final do século XX várias comissões interministeriais em parcerias com centros de pesquisa passam a debater a viabilidade do biodiesel. Nesse passo, foi lançado em 2002 o PROBIODIESEL. O

⁸ KNOTHE, Gerhard; GERPEN, Jon Van; KRAHL, Jurgel; RAMOS, Luiz Pereira. Manual de Biodiesel. São Paulo : Edgard Blucher, 2006. p, 10.

referido programa visava à adição de 5% (cinco por cento) de biodiesel ao diesel até 2005, e atingindo um percentual de 20% (vinte por cento) em 2020.

O grande impulso do atual programa brasileiro de biodiesel surge com a criação do Grupo de Trabalho Interministerial (GTI) que apresentou um relatório recomendando a inserção do biodiesel na matriz energética, adotando a inclusão social e o desenvolvimento regional como metas, bem como devendo ser autorizado apenas o uso facultativo. Nesse particular, merece relevo a iniciativa de uma atuação governamental pautada pela cooperação institucional, refletida em um projeto de inserção do biodiesel medrado por Ministérios e órgãos distintos e abrangentes, possibilitando a análise de diversas variáveis e a superação de entraves burocráticos decorrentes da singela ausência de planejamento.

Nesse passo, por meio do Decreto Presidencial de 23 de dezembro de 2003, foi criada a Comissão Executiva Interministerial, com a participação de 12 ministérios, da qual surgiu o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPUB), lançado em 4 de dezembro de 2004, pelo Presidente da República Luiz Inácio Lula da Silva. Surge, então, a Lei nº 11.097/05 inserindo o biodiesel na matriz energética brasileira, inicialmente de maneira facultativa. Sendo assim, ficou sendo opcional a adição de 2% de biodiesel ao diesel (B2)⁹ até 2008, quando tal utilização passou a ser obrigatória. Ademais, entre 2008 e 2013 passaria a ser opcional o uso do B5, que, após esse período tornar-se-ia, também, obrigatório.

Entretanto, com o desenvolvimento do Programa, já em março de 2008 foi editada a Resolução nº 2 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), majorando o percentual de mistura obrigatória de B2, para B3 a partir do dia 1º de junho de 2008. Demais disso, novas Resoluções aumentaram o percentual do B3 para B4, a partir de 1º de julho de 2009, e, em seguida, de B4 para B5 a partir de 1º de janeiro de 2010.

No âmbito da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) houve a regulamentação por meio da Resolução ANP nº 41/2004, versando acerca da autorização para produção de biodiesel, e a Resolução ANP nº 42/2004, trata das especificações técnicas do novel combustível.

2.2 O PNPUB

Como já delineado, o PNPUB é coordenado por uma Comissão Executiva Interministerial, a qual tem a missão de implementar o Programa e analisar as diretrizes e políticas públicas, e conta ainda com um Grupo Gestor que exerce a função de órgão executor, cumprindo as diretrizes da Comissão referida.

O PNPUB apresenta como diretrizes: implementar um programa sustentável, com promoção da inclusão social; garantir preços competitivos, qualidade e suprimento; produzir o biodiesel por meio de diversas oleaginosas em várias regiões do país. Verifica-se que o Programa está assentado em três pilares básicos, quais sejam, o ambiental, o social e o econômico.

⁹ O percentual de biodiesel na mistura óleo diesel-biodiesel é representado pelo símbolo BX.

Para estimular a inclusão da agricultura familiar no PNPUB, o Governo Federal instituiu o Selo Combustível Social, por meio do qual o empreendedor faz jus a melhores condições de financiamento junto ao BNDES, bem como tem um diferencial na participação nos leilões de biodiesel. Há ainda a possibilidade de minoração da carga tributária para o empreendedor, desde que haja uma garantia da compra das oleaginosas a preços pré-fixados, trazendo benefícios ao pequeno agricultor familiar.

Para o pequeno agricultor, o Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (PRONAF) também disponibilizou linhas de crédito específicas, visando viabilizar a o fomento do plantio das oleaginosas, durante o período entre as safras da produção de gêneros alimentícios.

Vale atentar ainda ao regime tributário diferenciado que foi criado com o PNPUB. Para o escopo do presente trabalho, é suficiente o registro de que as alíquotas tributárias diferenciadas tomam como balizas a matéria-prima utilizada e a região em que é produzida a oleaginosa.

Outra iniciativa de relevo inserida no âmbito do PNPBU ocorreu com a criação da Rede de Tecnologia em Biodiesel, visando articular a pesquisa acerca do tema biodiesel em território nacional. Essa medida de incentivo à pesquisa é fundamental, pois propicia a apreciação dos relevantes gargalos tecnológicos do setor.

Merece menção ainda a criação do mecanismo dos leilões de biodiesel, os quais prevêem a compra antecipada da produção. O advento de tais leilões, nos primórdios da implementação do PNPUB é importante, visto que se torna em uma garantia fundamental para que o empreendedor possa investir em sua cadeia produtiva, com uma razoável certeza do retorno de seu investimento. Registre-se que, até o presente momento já foram realizados 21 leilões de biodiesel pela ANP, sendo o último deles de 16 a 18 de fevereiro de 2011.

2.3. Os pilares do PNPUB: econômico, social e ambiental

Sob o prisma econômico, o primeiro benefício do advento do biodiesel que pode ser citado é a diversificação da matriz energética, mitigando a dependência exclusiva a apenas uma fonte de energia, propiciando uma blindagem para períodos crise energética e evitando os solavancos das fortes variações do preço do petróleo decorrentes da conjuntura internacional.

Há também a economia de divisas, em razão da minoração das importações de diesel. Consoante a ANP¹⁰, a redução no valor das importações com o advento do B5, será da ordem de US\$ 410milhões/ano (quatrocentos e dez milhões de dólares por ano).

Viceja ainda a possibilidade da produção de biodiesel poder ser efetuada em localidades mais próxima dos locais de consumo do combustível, minorando os custos com transporte¹¹.

¹⁰ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Biocombustíveis. Biodiesel. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/biodiesel.asp>>. Acesso em: 10 de outubro de 2008.

¹¹ RATHMANN, Régis; BENEDETTI, Omar. PLÁ, Juan Algorta; PADULA, Domingos. Biodiesel: Uma alternativa estratégica na matriz energética brasileira?. Disponível em: <www.biodiesel.gov.br/docs/ArtigoBiodieselGINCOB-UFRGS.pdf>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.

De outra banda, merecerá apreço o potencial aumento do valor de mercado das oleaginosas. Atualmente, a maioria das matérias-primas para produção de biodiesel gera óleos que são *commodities* no mercado internacional. De tal sorte, a vinculação destas oleaginosas com a produção de combustíveis poderá sofrer os efeitos deletérios das flutuações do mercado internacional. Como a cadeia produtiva do biodiesel se interpenetra na cadeia do diesel, e em última análise, dos combustíveis derivados de petróleo, as variações no mercado petrolífero também acarretarão reflexos mais veementes no mercado dessas oleaginosas.

Há ainda a questão da produção de glicerina, um dos resultados da reação de produção de biodiesel considerado como um subproduto. Deve ser apreciado também o impacto decorrente da grande quantidade de glicerina que ingressará no mercado consumidor, o que poderá o acarretar quedas abruptas de preço.

Sobre a questão social, a possibilidade de expansão agrícola de algumas oleaginosas, fomentará a geração de emprego e renda, propiciando, certamente, a inclusão social. Outrossim, já que o biodiesel pode ser produzido de várias matérias-primas, a potencialidade de geração de empregos se disseminará por todas as regiões do Brasil. Essa possibilidade de expansão para as diversas regiões do país, poderá ainda favorecer a utilização do biodiesel por pequenas comunidades mais distantes dos grandes centros para geração de energia elétrica¹², promovendo a eletrificação rural.

Deve ser ressaltado também o intento governamental de inserir a agricultura familiar no PNPUB através do Selo Combustível Social. Muito se questiona acerca da utilização de oleaginosas predominantemente decorrentes da monocultura em grandes latifúndios, em detrimento de espécimes nativas baseadas na agricultura familiar. Contudo, até o presente momento, a agricultura familiar não detém plenas condições¹³ para suprir o PNPUB nos níveis exigidos.

Os benefícios de ordem ambiental referem-se especialmente a redução na emissão de óxidos de enxofre, os quais acarretam a famigerada chuva ácida. Haveria ainda a vantagem resultante do plantio das oleaginosas, que retém dióxido de carbono da atmosfera, mitigando, deste modo, a ocorrência do efeito estufa. Estudos preliminares demonstram que estes benefícios são realmente relevantes, no entanto é importante a realização de estudos mais aprofundados, para comparar os custos desta iniciativa com os de outras medidas, para efetivamente comprovar se esta alternativa é a mais correta.

Outro ponto bastante ressaltado diz respeito à possibilidade de plantio de oleaginosas em áreas degradadas¹⁴. Porém de outra banda, vale registrar, a título de exemplificação, que devem ser

¹² BRASIL. Relatório Final do Grupo de Trabalho Interministerial Encarregado de Apresentar Estudos sobre a viabilidade da utilização de óleo vegetal – biodiesel como fonte alternativa de energia. Disponível em: <www.biodiesel.gov.br/docs/relatoriofinal.pdf>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.

¹³ Por óbvio, esta assertiva não deve levar a apressada conclusão da impossibilidade da agricultura familiar ser inserida como importante vetor do Programa. Pelo contrário. Caso sejam direcionados investimentos para pesquisas na busca de oleaginosas mais rentáveis, propiciando economia de mão-de-obra, consórcio e rotações de culturas e linhas de financiamento diferenciadas para o agricultor da agroenergia, além da necessária capacitação do pequeno agricultor, certamente a agricultura familiar poderia assumir um papel de maior relevo no PNPUB.

¹⁴ BRASIL. Relatório Final do Grupo de Trabalho Interministerial Encarregado de Apresentar Estudos sobre a viabilidade da utilização de óleo vegetal – biodiesel como fonte alternativa de energia. Disponível em: <www.biodiesel.gov.br/docs/relatoriofinal.pdf>. Acesso em: 19 de jun. de 2010..

realizados estudos também acerca da utilização de tais áreas degradadas, pois, em que pese a euforia da possibilidade de utilização destes recursos naturais, merece atenção o fato de que tais áreas necessitam de investimentos para se tornarem viáveis. Estudos da Embrapa¹⁵ dão conta de que os custos para recuperação de áreas degradadas para o plantio do biodiesel giram em torno de R\$40 bilhões (quarenta bilhões de reais). Assim, a necessidade de grandes investimentos para a viabilidade, poderia acarretar um aumento no desmatamento, já que seria menos oneroso para o empreendedor a realização do desmate do que a recuperação da área degradada.

Um outro ponto positivo é a viabilidade técnica de se produzir biodiesel através de resíduos gordurosos (*e.g.*, óleos de frituras, sebo de animais), minorando os despejos destes materiais *in natura* no meio ambiente. Contudo, vale registrar um grande equívoco do Programa, visto que a utilização destes resíduos não faz jus a desoneração tributária e os incentivos previstos no âmbito da regulação do PNPUB.

Acerca de tais pilares, de modo abrangente, evidencie-se o estudo de Santos Junior *et al* voltado à sustentabilidade ambiental da produção de biodiesel fez uma feliz condensação dos pontos positivos e negativos, explicitando os fatores que impactam positivamente na sustentabilidade ambiental (plantio direto da soja, acarretando seqüestro de carbono e melhoria na qualidade físico-química do solo; menor poluição dos centros urbanos e menor emissão de gases geradores do efeito estufa; Balanço Energético Positivo); na ordem social (geração de emprego e segurança da proteção alimentar); e na ordem econômica (redução das importações e aumento das exportações; utilização de co-produtos; otimização da capacidade instalada de esmagamento).

O referido estudo aponta ainda alguns impactos negativos na seara ambiental (redução da biodiversidade; contaminação de lençóis freáticos; impossibilidade de fornecimento de fertilizantes). Contudo, há uma expressa ressalva acerca da viabilidade do biodiesel, em contraponto aos combustíveis fósseis, justamente pela possibilidade de mitigação destes impactos através de estudos prévios.

Desse modo, é conveniente frisar que têm sido apontadas algumas críticas à implementação do PNPUB, em especial na temática ambiental, a qual nos pertine no presente estudo. Como bem aponta Garcez, não é razoável permutar os impactos ambientais de magnitude global, por danos ambientais locais, aos ecossistemas brasileiros em função do plantio inadequado de oleaginosas¹⁶.

Registre-se ainda, o aventado por Brieu, o qual efetuou em sua dissertação um balanço da implementação do PNPUB de até o ano de 2008, asseverando que, mesmo tendo em conta que as metas de incorporação do biodiesel ao diesel não foram somente atingidas, mas nitidamente ultrapassadas, poucos dos benefícios e justificativas restaram efetivamente atingidos seu nascedouro¹⁷.

¹⁵ Apud BERMANN, Célio. Crise Ambiental e as Energias Renováveis. Disponível em: <<http://cienciaecultura.bvs.br/pdf/cic/v60n3/a10v60n3.pdf>>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.

¹⁶ GARCEZ, Catherine Aliana Gucciardi. Uma análise da Política Pública do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB). Dissertação de Mestrado. Brasília, 2008, p. 22.

¹⁷ Brieu aponta em seu trabalho que uma das justificativas para o não atendimento das metas se subsidiaria na utilização da soja como fator primordial de produção do biodiesel. (BRIEAU, Thomas Pierre. PROGRAMA

Assim, ante estas breves porém relevantes considerações, fica evidente a existência de possíveis impactos ambientais, tornando-se fundamental que os agentes participantes da implementação do PNPUB, estejam atentos ao desenvolvimento do setor, evitando que os eventuais benefícios advindos dos combustíveis renováveis não sejam simplesmente defenestrados no curso do processo produtivo¹⁸. Uma medida salutar para mitigar a ocorrência de tais impactos mencionados reside na análise ambiental pormenorizada da implementação de uma atividade, instrumento de proteção ao meio ambiente que se abordará a seguir.

3 AVALIAÇÕES DE IMPACTO AMBIENTAL: INSTRUMENTO FUNDAMENTAL PARA A PROTEÇÃO DO MEIO AMBIENTE E COOPERAÇÃO INSTITUCIONAL

3.1. Avaliações de Impacto Ambiental

Notoriamente, a implantação de um empreendimento qualquer decorre de uma avaliação prévia dos custos efetivos do projeto idealizado, bem como da possibilidade de retorno econômico da implementação da atividade. Por óbvio, qualquer empreendedor averigua, com cautela, diversas variáveis (custos de produção; mercado consumidor; etc.), atentando se os benefícios suplantarão os custos. Esta avaliação sempre foi comumente realizada sob um prisma privatístico e estritamente econômico.

Contudo, na década de 50 do século XX, esta avaliação passou a atentar, portanto, às externalidades¹⁹, isto é, as conseqüências indiretamente advindas da realização de determinado empreendimento²⁰. Atente-se que, conceitualmente, estas externalidades podem ser positivas (acarretam benefícios) ou negativas (acarretando malefícios). Com efeito, a realização de uma atividade econômica pode acarretar reflexos – positivos ou negativos – não devidamente sopesados quando de sua implementação.

Com o avanço da proteção ao meio ambiente, a avaliação dos empreendimentos econômicos passou a atentar também à variável ambiental. Esta perspectiva de análise dos custos ambientais de um projeto objetiva que as externalidades negativas impactantes dos empreendimentos econômicos ingressem no cômputo geral dos custos de tais empreitadas, caracterizando assim o custo real dos produtos gerados.

NACIONAL DE PRODUÇÃO E USO DE BIODIESEL: UM BALANÇO DA PRIMEIRA FASE ATÉ 2008. Dissertação. Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009)

¹⁸ BERMANN, Célio. Crise Ambiental e as Energias Renováveis. Disponível em: <<http://cienciaecultura.bvs.br/pdf/cic/v60n3/a10v60n3.pdf>>. Acesso em: 19 de jun. de 2010..

¹⁹ O conceito de externalidade surgiu em 1920, em um estudo intitulado “*The economics of Welfare*” (A economia do bem-estar, tradução livre) realizado por Cecil Pigou, abordando as distinções entre o custo privado e o custo social. O autor lançou a “internalização de Pigou”, sugerindo que estas externalidades, estes custos adversos para a coletividade, deveriam ser inseridos na cadeia produtiva por meio da taxação dos danos advindos destes custos externos.

²⁰ Cristiane Derani bem explicita que: “São chamadas externalidades porque, embora resultante da produção, são recebidas pela coletividade, ao contrário do lucro, que é percebido pelo produtor privado” (DERANI, Cristiane. Direito Ambiental Econômico. 3ª Ed. São Paulo : Saraiva, 2008.p. 142-143)

Como já delineado o processo produtivo acarreta também as famigeradas externalidades negativas, bem referenciadas na comum expressão “privatização dos lucros e socialização das perdas”. Com efeito, o princípio do poluidor-pagador visa justamente corrigir este equívoco, forçando o empreendedor a “internalizar” este custo em seu processo produtivo. Impende ressaltar o papel harmonizador das instituições governamentais, ao intentar delimitar e atribuir tais externalidades.

Assim, as Avaliações de Impactos Ambientais (AIA) irão arcar com a árdua e complexa tarefa de tentar mensurar quais são esses impactos e o modo pelo qual eles devem ser mitigados. A AIA, de maneira geral, engloba um procedimento de avaliação inicial (*screening*)²¹, averiguando se os impactos são significativos de modo a reclamar a incidência da avaliação. Trata-se de uma análise superficial visando apenas uma compreensão global da dimensão dos impactos. A segunda etapa (*scoping*)²² determina os aspectos sociais, econômicos e ambientais que merecem apreciação no âmbito da avaliação. A terceira etapa se traduz na confecção do EIA, no qual constará a descrição do empreendimento, suas diferentes alternativas, os impactos ao meio e as formas de mitigá-los. O quarto procedimento se consubstancia na apreciação do EIA pelo órgão ambiental competente para tal, sendo assegurada a participação da sociedade. A quinta etapa se traduziria na confecção de um relatório final, já englobando as alterações suscitadas no processo revisional do estudo. Por derradeiro, ocorre a implementação das medidas mitigadoras delineadas no EIA, além da realização de um sistema de monitoramento do empreendimento²³.

É salutar explicitar a relevância da adoção de um planejamento bem delineado para subsidiar a atuação estatal, a qual deve, sobremodo, arrimar-se em estudos prévios e abrangentes que possa considerar as múltiplas perspectivas e cenários possíveis. Nessa linha, o planejamento²⁴ e a tomada de decisão dos atores estatais, para que possam almejar a correção e clareza, devem necessariamente subsidiar-se em estudos precisos acerca dos temas em análise. Isso é o que propicia uma AIA bem ordenada; ou seja, não se trata apenas de defesa da questão ambiental pura e simples, mas de um diagnóstico abrangente e coerente de toda uma realidade física, biológica e sócio-econômica.

Impende ainda pontuar. Há os que sustentam tratar-se o processo da AIA em mais um entrave ao desenvolvimento econômico. Pelo contrário. Quando bem realizado funciona como um instrumento de planejamento econômico²⁵. Na verdade, a AIA se apresenta como uma caixa de ressonância para as devidas ponderações e contribuições, de todos os agentes interessados –

²¹ Rastreamento, tradução livre.

²² Campo de ação, escopo (tradução literal). Em verdade se refere a escolha das variáveis atingidas, isto é, a extensão (campo de ação) do que será estudado.

²³ EGLER, Paulo César Gonçalves. Perspectivas de Uso no Brasil de Avaliação Ambiental Estratégica. Disponível em: <<http://ftp.unb.br/pub/UNB/ipr/rel/parcerias/2001/3271.pdf>>. Acesso em: 19 de jun. de 2010..

²⁴ “A noção de planejamento supõe as intenções de prever, selecionar, hierarquizar, projetar, orientar, tudo isso sob uma continuidade de ação e em razão de uma finalidade bem determinada; relaciona-se, destarte, a processos de elaboração de orientações, definições, prioridades e diretrizes a serem tomadas, e, para que sua utilização se justifique, objetivos a serem atingidos”. SCOTT, Paulo Henrique. Direito Constitucional Econômico - Estado e Normalização da Economia. Porto Alegre : Sérgio Antonio Fabris, 2000, p.129.

²⁵ DERANI, Cristiane. Direito Ambiental Econômico. 3ª Ed. São Paulo : Saraiva, 2008 p. 158.

sejam atuantes nas esferas do Estado, sejam membros de sociedade civil – conformando e direcionando com mais precisão a tomada de decisões.

3.2 A Avaliação Ambiental Estratégica

Em que pesem todos os louros lançados em relação às avaliações de impactos ambientais, algumas deficiências vêm sendo apontadas pelos estudiosos da área, em especial o fato de que os procedimentos avaliatórios costumam acontecer em um momento já tardio do longo processo de gestão de um empreendimento econômico, bem como em virtude da postura reativa das avaliações ambientais, ou seja, só são avaliados os impactos dos empreendimentos propostos pelos particulares.

Desse modo, a Avaliação de Impactos Ambientais acaba por se ater ao empreendimento que pleiteia o licenciamento e descuida de observar o todo; o grande quadro da situação. Nos moldes atuais, a AIA termina por não considerar uma série de impactos relevantes, como os impactos cumulativos. Em linhas gerais, tais impactos são resultantes da atuação combinada de diversos empreendimentos econômicos ambientalmente corretos e devidamente licenciados quando observados unitariamente, porém potencialmente danosos e degradadores quando conjuntamente considerados.

Destarte, visando superar esse grave problema, pautando-se nas mesmas ferramentas da AIA, há o advento da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE)²⁶, sendo esta um instrumento de grande valor para uma avaliação ambiental pró-ativa das Políticas, Planos e Programas (PPPs)²⁷ governamentais.

Dentre os vários conceitos existentes na doutrina do Direito Ambiental registre-se que a AAE é um processo de avaliação das conseqüências ao meio ambiente da criação de uma Política, Plano ou Programa, propiciando que a variável ambiental seja integralmente incluída no limiar do processo decisório, em conjunto com as questões de natureza econômicas e sociais. A maior relevância da AAE é promover o desenvolvimento sustentável, com a integração da variável ambiental nas tomadas de decisões, e superando a visão estanque do meio ambiente nas competências governamentais, propiciando uma visão integrada e coordenada destes órgãos²⁸.

Desse modo, o procedimento adotado para a AAE é livremente inspirado nas etapas que já consubstanciam a AIA, as quais já foram suscitadas supra. A diferença primordial: a AAE é um planejamento estratégico governamental anterior à própria idealização do empreendimento. Nesse passo, ela é muito mais genérica do que a AIA, já que o planejamento governamental é dotado de objetivos bem mais amplos.

²⁶ O termo original é *Strategic Environmental Assessment* (SEA).

²⁷ Apesar de serem termos de mais fácil intuição do que definição, Ghersel apresenta uma sucinta explanação acerca dos mesmos. A Política estaria vinculada ao processo decisório em que predomina a administração de conflitos; o Plano está ligado a um processo decisório de implementação institucional; já o Programa engloba a compreensão de um processo decisório racional, baseado em um projeto técnico.

²⁸ EGLER, Paulo César Gonçalves. Perspectivas de Uso no Brasil de Avaliação Ambiental Estratégica. Disponível em: <<http://ftp.unb.br/pub/UNB/ipr/rel/parcerias/2001/3271.pdf>>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.

Nessa rota, é possível atentar que, no âmbito do GTI para o biodiesel, caso um diagnóstico da magnitude da AAE fosse idealizado²⁹, certamente as decisões governamentais seriam bem mais cômicas dos impactos ambientais decorrentes da implementação de um novel elemento na matriz energética. Contudo, vale registrar que a AAE ainda é algo distante da realidade governamental, pois demanda grandes investimentos para sua operacionalização, mas, à evidência, tais despesas se justificam pelas incomensuráveis benesses que propicia.

4. COOPERAÇÃO INSTITUCIONAL E PROTEÇÃO AO MEIO AMBIENTE NA IMPLEMENTAÇÃO DO PNPUB

Sob a denominação cooperação institucional abordar-se-ão as diversas formas de interação entre os mais variados órgãos e instituições afetos ao tema do biodiesel ora em estudo, apreciando com mais vagar a desenvoltura de tais entes no que pertine às questões ambientais. Por evidente, a implementação do PNPUB necessita da atuação coordenada e eficiente de diversos setores estatais para ser minimamente viável³⁰.

A cadeia produtiva do biodiesel congloba diversos setores econômicos. Nesse passo, por se tratar de uma vertente do agronegócio direcionado à produção de combustíveis, este trecho econômico apresenta interesse direto por parte de diversos Ministérios e Agências - Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA), Ministério da Agricultura Pecuária e Abastecimento (MAPA) e Ministério do Meio Ambiente (MMA); e indiretamente, com a Agência Nacional de Águas (ANA), a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT). Destarte, a regulação coerente da cadeia produtiva do biodiesel passa pela apreciação coordenada de todos estes atores governamentais, os quais devem ter como norte a variável ambiental quando do processo decisório.

Em excelente estudo acerca da rede de atores institucionais para implementação do biodiesel no Estado do Pará, o pesquisador Rodrigo Peixoto aponta que o PNPUB resente-se de um pilar institucional³¹, ladeado dos pilares econômico, social e ambiental retro-mencionados. Tal

²⁹ “Embora a implementação da política esteja dentro da fase inicial, foi possível identificar áreas em que se constata a necessidade de sua modificação, a fim de que esteja em consonância com o desenvolvimento sustentável. Algumas das sugestões apresentadas nesta dissertação dizem respeito às seguintes questões: a consideração insuficiente dada aos aspectos da sustentabilidade ambiental e à segurança alimentar; e a fragilidade dos mecanismos hoje existentes para incentivar a inclusão social (os leilões para a compra de biodiesel e o Selo Combustível Social).” (GARCEZ, Catherine Aliana Gucciardi. Uma análise da Política Pública do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB). Dissertação de Mestrado. Brasília, 2008)

³⁰ “A potencialidade do papel dos biocombustíveis de contribuir para uma matriz energética mais limpa e para o desenvolvimento sustentável não pode ser alcançada sem um Estado forte e sem a implementação de políticas públicas adequadas” (GARCEZ, Catherine Aliana Gucciardi. Uma análise da Política Pública do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB). Dissertação de Mestrado. Brasília, 2008, p.23)

³¹ “(...) carece acrescentar o pilar institucional, tanto no sentido de envolvimento de todo um conjunto de órgãos e entidades, como no sentido lato, de desenvolvimento das instituições que regulam as relações sociais e produtivas entre estes atores. O biodiesel requer uma visão sistêmica, capaz de alinhar em rede todas as organizações empenhadas na efetivação do Programa. Associações de produtores, empresas, organizações não-governamentais, órgãos de regulamentação e fiscalização, representações das populações tradicionais,

perspectiva institucional viabilizaria uma melhor conformação dos órgãos e entidades responsáveis pelo desenvolvimento do setor. Realmente, a assertiva do pesquisador paraense, reveste-se de relevo, pois que, apenas com o entrelaçamento das instituições ligadas ao PNPUB, poderá haver sua efetiva realização. Ademais, no que pertine à variável ambiental, sua apreciação acurada também estará intimamente relacionada ao papel desempenhado pelos atores institucionais, desde a idealização até sua efetivação.

Com efeito, compulsando-se o Relatório Final do Grupo de Trabalho Interministerial³², versando acerca da viabilidade do biodiesel, verifica-se que, como já frisado, sob o prisma ambiental, apenas as benesses advindas da utilização do biodiesel são salientadas. No que tange às recomendações, o MMA só surge como elemento participante da iniciativa do Relatório Final referente à definição de padrões técnicos. No referido relatório, é possível encontrar desde recomendações no sentido de se viabilizar estudos técnicos acerca de novas variáveis, do potencial de mercado, até a definição do modelo tributário; todavia nada manifestamente claro³³ concernente ao relevante estudo dos reais e prováveis impactos ao meio ambiente advindos da expansão desmedida da atividade.

Verifica-se ainda que as bases que fundamentaram as definições do PNPUB, em que pese serem realizadas por um grupo interministerial (o que é um ponto salutar já salientado nos estudos da problemática ambiental), não há prioridade evidente dos aspectos ambientais. Mesmo diante da grande publicidade de um enorme programa voltado para uma energia renovável, é evidente que não houve qualquer debate acerca de temas como o padrão de produção e consumo de combustíveis, renovação da frota de transportes, ou gestão ambiental da cadeia. Em verdade há mero um atrelamento à cadeia produtiva do petróleo, sem sequer questionar a política energética dos combustíveis fósseis³⁴.

universidades, centros de pesquisa e demais atores relevantes ao desenvolvimento de cada território devem materializar relações, formalizando e estabelecendo interações em diversos níveis e de acordo com competências específicas” (PEIXOTO, Rodrigo. Pactos Territoriais Para o Biodiesel no Estado do Pará. II Congresso da Rede Brasileira de Tecnologia de Biodiesel. 27 a 29 de novembro de 2007. Brasília-DF)

³² BRASIL. Relatório Final do Grupo de Trabalho Interministerial Encarregado de Apresentar Estudos sobre a viabilidade da utilização de óleo vegetal – biodiesel como fonte alternativa de energia. Disponível em: <www.biodiesel.gov.br/docs/relatoriofinal.pdf>. Acesso em: 19 de jun. de 2010..

³³ As referências aos impactos decorrentes da implementação do biodiesel são singelas e inexistem no sumário do Relatório Final; apenas em seu Anexo II, nas atas das reuniões do GTI é possível encontrar menções diretas à problemática ambiental, mas sem maiores repercussões. A saber: na Ata nº 1, o Ministério do Meio Ambiente: “alertou para a necessidade de uma expansão controlada da fronteira agrícola”; já na Ata nº 2, a Deputada Mariângela salienta ser: “fundamental a utilização da capacidade ociosa do campo, o que evitaria a abertura de novas fronteiras agrícolas, reduzindo os impactos ambientais provocados pela expansão da área cultivada”; e, por fim, o Ministério do Planejamento que, na Ata nº 10, pontua: “Entre os pontos obscuros destaca-se a avaliação mais aprofundada dos impactos sócio-econômico-ambientais”. Atente-se que, não há qualquer análise contundente da problemática, trata-se de singela referência a um problema (expansão das fronteiras agrícolas), olvidado no Relatório Final e uma mínimo tangenciamento das obscuridades dos reais impactos ambientais.

³⁴ FAVARETO, Arilson. MAGALHÃES, Reinaldo. SCHRODER, Mônica. DILEMAS DA INOVAÇÃO INSTITUCIONAL E GOVERNANÇA NOS ARRANJOS PRODUTIVOS DE BIODIESEL. Disponível em: <<http://www.sober.org.br/palestra/9/938.pdf>>. Acesso em: 19 de jun. 2010.

Sendo assim, se o PNPUB buscasse averiguar com profundidade problemas sócio-ambientais, já que se trata de um Programa governamental, deveria ter sido utilizada a Avaliação Ambiental Estratégica, possibilitando uma apreciação prévia das variáveis sociais, econômicas e ambientais do empreendimento com o devido desvelo e, o que é mais importante, previamente.

Quando a discussão acerca da viabilidade de um programa governamental é adequadamente prévia, se pode efetuar uma maior gama de estudos, e mais opções estão disponíveis a apreciação do instituidor da política governamental, dentre elas a escolha primordial de se criar ou não o programa. De outra banda, quando a primeira avaliação ambiental se institucionaliza apenas no momento que o primeiro empreendedor deseja realizar a atividade, os impactos ambientais surgirão e serão inevitavelmente inesperados³⁵.

Outrossim, para uma compreensão ao menos razoável do meio ambiente é fundamental a presença de especialistas das mais variadas ciências, passeando por todo o campo do conhecimento, para que a visão mais abrangente possível seja efetuada. Por essas razões, o estudo das questões ambientais deve sempre ser levado a cabo por uma equipe transdisciplinar, abrangendo as várias facetas de apreciação dos impactos de uma atividade econômica. A proteção do meio ambiente abraça esse necessário panorama de entrelaçamento disciplinar, objetivando encaixilhar a racionalidade econômica de modo a impulsionar comportamentos ambientalmente corretos³⁶.

Nessa rota, para se atingir o desenvolvimento sustentável, é fundamental que, diante de cada uma das facetas, várias forças distintas possam atuar e se unir para a proteção do meio ambiente. Em outras palavras mais contundentes, a variável ambiental não deve ser preocupação apenas dos órgãos incluídos no SISNAMA, ou daqueles que levam a expressão “Meio Ambiente” em seu nome, mas sim de todos – sem exceção – os setores governamentais através de uma intensiva cooperação institucional³⁷, a viabilizar a implementação e o planejamento de projetos comuns³⁸.

È evidente que o gigantismo do Estado atual obriga a repartição de competências, isto é, os poderes e deveres de cada órgão são delimitados, sua esfera de atuação é determinada de modo a tornar mais eficiente o maquinário estatal. Ocorre que, a questão ambiental deve transpor os frios limites de um regulamento determinador de competências, e atender aos já consagrados ditames

³⁵ A observação acurada de Cristiane Derani demonstra que, ao se privilegiar a realização adequadamente prévia dos estudos técnicos “não se partiria de uma potencialidade do dano, pura e simplesmente, mas se traria à discussão a própria razão da atividade em pauta: necessidade, o objetivo do que se pretende empreender. Em resumo, o critério geral para a realização de determinada atividade seria a sua ‘necessidade’ sob o ponto de vista de melhora e não prejudicialidade da qualidade de vida” (DERANI, Cristiane. *Direito Ambiental Econômico*. 3ª Ed. São Paulo : Saraiva, 2008. p. 153).

³⁶ GUERRA, Sidney César da Silva. *Direito Ambiental Internacional*. Rio de Janeiro : Maria Augusta Delgado, 2006.

³⁷ “(...) os Governos têm que estruturar normas e políticas públicas que abordem a segurança energética e ambiental de forma integrada, realçando ainda que sua implementação é crucial. (DUTRA, Carolina. *Análise Jurídica de Políticas Públicas de Produção e Uso de Biodiesel no Brasil: Impactos sobre o clima e a biodiversidade*. Dissertação de Mestrado. Santos, 2009.)

³⁸ “Afinal, por ser ato de natureza prospectiva, ao se tornar concreto, o planejamento exige a adaptação dos seus objetivos à realidade. Nesse contexto, a noção de parceria, parceria responsável, parece ser a que melhor configura a vontade constitucional” (SCOTT, Paulo Henrique. *Direito Constitucional Econômico - Estado e Normalização da Economia*. Porto Alegre : Sérgio Antonio Fabris, 2000, p.190.)

constitucionais, para se tornar em uma variável que orienta qualquer iniciativa do ente estatal. Felizmente, na temática que nos pertine – o biodiesel – alguns exemplos, podem ser demonstrados da inserção dos problemas ambientais nas decisões de instituições governamentais.

No caso da produção de biodiesel, por exemplo, o MAPA é o responsável pela delimitação do zoneamento agrícola. Através deste instrumento, são analisadas as condições ambientais das localidades de plantio e definidas as melhores alternativas de culturas. Nesse passo, a definição das áreas degradadas passíveis de recuperação ou o incentivo a novas frentes agrícolas, de competência do MAPA, são atividades que apresentam um claro reflexo em questões ambientais no setor de produção de biodiesel. Desse modo, é indubitável a importância destes órgãos realizarem cooperação para definição do zoneamento agrícola.

Nessa rota, iniciativas interessantes aplicadas ao setor podem ser encontradas nas Diretrizes da Política de Agroenergia 2006-2011, na qual há remissão expressa a importância da agroenergia para a sustentabilidade e a importância da cooperação institucional para se propiciar a agricultura sustentável. Ademais, no âmbito do Plano Agrícola e Pecuário 2008/2009, verifica-se, dentre os objetivos o incentivo a recuperação de áreas degradadas e à adoção de sistemas sustentáveis de manejo da lavoura. Resta averiguar sua efetivação³⁹. Como se depreende, tais iniciativas protetivas, em que pese louváveis, são diminutas diante da magnitude do PNPUB⁴⁰.

Quanto ao licenciamento ambiental, no âmbito dos órgãos executivos do SISNAMA é fundamental, também, a cooperação entre as instituições federais, estaduais e municipais. A já mencionada distribuição de competências, por vezes acarreta um conflito, obstando o funcionamento do aparato estatal de maneira correta. Tal ocorre, seja porque dois órgãos se dizem competentes – comum quando se trata de receber a taxa de licenciamento ou quando se trata de aplicar multas –, seja porque os dois se declaram incompetentes para apreciar determinada temática.

Nesse passo, ante a relevância do bem ambiental, se porventura for deveras complexo delimitar a competência, que realizem um convênio delimitando quem será o responsável, ou ainda que mais de um órgão licencie a atividade. Não se pode é deixar o empreendedor sem ter seu pleito apreciado, nem abandonar o meio ambiente à degradação, pelo simples fato de que os órgãos do SISNAMA não sabem de quem é a atribuição. Sendo assim, a repartição de competências não deve se tornar em um meio para que cada ente governamental se furte de seu papel preponderante na defesa do meio ambiente; deve sim refletir a necessária cooperação de instituições que deve ocorrer para a implementação efetiva inserção de um programa de tão grande impacto.

³⁹ Sobre o tema do necessário zoneamento e da sua efetivação, atentar às palavras de Paulo Brack, para quem: “O primeiro item que o governo brasileiro deveria considerar para incrementar a produção de biocombustíveis seria o de definir um zoneamento ecológico-econômico para o setor (...) O zoneamento definiria restrições lógicas para fazer frente a uma expansão acelerada e descontrolada de biocombustíveis que está acontecendo” (BRACK, Paulo. Biocombustíveis, segurança alimentar e sustentabilidade. Educ. Porto Alegre, v.1 n.10, p. 6-11, junho 2008)

⁴⁰ “Do cotejo dessas políticas em relação à ordem jurídica, observa-se que poderiam ter expressado maior condicionante especialmente aos dispositivos da Constituição Federal relativos à exploração econômica de recursos naturais com potencial energético e a proteção do meio ambiente” (DUTRA, Carolina. Análise Jurídica de Políticas Públicas de Produção e Uso de Biodiesel no Brasil: Impactos sobre o clima e a biodiversidade. Dissertação de Mestrado. Santos, 2009.)

Percuciente a observação de Thomas Pierre Brieu⁴¹ salientando que um dos fundamentos para a implementação do PNUPB, residiu na possível diminuição das emissões de material particulado e de enxofre, já que o biodiesel gera menos poluentes desta natureza. Com a adição dos percentuais de B5, é certo que a minoração ocorreu. No entanto, o CONAMA editou a Resolução nº 315 de 2002, explicitando que, no ano de 2009, o diesel produzido para as regiões metropolitanas deveria conter apenas 50ppm (partes por milhão) de enxofre; medida que apresentaria reflexos mais enfáticos do que o advento do PNUPB.

Para o referido autor, o descaso com a efetividade da Resolução do CONAMA demonstra o desleixo governamental em melhorar a qualidade do ar. Doutra giro, a inefetividade da resolução reflete um nítido desacerto governamental e a ausência de cooperação institucional, pois, se o objetivo almejado (reduzir emissão de enxofre) é idêntico, e fizesse parte de uma política institucional que transpusesse as competências individuais de cada ente, certamente as ações se desenvolveriam de outro modo.

Outro elemento vinculado à questão da cooperação institucional de grande relevo reside na assimetria de informações. Não raro um banco de dados de uma entidade governamental é fechado ao acesso de outra. Por diversas vezes, instituições estatais compram os mesmos dados ou realizam os mesmos estudos simplesmente por desconhecerem a atuação dos outros órgãos. Nessa rota, não é o bastante que sejam realizados milhares de estudos técnicos acerca de um determinado tema, eles devem ser divulgados, sob pena de serem irrelevantes para a finalidade a que se prestam de multiplicar o conhecimento.

Ao menos na seara da pesquisa, subsistem algumas boas notícias para o PNUPB. Há ainda a criação da Rede Brasileira de Tecnologia de Biodiesel (RBTB), criada em março de 2004, visando articular a pesquisa e o desenvolvimento do setor. Dessarte, já foram realizados dois congressos que propiciam um estudo acurado e uma visão acadêmica dos diversos problemas operacionais e práticos resultantes da implementação de um programa de biodiesel nacional.

Em virtude da realização de estudos técnicos relevantes acerca do biodiesel, deve ser citada também a criação, em 2007, da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária em Agroenergia (Embrapa Agroenergia)⁴², responsável por realizar pesquisas específicas para o pleno desenvolvimento do setor, apresenta em seu I Plano Diretor⁴³, no âmbito de seus objetivos estratégicos, por exemplo, pesquisas direcionadas ao aproveitamento eficiente dos resíduos da produção de biodiesel, bem como o auxílio no âmbito do zoneamento ecológico; demonstrando uma clara preocupação com os caminhos da inserção do biodiesel na matriz energética brasileira.

⁴¹ BRIEAU, Thomas Pierre. PROGRAMA NACIONAL DE PRODUÇÃO E USO DE BIODIESEL: UM BALANÇO DA PRIMEIRA FASE ATÉ 2008. Dissertação. Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009, p. 92-93.

⁴² A missão da entidade é bem clara: “Viabilizar soluções tecnológicas inovadoras para o desenvolvimento sustentável e equitativo do negócio da agroenergia do Brasil, em benefício da sociedade”. Resta torcer pela sua devida implementação.

⁴³ EMBRAPA AGROENERGIA. **I Plano Diretor da Embrapa Agroenergia – 2008 – 2011 -2023**. Disponível em: <<http://www.cnpae.embrapa.br/pdu/cnpae-i-pdu-2008-2011.pdf/download>>. Acesso em 19 de junho de 2010.

Como se infere, a cooperação institucional ainda dá seus vacilantes passos iniciais no âmbito do PNPU. Algumas iniciativas, ainda que incipientes, subsistem, mas são de pouco relevo. O Programa demanda uma maior interação entre os diversos agentes governamentais para propiciar uma melhor implementação de modo ambientalmente correto.

5. BREVES CONSIDERAÇÕES FINAIS

À guisa de uma efetiva conclusão registre-se que a grande publicidade em torno das energias ditas limpas redundou em uma falsa concepção, de que a utilização das energias renováveis, *in casu*, do biodiesel, seriam desprovidas de qualquer impacto ambiental. Informação esta, à evidência, equivocada.

O rápido advento do PNPU, demonstrou o grande interesse governamental em inserir na matriz energética brasileira um combustível renovável. Contudo, os debates antes do advento do Programa sugerem que cada órgão estatal idealizava o programa sob uma perspectiva diferente, gerando uma balbúrdia na qual se torna árduo delimitar qual o real intento com determinada política pública. Essa voracidade em desenvolver de modo célere o PNPU refletiu-se na pressa em se expandir o setor sem as devidas ponderações da maior relevância, em especial no que toca as questões ambientais.

É flagrante que o advento do PNPU, para que possa atingir o pleno sucesso, necessita de aprofundados estudos acerca da questão ambiental. Nesse ponto, a realização de um profundo estudo ambiental, consubstanciado em uma Avaliação Ambiental Estratégica do setor, seria medida salutar para o desenvolvimento de forma efetivamente sustentada, apontando elementos ambientais que uma apreciação rápida e míope não conseguiu adentrar. Assim, urge que tal estudo ambiental aprofundado seja feito, pois é deveras incongruente que todos os benefícios potenciais do biodiesel sejam simplesmente enterrados por uma má idealização e gestão da cadeia produtiva.

Além desta iniciativa de aprofundamento da apreciação da variável ambiental, é essencial a cooperação entre instituições para a plena implementação do PNPU com a devida atenção às questões ambientais. Conforme já tangenciado, a condução do fomento a uma nova fonte energética passa pela atuação estatal concentrada para consecução de uma política pública, a qual será sobremodo mais eficaz se pautada em um agir coordenado de diversos entes em prol de um fim comum. Em que pese o fato de o PNPU ter sido idealizado e vêm sendo executado por um Comitê Interministerial, não se extrai uma nítida cooperação entre tais entes em prol da inserção do biodiesel de modo atento às questões ambientais.

A impulsão de um Programa de tão grande relevo como o da implementação do biodiesel no Brasil – experiência que está sendo observada de perto por muitos outros países – necessita de uma análise prévia cuidadosa, objetivos claros e bem definidos, além de uma clara e eficiente gestão dos seus processos de implementação por meio de uma cooperação entre os agentes interessados. Se a questão ambiental se apresenta como relevante, deve, portanto, ser apreciada como tal e tomada como uma pauta comum do processo decisório do PNPU. É certo que os desafios não são de pequena monta, mas grande parte deles podem ser evitados por força de uma análise ambiental profícua e uma integração estatal mais coerente.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Biocombustíveis. Biodiesel**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/biodiesel.asp>>.
- ALVES, Victor Rafael Fernandes. **Aspectos Jurídico-Ambientais da Cadeia Produtiva do Biodiesel**. Monografia. 74 p. Natal : UFRN, 2008.
- BERMANN, Célio. **As novas Energias no Brasil – Dilemas da inclusão social e programas de Governo**. Rio de Janeiro : Fase, 2007.
- BERMANN, Célio. **Crise Ambiental e as Energias Renováveis**. Disponível em: <<http://cienciaecultura.bvs.br/pdf/cic/v60n3/a10v60n3.pdf>>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.
- BRASIL. **Relatório Final do Grupo de Trabalho Interministerial Encarregado de Apresentar Estudos sobre a viabilidade da utilização de óleo vegetal – biodiesel como fonte alternativa de energia**. Disponível em: <www.biodiesel.gov.br/docs/relatoriofinal.pdf>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.
- _____. **Relatório Final do Grupo de Trabalho Interministerial. Anexo II. Atas das Reuniões do Grupo de Trabalho Interministerial**. Disponível em: <<http://www.biodiesel.gov.br/docs/anexo2.pdf>>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.
- BRACK, Paulo. **Biocombustíveis, segurança alimentar e sustentabilidade**. Educ. Porto Alegre, v.1 n.10, p. 6-11, junho 2008.
- BRIEAU, Thomas Pierre. **PROGRAMA NACIONAL DE PRODUÇÃO E USO DE BIODIESEL: UM BALANÇO DA PRIMEIRA FASE ATÉ 2008**. Dissertação. Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009, 170 p.
- DERANI, Cristiane. **Direito Ambiental Econômico**. 3ª Ed. São Paulo : Saraiva, 2008.
- DUTRA, Carolina. **Análise Jurídica de Políticas Públicas de Produção e Uso de Biodiesel no Brasil: Impactos sobre o clima e a biodiversidade**. Dissertação de Mestrado. Santos, 2009.
- EGLER, Paulo César Gonçalves. **Perspectivas de Uso no Brasil de Avaliação Ambiental Estratégica**. Disponível em: <<http://ftp.unb.br/pub/UNB/ipr/rel/parcerias/2001/3271.pdf>>. Acesso em: 19 de jun. 2010.
- EMBRAPA AGROENERGIA. **I Plano Diretor da Embrapa Agroenergia – 2008 – 2011 -2023**. Disponível em: <<http://www.cnpae.embrapa.br/pdu/cnpae-i-pdu-2008-2011.pdf/download>>. Acesso em 19 de junho de 2010.
- FAVARETO, Arilson. MAGALHÃES, Reinaldo. SCHRODER, Mônica. **DILEMAS DA INOVAÇÃO INSTITUCIONAL E GOVERNANÇA NOS ARRANJOS PRODUTIVOS DE BIODIESEL**. Disponível em: <<http://www.sober.org.br/palestra/9/938.pdf>>. Acesso em: 19 de jun. 2010.
- GARCEZ, Catherine Aliana Gucciardi. **Uma análise da Política Pública do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB)**. Dissertação de Mestrado. Brasília, 2008

GOLDEMBERG, José. LUCON, Oswaldo. **Energia e meio ambiente no Brasil**. Disponível em: <http://www.fcmc.es.gov.br/download/Energia_meioambiente.pdf>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.

KNOTHE, Gerhard; GERPEN, Jon Van; KRAHL, Jurgel; RAMOS, Luiz Pereira. **Manual de Biodiesel**. São Paulo : Edgard Blucher, 2006.

PEIXOTO, Rodrigo. **Pactos Territoriais Para o Biodiesel no Estado do Pará**. II Congresso da Rede Brasileira de Tecnologia de Biodiesel. 27 a 29 de novembro de 2007. Brasília-DF

RATHMANN, Régis; BENEDETTI, Omar. PLÁ, Juan Algorta; PADULA, Domingos. **Biodiesel: Uma alternativa estratégica na matriz energética brasileira?**. Disponível em: <www.biodiesel.gov.br/docs/ArtigoBiodieselGINCOB-UFRGS.pdf>. Acesso em: 19 de jun. de 2010.

SCOTT, Paulo Henrique. **Direito Constitucional Econômico** - Estado e Normalização da Economia. Porto Alegre : Sérgio Antonio Fabris, 2000.

Biodiesel in Brazil: institutional cooperation and environmental protection

ABSTRACT

This work analyzes the use of biodiesel in Brazil under the applied perspective of this renewable fuel in the environmental assessment in the productive chain. It inwards the appearance of biodiesel, its evolution in Brazil and in the world, the structured regulatory framework, beyond these points this work also gives a main focus on the advent of National Program of Production and Usage of Biodiesel (NPPUB – originally PNPUB) and on the defined productive arrangement. It scrutinizes the Environmental Impact Assessment (EIA) and the Strategic Environmental Assessment (SEA), as tools for effective environmental protection. Explain the role of institutional cooperation in the implementation of environmentally friendly NPPUB. Delimits the pivotal hindrances to the development of biodiesel production sector, claiming to point out all the possible and viable scenarios, profiting the economic development of this activity in harmony with the urgent need to implement Environmentally Safe projects.

Key-Words: Biodiesel. Environmental Impact Assessment. Institutional Cooperation.

ANÁLISIS DE LOS INCENTIVOS A LA PRODUCCIÓN DE BIOCOMBUSTIBLES EN COLOMBIA

Isaac Dyner, PhD, . Universidad Nacional de Colombia, CeiBA, idyner@yahoo.com

Carlos J Franco, PhD. Universidad Nacional de Colombia, CeiBA ,cjfranco@unal.edu.co

Ana María Flórez, Universidad Nacional de Colombia, CeiBA, amflorez@unal.edu.co

Isaac Dyner, PhD, . Universidad Nacional de Colombia, idyner@yahoo.com

Carlos J Franco, PhD. Universidad Nacional de Colombia ,cjfranco@unal.edu.co

Ana María Flórez, . Universidad Nacional de Colombia , amflorez@unal.edu.co

Resumen

La producción de biocombustibles a nivel mundial y en particular para Colombia se ha convertido en una buena alternativa para la obtención de beneficios económicos, sociales y ambientales. Por tanto se han creado ciertas políticas e incentivos para contribuir al crecimiento de la demanda y la oferta de estos combustibles en el país, no obstante las metas propuestas no se han cumplido y se han tenido que realizar cambios en el programa de mezclas planteado inicialmente por el Estado.

Este artículo realiza un análisis acerca de estas políticas e incentivos y se concluye que incentivos como la obligatoriedad de la mezcla y la fijación de los precios que garanticen como mínimo cubrir el costo de oportunidad, impactan de manera significativa al sector, a diferencia de incentivos como reducciones del IVA y el Impuesto de Renta que no lo impactan significativamente. Se concluye además que es importante considerar nuevas materias primas en la producción de biocombustibles de manera que a partir de estas se logre aumentar la oferta para abastecer la demanda impuesta.

Introducción

Los biocombustibles se han convertido en una de las alternativas más prometedoras para hacer frente a la creciente demanda energética y a los problemas ambientales. Es por esto que a nivel mundial se han venido implementando diferentes políticas que lleven a un mayor uso y producción de los mismos.

Se han adelantado numerosos estudios tendientes a evaluar la efectividad que tienen las políticas e incentivos en diferentes países del mundo (Sourie & Rozakis, 2005; Bernard & Prieur, 2007; Lensink & Londo, 2010; Bush, Duffy, Sandor, & Peterson, 2008; Bantz & Deaton, 2006). Este artículo se centra en la evaluación del mercado de biocombustibles en la Colombia y de las políticas desarrolladas por el gobierno.

Colombia en particular posee las características geográficas y climáticas adecuadas para la producción de biocombustibles: vastas extensiones de tierra disponibles para cultivar materias primas, mano de obra a precios razonables y condiciones agroclimáticas adecuadas para el desarrollo de una amplia variedad de cultivos utilizados como materias primas, hacen que Colombia se convierta en uno de los países con gran potencial para la producción de biocombustibles (FAO 2010). Por lo tanto, con el fin de explotar este potencial y sacar provecho a los beneficios económicos y sociales que la producción de biocombustibles podría traerle al país, como una mayor independencia energética de otros países y generación de empleo, a partir del 2001 con la Ley 693 el gobierno colombiano decidió desarrollar un programa de biocombustibles en el que se dictan normas acerca del uso de biocombustibles y se plantean políticas en cuanto al consumo y la producción de etanol y biodiesel.

Sin embargo, a pesar de las políticas e incentivos que se han implementado en el país, las metas propuestas no se han cumplido y se han tenido que ir haciendo cambios en el programa de mezclas de los biocombustibles con los combustibles fósiles. Estos cambios en el programa de mezclas y la incertidumbre de que en un futuro pueda lograrse una producción suficiente como para satisfacer la demanda según las expectativas del gobierno, generan la necesidad de estudiar el comportamiento de la cadena de suministro de los biocombustibles en Colombia y evaluar las políticas e incentivos que se están dando actualmente a algunas de sus partes.

Por otro lado, tomando en cuenta que la producción de biocombustibles en Colombia está concentrada en unas pocas regiones, es importante analizar la factibilidad del uso de otras materias primas y el cultivo y la refinación en otras regiones.

Los biocombustibles

En busca de alternativas que permitan hacer frente a la creciente demanda energética y a los problemas ambientales, los biocombustibles se han convertido en una de las alternativas más prometedoras, por lo menos en la transición a otras alternativas energéticas como el hidrógeno, para hacer frente a los problemas de demanda y medio ambiente.

Actualmente la producción de biocombustibles en el mundo está dada principalmente por el etanol y el biodiesel, representando el primero un mayor porcentaje que el segundo. Estos son utilizados en su mayoría en el sector transporte y aunque actualmente no representan un alto porcentaje de la demanda de combustibles líquidos se espera que para los años siguientes se experimente un incremento en dicho porcentaje (IEA 2008).

En cuanto a los mayores productores de biocombustibles a nivel mundial (Tabla 1), Estados Unidos se ubica como el mayor productor de etanol y lo hace a partir de maíz, seguido por Brasil que lo produce a partir de caña de azúcar. Con respecto a los países productores de biodiesel, la Unión Europea es el mayor productor de biodiesel en donde se utiliza principalmente el aceite de colza como materia prima, seguido por Estados Unidos, Brasil y Argentina, los cuales producen el biodiesel en su mayoría a partir de aceite de soya.

Tabla 1. Producción de Etanol (RFA 2010) (Millones de Galones) y Biodiesel a nivel mundial (Miles de Toneladas)

Etanol	Estados Unidos	Brasil	Canadá	Colombia	China	India	Tailandia	Australia	Unión Europea	Otros
2009	10600	6577.89	290.59	83.21	541.55	91.67	435.20	56.80	1039.52	247.27
Biodiesel	Alemania	Francia	España	Italia	Estados Unidos	Brasil	Argentina	Colombia		
2009	2539	1959	859	737	1915	1500	1150	516		

Desde hace algunos años se abrió el debate acerca de la sostenibilidad y viabilidad ambiental y económica de la producción de biocombustibles a nivel mundial, y aunque aún no hay acuerdo acerca de las ventajas y desventajas que trae la utilización de estos combustibles, estos parecen ser una buena solución, por lo menos parcial, a los problemas ambientales y de demanda de combustibles. Por lo tanto una gran cantidad de países están incentivando la producción de biocombustibles como el Etanol y el Biodiesel (IEA 2007).

Colombia por su parte, es un país que cuenta con un gran potencial para la producción de biocombustibles. Además de poseer las condiciones geográficas y climáticas necesarias para

el cultivo de materias primas utilizadas en la producción de biocombustibles, cuenta con gran experiencia en mercados como el del azúcar y el aceite de palma africana, lo que le trae ventajas al momento de la producción de etanol y biodiesel respectivamente, y tiene una mano de obra a precios razonables. (CENICAÑA 2006).

Producción de biocombustibles en Colombia

La producción de biocombustibles en Colombia es actualmente de primera generación, es decir se realiza a partir de materias primas que son utilizadas también como alimentos y para los que se utiliza tecnología convencional (FAO 2010). En el caso de etanol la materia prima más representativa es la caña de azúcar y en el caso del biodiesel la palma de aceite africana; además se está estudiando la producción de segunda y tercera generación, es decir a partir de materias primas que no compitan con el sector alimenticio como lo son las algas y los desechos de madera para la producción de biodiesel y etanol respectivamente.

Esta producción está concentrada en algunas regiones del país, lugares en donde se encuentran localizadas las plantas de refinación y en donde los rendimientos de los cultivos son más altos, representando finalmente menores costos de producción. En el caso del etanol, la producción está concentrada en el Valle Geográfico del Río Cauca, lugar donde la materia prima, caña de azúcar, presenta uno de los más altos rendimientos. En el caso del biodiesel la producción se concentra en la zona oriental y en la costa atlántica.

Aunque la producción de etanol se da principalmente en el Valle Geográfico del Río Cauca a partir de caña de azúcar, se ha iniciado a producir a partir de yuca en otras regiones como los llanos, ya que esta parece ser una materia prima prometedora en cuanto a la producción de etanol (

Tabla 2).

Tabla 2. Características de la caña de azúcar y la yuca en la producción de etanol

	Rendimiento (Ton/Ha)	Rendimiento (Lt/Ton)	Rendimiento	Costo de Producción (USD/Lt)	Generación de empleo (Empleos por hectárea)	Índice de eficiencia

			(Lt/Ha*Año)			energética
Caña de Azúcar	120	75	9000	0.26 – 0.32	0.18	8.3
Yuca	29	129.8	3764	0.47	0.60	1.2
Yuca	45	200	9000			

Si se considera el rendimiento que se puede obtener de cada una de las materias primas, la caña de azúcar puede llegar a tener un mayor rendimiento que la yuca, aunque se espera poder obtener rendimientos similares y por lo tanto en este aspecto, la yuca podría representar una buena opción en la producción de etanol.

En cuanto a los beneficios sociales, que es otro de los aspectos principales a considerar en el programa de producción de biocombustibles, la yuca presenta un índice de generación de empleo mucho mayor al que presenta la caña de azúcar, aspecto importante que el Estado debe tomar en cuenta al momento de considerar una materia prima y la creación de políticas.

Por otra parte, aunque actualmente los costos de producción de etanol a partir de caña son los más bajos, según el programa de mezclas la producción de etanol en el valle puede llegar a ser costosa debido a que las tierras están siendo altamente demandadas, incrementado su precio y por lo tanto el costo de la producción de etanol. Esto puede llevar a que la producción a partir de caña de azúcar sea desplazada hacia otras regiones, y aun más hacia otras materias primas como la yuca que puede representar menos costos.

Considerando que el país posee las características necesarias para convertirse en uno de los grandes productores de biocombustibles a nivel mundial, y que además se pueden obtener beneficios económicos, sociales y ambientales como una mayor independencia energética de otros países y la generación de empleo, el gobierno colombiano comenzó un programa de biocombustibles que permitiera incrementar la oferta y la demanda de estos combustibles en el país y de esta manera explotar los recursos que el país tiene disponibles en esta materia y aprovechar sus beneficios.

Incentivos a la producción de biocombustibles en Colombia

A partir del año 2001 con la Ley 693 el gobierno decide desarrollar un programa de biocombustibles en el que se dictaran normas acerca del uso de biocombustibles en el país, y además se incentivara a los agentes de la cadena de suministro a invertir en nueva capacidad, tanto de cultivos como de refinación, y de esta manera poder llegar a cumplir las metas del gobierno en cuanto al uso de energías alternativas como los biocombustibles.

Algunos de los incentivos más representativos que ha dado el gobierno, a través de diferentes leyes y resoluciones, a los productores y consumidores de biocombustibles son:

Al cultivo de materias primas:

- Exclusión del IVA a la caña de azúcar.
- Exención de la Renta a la palma de aceite.

A la refinación:

- Exención del impuesto a las ventas al biodiesel y al etanol.
- Exención del impuesto global al ACPM al biodiesel que se destine a la mezcla con ACPM.
- Exención del pago del impuesto global y de la sobretasa al porcentaje de alcohol carburante que se mezcle con la gasolina motor.
- Renta de 15% (vs. 33%) a proyectos cuya inversión sea superior a 75.000 smmlv o generen 500 empleos.
- Control de los precios de venta del etanol y el biodiesel.
- Plazo para el acondicionamiento de motores hasta el 2012, a partir de esta fecha los motores deberán ser flex-fuel E85 y B20.
- Garantía en el suministro a precio fijado para el etanol: Mezclas del 8% de etanol en la gasolina en el 2010.
- Garantía en el suministro a precio fijado para el biodiesel: Mezclas del 8% de biodiesel en el 2010.

1. Problemática

A pesar de los incentivos que se están otorgando a varias partes de la cadena de suministro para lograr incrementar la oferta de biocombustibles se sigue teniendo una porción de demanda insatisfecha. Estos problemas para abastecer la demanda impuesta se ven reflejados en los cambios que ha tenido que realizar el gobierno en cuanto al programa de mezclas de biocombustibles con los combustibles fósiles. En algunos casos los cambios se han realizado en las fechas en que las diferentes regiones deben entrar a formar parte del programa de biocombustibles y en otras ocasiones los cambios se hacen en los porcentajes de mezcla antes establecidos.

Además de estos cambios realizados en el programa de mezclas, es importante tomar en cuenta que de tener un porcentaje de mezcla superior al exigido, con el nivel de producción actual la demanda no podría ser suplida y por lo tanto, si en un futuro se desea llegar a niveles más altos de utilización de biocombustibles, es necesario que las políticas que se implementen en cuanto a la producción de biocombustibles sean eficientes, efectivas y permitan el crecimiento de la oferta (Tabla 3 y

Tabla 4). Además se debe considerar que entre las políticas que tiene el gobierno, en cuanto al programa de biocombustibles, se encuentra acondicionar los motores de manera que para el 2012 los vehículos que ingresan al país deben tener la capacidad de utilizar combustibles para su funcionamiento con el 85% de etanol o el 20% de biodiesel en una mezcla con gasolina y diesel respectivamente, y por lo tanto es necesario que la oferta disponible sea suficiente para atender una demanda de estos niveles de mezcla.

Tabla 3. Producción vs. Demanda de Etanol

Producción (lt/día)	Demanda Gasolina (lt/día)	Demanda E10 (lt/día)	Demanda E20 (lt/día)	Demanda E100 (lt/día)
1.075.000	10.980.150	1.098.015,08	2.196.030	10.980.150

Tabla 4. Producción vs. Demanda de Biodiesel

Producción (lt/día)	Demanda Diesel (lt/día)	Demanda B10 (lt/día)	Demanda B20 (lt/día)	Demanda B100 (lt/día)
----------------------------	--------------------------------	-----------------------------	-----------------------------	------------------------------

1.755.944	12.519.853,10	1.251.985,31	2.503.970,62	12.519.853,10
------------------	---------------	--------------	--------------	---------------

Por otra parte, es importante mencionar que la producción de biocombustibles en Colombia se encuentra localizada en unas pocas regiones del país, por lo tanto para poder suplir la demanda nacional es necesario que se transporten biocombustibles desde las regiones en las que se presente exceso de producción del biocombustible y debe considerarse que para que puedan existir estos flujos es necesario contar con una infraestructura de transporte de biocombustibles que en el caso de Colombia todavía podría ser un limitante para el abastecimiento (UPME 2009).

Actualmente la producción de biocombustibles se encuentra localizada en ciertas regiones del país. En el caso del etanol por ejemplo, las refinerías están localizadas en su gran mayoría en el Valle Geográfico del Rio Cauca, lugar donde se ha encontrado el mejor rendimiento de la caña de azúcar y donde se encuentran los ingenios azucareros del país, los cuales pueden ser aprovechados para la producción de Etanol. Pero es importante tener en cuenta que otras materias primas y otros lugares para su cultivo están siendo analizados, y por lo tanto se debe evaluar que tan rentable resulta para los agricultores y para los refinadores la producción de biocombustibles a partir de otras materias y en otras regiones. En la actualidad, en Puerto López, Meta hay en funcionamiento una planta de producción de etanol a partir de yuca, materia prima con la cual se obtienen rendimientos más bajos que con la caña de azúcar, pero que parece prometedora debido a que es un cultivo poco exigente en cuanto a las condiciones climáticas y del suelo, lo que puede verse reflejado en costos y por tanto en la rentabilidad de los productores. Adicionalmente, en el caso de producción industrial de la yuca, existe menos disputa con respecto a su uso agroalimentario (FAO 2008).

Se puede decir que el gobierno juega un papel fundamental para lograr llegar a un buen desempeño de la cadena de biocombustibles de manera que se pueda cumplir con las metas propuestas en cuanto a los porcentajes de mezcla que se deberían estar utilizando en muchas de las regiones del país. Es por lo mismo que se han creado políticas en cuanto a normas técnicas, de calidad y precios en el programa de biocombustibles del país, además de los incentivos dados a diferentes partes de la cadena. Sin embargo, se siguen incumpliendo dichas metas, quizás porque las políticas adoptadas por el gobierno no son las adecuadas o porque existen problemas en algunas de las partes de la cadena de suministro, como la escasa capacidad de refinación, la escasez de materias primas y/o las dificultades para transportar el biocombustible hasta los centros de distribución.

Por lo tanto es necesario encontrar las razones por las cuales las políticas actuales del gobierno no están siendo eficientes para incrementar la producción de biocombustibles, de manera que permita atender la demanda interna en los momentos establecidos, y para lograr una mejor distribución de la producción de los mismos en las diversas regiones del país de manera que se pueda encontrar un mejor balance territorial entre la oferta y demanda nacional.

Por otra parte es importante analizar los cambios que pueden presentarse en sector al momento de considerar materias primas alternativas, en este caso yuca, para la producción de biocombustibles y la localización de cultivos y plantas de refinación en regiones del país diferentes a aquellas en las que actualmente se concentra la producción.

Modelo

Para el análisis de los incentivos a los biocombustibles en Colombia se desarrolló un modelo de simulación en el que se tuvieron en cuenta las inversiones en refinación y en el cultivo de las materias primas, caña de azúcar y yuca para etanol y aceite de palma africana para biodiesel.

Este modelo se desarrolla con el fin de evaluar la estructura y el comportamiento de la inversión, y bajo diferentes escenarios se analizar el cumplimiento de las metas del programa de biocombustibles planteado por el gobierno colombiano y si las políticas actuales van en el camino correcto para el cumplimiento de las metas propuestas.

Para esto se modelaron, según el conocimiento acerca del funcionamiento del mercado, el cultivo de materias primas, la refinación y el transporte del biocombustible, definiendo el transporte del biocombustible como el flujo que puede haber entre las diferentes regiones según la producción y la demanda de cada una de ellas (Figura 1).

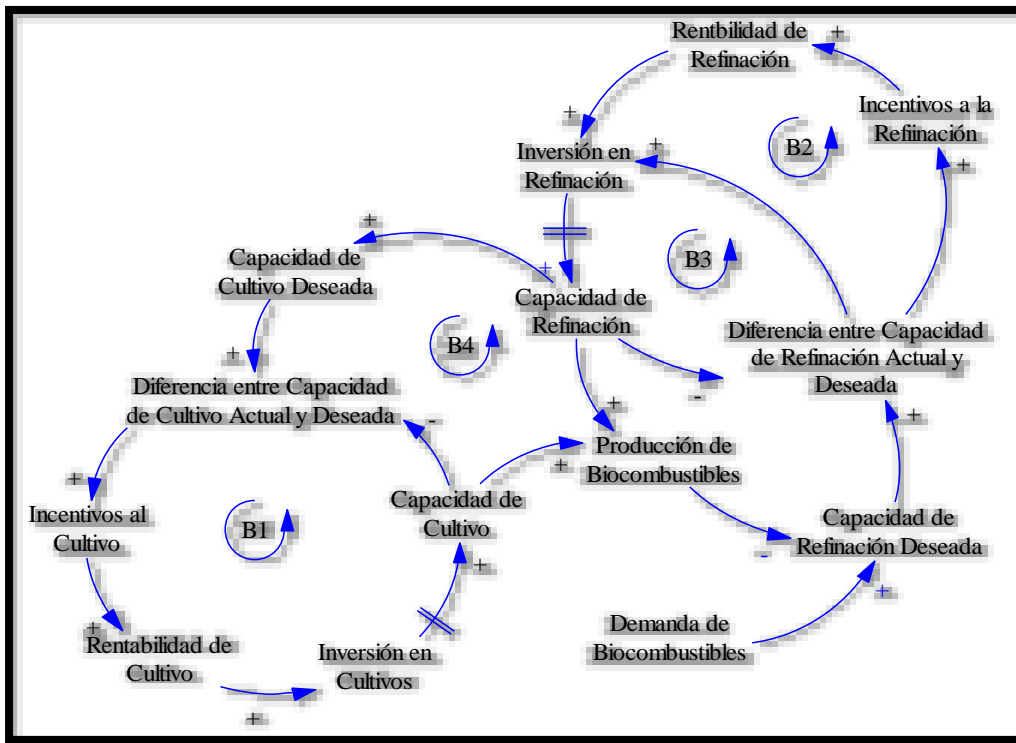


Figura 1. Diagrama Causal General

Inicialmente la materia prima, en este caso la caña de azúcar y la yuca para el etanol y la palma de aceite africana para el biodiesel, es cultivada de acuerdo con las necesidades tanto para la producción de biocombustibles como de alimento. Según las exigencias del gobierno, el agricultor tiene que cumplir inicialmente con la demanda interna de alimentos, luego sus excedentes pueden ser utilizados en exportaciones de alimentos o en la producción de biocombustibles (Londoño 2010). Así, la decisión del agricultor de hacia dónde estarán dirigidos los excedentes dependerán de la rentabilidad que cada una le genere, destinando una mayor parte al sector que tenga una mayor rentabilidad.

Por otra parte, si la rentabilidad de los cultivos es alta, los agricultores se verán motivados a incrementar la inversión en estos y por lo tanto la capacidad en cultivos crecerá.

Dependiendo de la capacidad de cultivos actual y la capacidad de cultivos deseada, según la demanda interna de alimentos y la impuesta por el gobierno para la producción de biocombustibles, se crea una brecha que da indicios al agricultor del mercado potencial y según la rentabilidad que este le dé realiza nuevas inversiones, incrementando, después de un tiempo, la capacidad de cultivos. De esta manera se obtiene el ciclo de balance B1.

Luego de definir la cantidad de cultivos que son destinados a la producción de biocombustibles se pasa al siguiente eslabón de la cadena que es la refinación. Así, la

capacidad de refinación y la de cultivo disponible definen la producción de biocombustibles que al ser comparada con la demanda muestra la necesidad de hacer crecer el mercado y por lo tanto motivar la inversión. Esta inversión además de basarse en la porción de demanda insatisfecha, se basa en la rentabilidad que proporcione el negocio, de manera que se hace una mayor inversión en tanto más grande sea la rentabilidad. Al aumentar la inversión se construirán nuevas plantas de refinación y después de un tiempo la capacidad de refinación se incrementará y en consecuencia la producción de biocombustibles. De esta manera se forman los ciclos de balance B2 y B3.

De acuerdo con la inversión hecha en nuevas plantas de refinación, se envía una señal a los agricultores de manera que la capacidad deseada de los cultivos crezca y finalmente se hagan nuevas inversiones que incrementen la capacidad de cultivos y por lo tanto la producción de biocombustibles. Así se obtiene un nuevo ciclo de balance B4.

La dinámica descrita anteriormente para el cultivo de las materias primas y la refinación de los biocombustibles es analizada de forma regional. Actualmente la producción de biocombustibles en Colombia está localizada en unas pocas regiones del país. Tomando en cuenta estas regiones y las zonas de mayor consumo del país, el modelo regional construido se basa en las siguientes regiones:

Región 1: Valle del Cauca - Producción de etanol y cultivo de caña de azúcar

Región 2: Bogotá y Llanos Orientales - Producción de biodiesel y cultivo de palma de aceite

Región 3: Santanderes - Producción de biodiesel y cultivo de palma de aceite

Región 4: Costa Atlántica - Producción de biodiesel y cultivo de palma de aceite

Región 5: Antioquia - Centro de consumo

Región 6: Bogotá y Llanos Orientales - Producción de etanol y cultivo de yuca industrial

Región 7: Costa Atlántica - Producción de etanol y cultivo de yuca industrial.

Así, cada una de las regiones mencionadas anteriormente tiene una capacidad de cultivos y capacidad de refinación dada, y se asume que no hay transporte de materias primas, de esta manera para la refinación solo se cuenta con la capacidad de cultivo que tenga cada región.

Cada una de las regiones tiene unos costos de producción de la materia prima y un rendimiento de cultivo diferente. De esta manera pueden haber regiones más rentables

que otras, así, entre más rentable sea el cultivo de cierta materia prima en una región o la refinación del biocombustible, el agricultor o el refinador se verá más motivado a invertir en nuevos cultivos o plantas de refinación en la región.

De las diferencias entre la demanda y la producción de cada región se generan unos excesos y unos déficit. Por lo tanto, se darán unos flujos de biocombustibles desde aquellas regiones que después de satisfacer su demanda cuenten con un exceso hasta aquellas que no alcancen a satisfacer su demanda. Estos flujos se asignan dando prioridad a aquellos que representen menor costo de transporte.

La realización de estos flujos de biocombustibles entre las diferentes regiones del país, permiten que la demanda insatisfecha regional sea cada vez menor y en consecuencia se llegue a un mejor balance de oferta y demanda nacional.

La dinámica entre las regiones anteriormente descrita se observa en la Figura 2

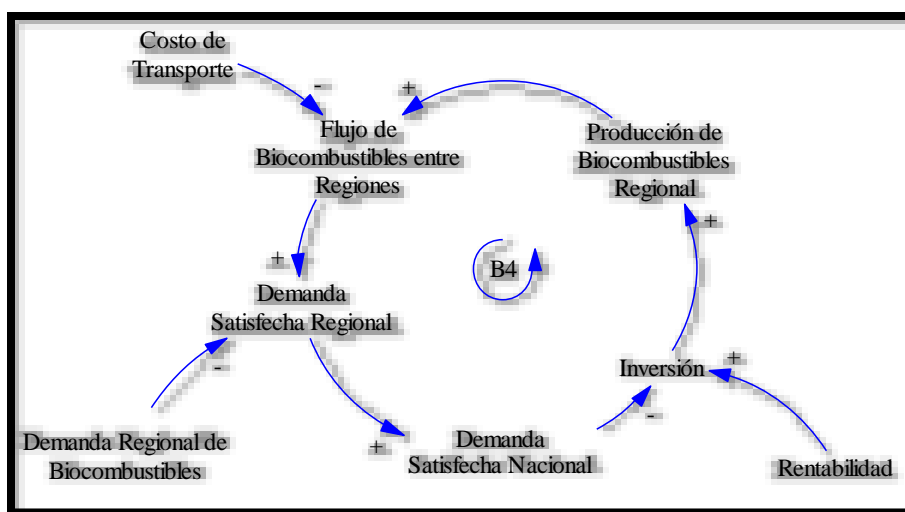


Figura 2. Modelo regional

Resultados

A partir del modelo desarrollado se evalúa si el programa de biocombustibles en Colombia planteado por el gobierno se está cumpliendo y si las políticas actuales van en el camino correcto para el cumplimiento de las metas propuestas. Además se analiza el comportamiento que puede tener el sistema ante el cambio en las políticas y las ventajas y desventajas de realizar dichos cambios en el programa de biocombustibles.

Para este análisis se seleccionaron inicialmente cuatro escenarios los cuales permiten analizar el comportamiento del sistema ante cambios en los porcentajes de mezcla y los

incentivos que se dan actualmente a la producción de biocombustibles. Estos escenarios representan tanto las condiciones actuales como las posibles condiciones futuras, tomando en cuenta en todos los casos los planes de expansión dados por el Estado para el 2011 y el 2012.

Análisis de incentivos ante el porcentaje de mezcla obligatorio actual

Para realizar este análisis se modelan dos escenarios: Un escenario base en el que se toma en cuenta la situación actual de producción y demanda de biocombustibles en el país; de esta manera se representan las condiciones sobre las cuales se desarrolla el mercado, y se analiza la tendencia del mismo de seguirse presentando las mismas condiciones

En el otro escenario (Escenario 2) se asume que el porcentaje de la mezcla de biocombustibles con los combustibles fósiles exigido continúa siendo el mismo, pero se reducen los incentivos dados a los productores. Esto con el fin de evaluar si los incentivos dados por el gobierno son los adecuados o si por el contrario estos pueden ser insuficientes o innecesarios.

La Figura 3 muestra la evaluación de los dos primeros escenarios para el etanol. Tanto para el escenario base como para el escenario 2 se puede decir que inicialmente el gobierno no está cumpliendo con la meta propuesta que es de un 8% de etanol en el territorio nacional y que con la entrada en operación de la planta en el 2011 aun no es suficiente para cumplirla. Sin embargo con la entrada de las plantas en el 2012 la capacidad de producción se hace suficiente para abastecer la demanda interna, y existe un excedente que puede ser utilizado en el incremento del porcentaje de mezcla o en exportaciones.

Esta similitud en los resultados de los escenarios indican que actualmente la rentabilidad que tiene el negocio es lo suficientemente alta como para no necesitar de todos los incentivos que da el gobierno, esto si se continua bajo las mismas condiciones de demanda.

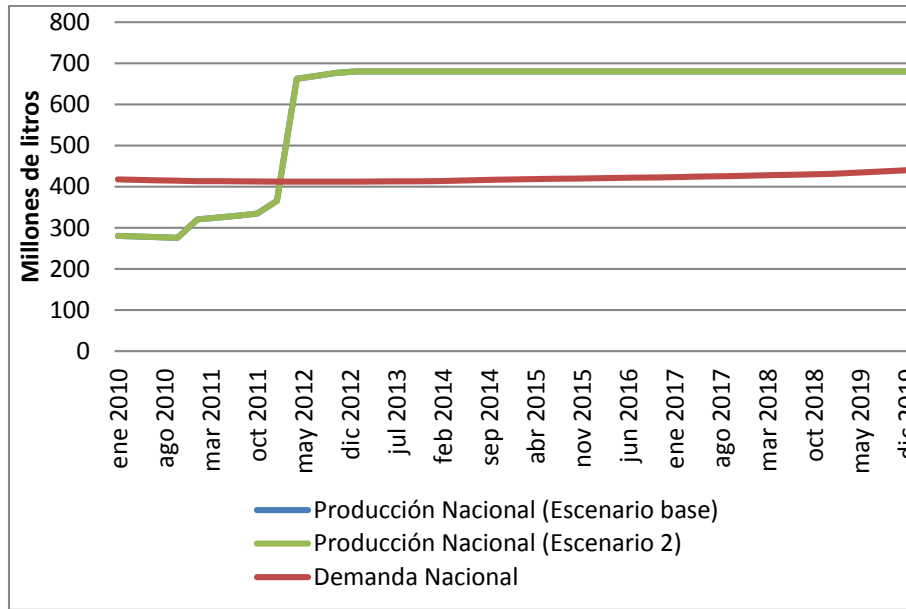


Figura 3. Capacidad de producción vs. Demanda de etanol. Escenario base y Escenario 2.

Para el caso del biodiesel, el escenario base y el escenario 2 también presentan un comportamiento similar (Figura 4). Inicialmente la producción no es suficiente para satisfacer la demanda determinada por el gobierno, lo que significa que nuevamente se está incumpliendo con las metas propuestas por el mismo. Sin embargo, la capacidad aumenta durante la simulación y se llega a cumplir con el porcentaje de mezcla hoy estipulado y se tienen además excedentes que podrían ser utilizados en un aumento de porcentaje de mezcla o en exportaciones de biodiesel.

Estos escenarios sugieren que la presencia de los subsidios, de continuar con el mismo porcentaje de mezcla, aunque llevan a tener unos excedentes mayores durante el tiempo de simulación, no hacen la diferencia en cuanto el momento en el que pueda cumplirse la meta.

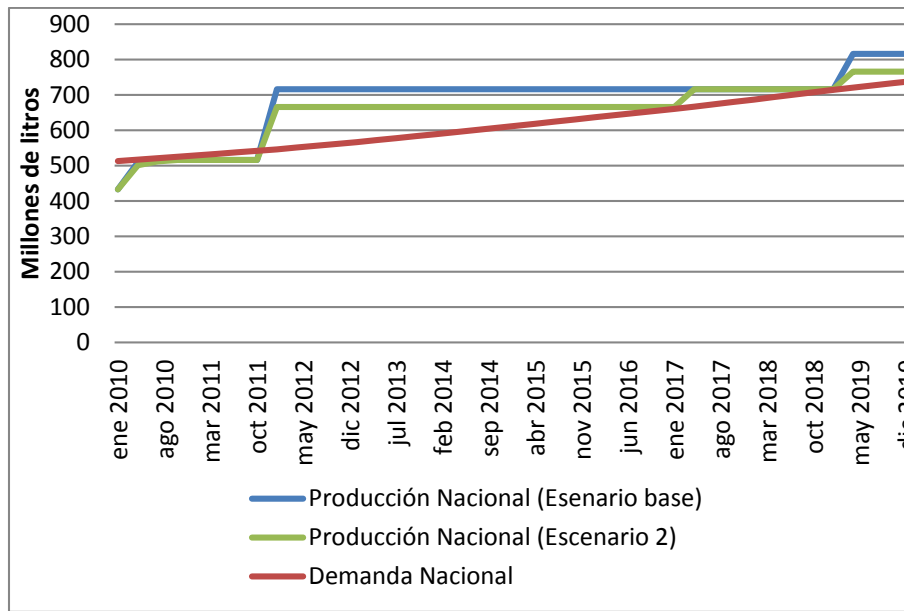


Figura 4. Capacidad de producción vs. Demanda de biodiesel. Escenario base y Escenario 2.

Análisis de incentivos ante un aumento en el porcentaje de mezcla obligatorio actual

Para evaluar el comportamiento del sistema ante un cambio en la obligatoriedad de las mezclas se desarrollaron los siguientes escenarios: El primero de ellos (Escenario 3) evalúa el comportamiento del mercado ante un alza en el porcentaje de mezcla exigido con respecto al actual y se asume que los incentivos a los productores son reducidos. El segundo (Escenario 4) considera también un alza en el porcentaje de mezcla exigido, pero en este caso bajo el mismo esquema de incentivos actual. Bajo estos escenarios se pretende evaluar que tan preparado está el mercado para un alza en el porcentaje de mezcla de los biocombustibles, y que tanta incidencia podrían tener los incentivos en el desempeño del mismo.

En el caso del etanol, se considera un incremento en el porcentaje de mezcla según lo deseado por el estado, el cuál para el 2012 espera que la totalidad del territorio nacional esté cubierto con un E10 y para el 2014 se tenga una libertad de mezcla de E23 (Ministerio de Minas y Energía 2010)

En los resultados se muestra la satisfacción de la demanda por algunos periodos de tiempo en ambos escenarios (Figura 5). Así, la demanda del 10% llega a ser satisfecha al momento de ingresar las plantas en el 2012, pero esta producción no es suficiente para atender la demanda cuando se realiza un incremento al 23% de etanol. No obstante después de un periodo de tiempo se realizan las inversiones necesarias, y de continuar con este porcentaje de mezcla se pudo abastecer la demanda interna.

Nuevamente se observa que los incentivos como la reducción en el impuesto de renta y en el IVA, que inciden de manera directa en la rentabilidad, tienen un impacto menor en las inversiones que la obligatoriedad en las mezclas, las cuales le aseguran al inversionista una porción de demanda.

Es importante tomar en cuenta que en este caso se asume que las variables que afectan la inversión son la rentabilidad y la brecha entre la oferta y la demanda impuesta, y el riesgo no es tomado en cuenta. Así, se supone que no habrá cambios en la normatividad y que por lo tanto los inversionistas tienen definido su mercado potencial.

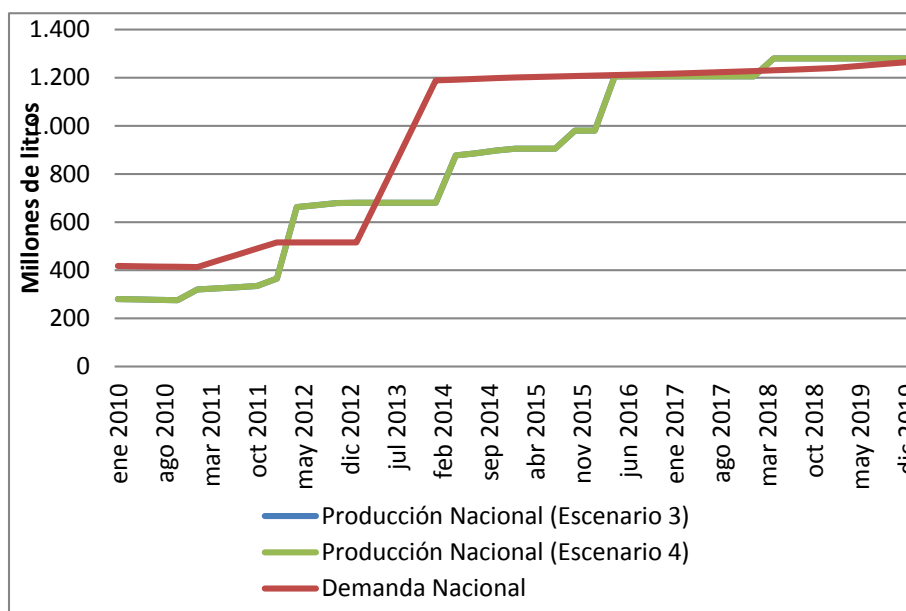


Figura 5. Capacidad de producción vs. Demanda de etanol. Escenario 3 y Escenario 4.

Para el análisis de estos escenarios en el biodiesel se tiene en cuenta también un aumento en el porcentaje de mezcla según las expectativas del estado. Así, para el 2011 se espera que todo el territorio nacional tenga el 10% de porcentaje de mezcla de biodiesel (Ministerio de Minas y Energía 2010) y que al igual que el etanol a partir del 2014 se tenga un porcentaje del 20%.

Según los resultados presentados en la Figura 6, se obtienen comportamientos muy parecidos en los dos escenarios, en los cuales la demanda está insatisfecha durante un corto periodo de tiempo. Así la meta del 8% y 7% en las regiones del país no puede ser cumplida, y la meta del 10% porcentaje de mezcla en la totalidad del país se cumpliría después de un periodo de tiempo. Por otro lado, si el porcentaje de mezcla se incrementara al 20% en el 2014, los resultados muestran que la demanda interna puede satisfacerse debido a las inversiones que se pueden ir realizando a lo largo del horizonte de simulación.

De lo anterior se puede decir que al igual que para los escenarios base y 2 la demanda, aún pasando a un 10% de porcentaje de mezcla en 2011, se cumple en el mismo momento con o sin incentivos, escenario 4 y escenario 3 respectivamente. Así, al igual que para el etanol, los subsidios dados por el gobierno a la producción de biodiesel, como la reducción en el impuesto de renta, no representa un impacto significativo en el programa de mezclas de biocombustibles en el país; siendo la fijación del precio y la obligación de la demanda los factores fundamentales a la hora de la inversión en nuevas plantas de refinación.

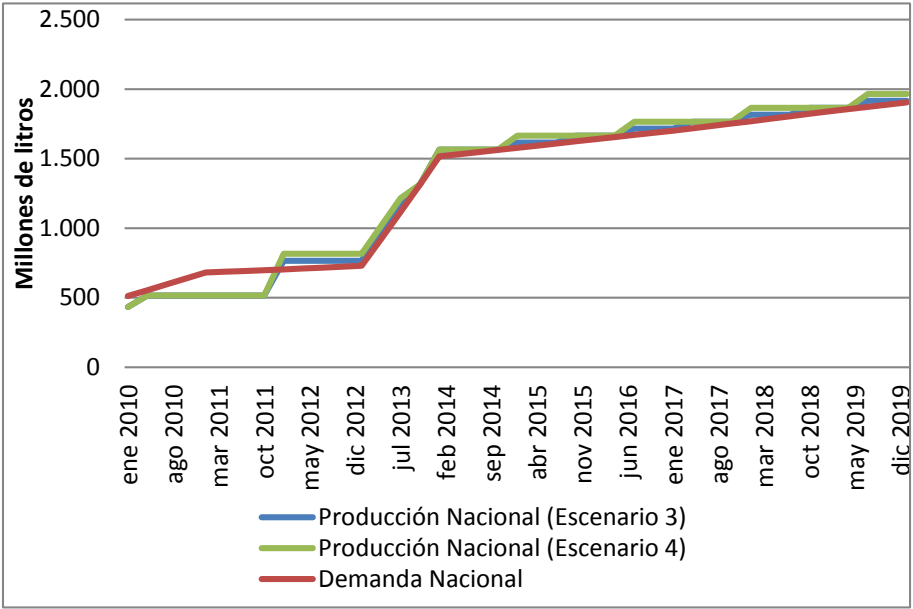


Figura 6. Capacidad de producción vs. Demanda de biodiesel. Escenario 3 y Escenario 4.

Análisis de materias primas alternativas

Para el análisis de la producción de biocombustibles a partir de materias primas diferentes a las tradicionales en Colombia, caña de azúcar y aceite de palma africana para etanol y biodiesel respectivamente, se evaluará el comportamiento del sistema a nivel regional cuando hay un incremento en el porcentaje de mezcla de etanol a 10% en el 2012 y 23% en el 2014. Para esto como se mencionó anteriormente se crearon 7 regiones que representan los principales centros de producción de etanol a partir de caña de azúcar y de yuca, y los principales centros de consumo.

En este caso (Figura 7), inicialmente se dan las entradas de las plantas de refinación en el 2011 y 2012 que tiene previstas el Estado, pero para abastecer la demanda interna con un porcentaje de mezcla del 23% es necesario que se realicen nuevas inversiones. Estas inversiones se realizan en el valle geográfico del río Cauca a partir de caña de azúcar, y en los llanos orientales y en la costa atlántica a partir de yuca.

Así, aunque la producción de etanol a partir de caña continua aumentando, la producción a partir de yuca comienza a incrementarse para suplir la demanda creciente, esto debido a que las tierras para el cultivo de caña en el Valle geográfico del Río Cauca pueden volverse costosas por su demanda, y por tanto puede resultar más rentable el etanol a partir de yuca que a partir de caña de azúcar.

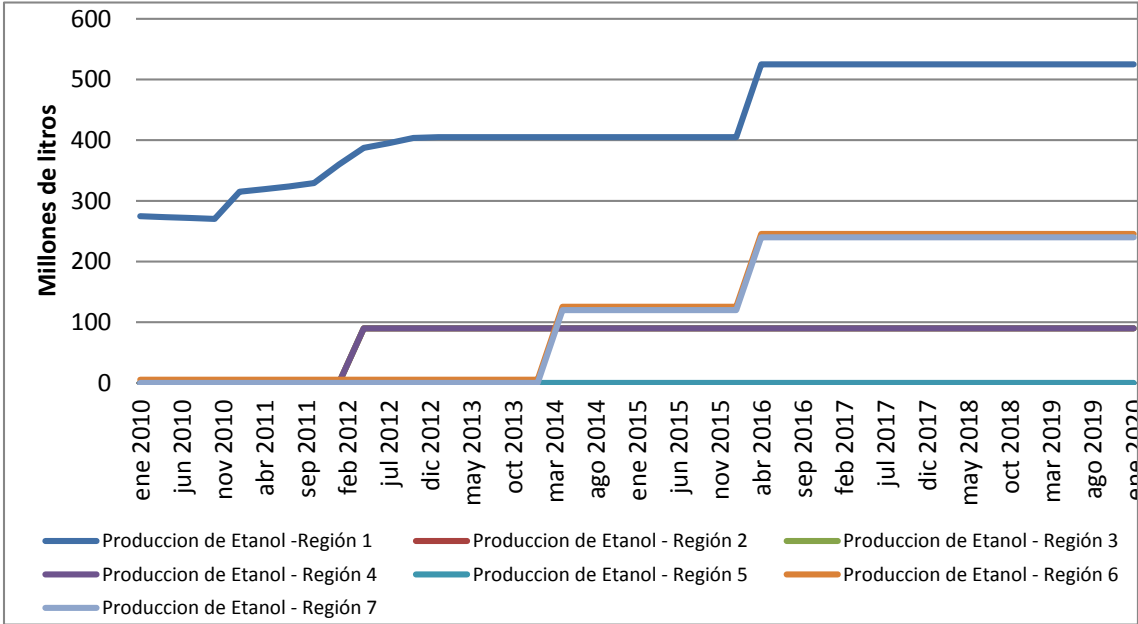


Figura 7. Producción de Etano regional. Incremento en el porcentaje de mezcla

Finalmente para el análisis del comportamiento del mercado a nivel regional y ante la presencia de nuevas materias primas, tomando en cuenta que primero se debe abastecer la demanda interna de azúcar y luego los productores deciden el destino de los excedentes (Londoño, 2010), se evaluó un escenario en el que hay un incremento en el porcentaje de mezcla de etanol como en el caso anterior, se tienen los mismos incentivos por parte del gobierno y hay un aumento en el precio del azúcar internacional.

Teniendo en cuenta que los excedentes son repartidos entre la producción de etanol y las exportaciones de azúcar según la rentabilidad que cada una de las opciones represente para el productor, un incremento en el precio internacional del azúcar lleva a una mayor rentabilidad en las exportaciones de azúcar, por lo que para el productor será más atractivo utilizar los excedentes en exportación que en la producción de etanol.

La Figura 8 muestra como a raíz de un incremento en el precio internacional del azúcar la producción de etanol experimenta un crecimiento a una menor tasa, llevando a que la demanda permanezca insatisfecha por un mayor periodo de tiempo. Esto debido a que aunque se realicen inversiones en capacidad de refinación, los cultivos se destinarán en

mayor parte a las exportaciones lo que limitaría la producción en las pantas de refinación a partir de caña de azúcar.

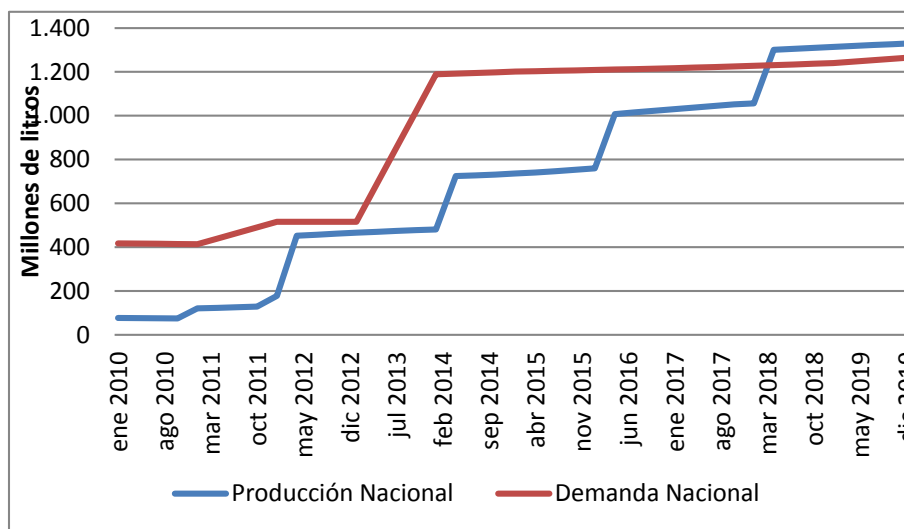


Figura 8. Producción vs. Demanda de etanol. Precio internacional del azúcar alto.

Por otra parte, esta disminución en la producción de etanol a partir de caña de azúcar, se ve reflejado en la búsqueda de nuevas alternativas para lograr satisfacer la demanda impuesta. En este caso la alternativa es la producción de etanol a partir de yuca.

La Figura 9 muestra el comportamiento de la producción de biocombustibles a nivel regional ante un aumento en el precio del azúcar, y este comportamiento sugiere que a raíz de la escasez de caña de azúcar para refinar y producir etanol y la necesidad de satisfacer la demanda, se ve incentivada la producción de etanol a partir de yuca tanto en la región 6 como en la región 7.

Este escenario da un indicio de la importancia de buscar alternativas de producción de etanol a partir de materias primas diferentes a la caña de azúcar, tanto por la disponibilidad de tierras aptas para su cultivo como por la competencia con el sector alimenticio. Por otra parte se puede concluir que uno de los incentivos importantes en la producción de etanol es la fijación del precio, en el cuál se toma en cuenta el costo de oportunidad de utilizar las materias primas en otros mercados como el de exportación de azúcar.

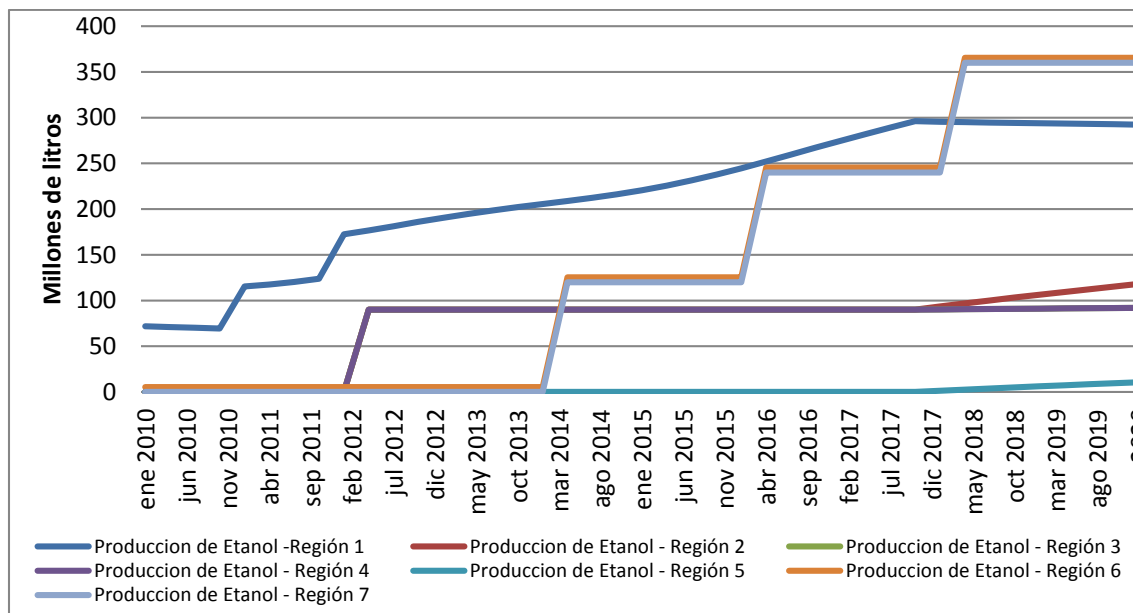


Figura 9. Producción Regional vs. Demanda de Etanol. Precio internacional del azúcar alto.

Conclusiones

- Según los resultados encontrados para el análisis de la producción de biocombustibles se concluye que bajo las políticas actuales, aunque la producción hoy no es suficiente para cumplir con la demanda impuesta, hay una tendencia a crecer y la demanda se podrá satisfacer dentro del horizonte de simulación.

Sin embargo, el estado debe ser cuidadoso con el planteamiento de políticas en cuanto a la obligatoriedad de mezclas y al momento de la entrada de estos porcentajes, ya que de ser muy altos se podría caer nuevamente en un incumplimiento de las metas propuestas como viene ocurriendo desde que se comenzó con el programa de biocombustibles en el país.

- Los incentivos como la reducción del impuesto de renta y del IVA no tienen un impacto significativo en la inversión en nuevas plantas de refinación, ya que las rentabilidades de la producción de biocombustibles ya son altas, principalmente en el caso del etanol, y no requieren de este tipo de ayudas estatales.

Aun así, incentivos como la obligatoriedad de la mezcla, a través de la cual se asegura a los inversionistas una porción de mercado, y la fijación de los precios que garanticen como mínimo cubrir su costo de oportunidad, impactan de manera significativa al sector. A partir de estos incentivos se puede llevar al crecimiento del

mercado y por tanto al cumplimiento de las metas que el gobierno se vaya planteando.

- El uso de materias primas diferentes a las utilizadas tradicionalmente en la producción de biocombustibles en Colombia, representan una buena opción para lograr abastecer la demanda impuesta en el programa que ha creado el estado.

En el caso del etanol por ejemplo, la producción a partir de caña de azúcar puede ser desplazada hacia otras regiones, y aun más hacia otras materias primas como la yuca que a pesar de presentar menores rendimientos puede representar menos costos. Esto tomando en cuenta que tierras como las del Valle Geográfico del Río Cauca están siendo altamente demandadas para la el cultivo de caña de azúcar tanto para biocombustibles como para alimento, lo que puede llevar al incremento de su precio y por tanto del costo de la producción de etanol.

- La entrada de la producción de etanol a partir de yuca puede requerir de incentivos iniciales, esto porque las zonas en donde se obtienen los mejores rendimientos de la yuca, como los llanos orientales, son también zonas potenciales para el cultivo de caña de azúcar tanto para producción de etanol como para azúcar de exportación.

Referencias

Bantz, Steven G., y Michael L. Deaton. «Understanding U.S. Biodiesel Industry Growth using System Dynamics Modeling.» *IEEE Systems and Information Engineering Design Symposium*. Virginia, 2006. 156-161.

Bernard, F., y A. Prieur. «Biofuel market and carbon modeling to analyse French biofuel policy.» *Energy Policy* 35, 2007: 5991–6002.

Bush, Brian, Michael Duffy, Debra Sandor, y Steve Peterson. «Using System Dynamics to Model the Transition to Biofuels in the United States.» *IEEE International Symposium on Service-Oriented System Engineering*. Jhongli, 2008. 1-6.

CENICAÑA. «Proyectos de Investigación sobre Uso y Manejo de Vinazas.» 2006.

FAO. «Bioenergy and Food Security.» The Bioenergy and Food Security Project, Roma, 2010.

FAO. «Cassava for food and energy security.» Roma, 2008.

FAO. «Jatropha: A Smallholder Bioenergy Crop.» *Integrated Crop Management* Vol. 8, 2010.

IEA. «Biofuel Production.» *Energy Technology Essentials*, 2007.

IEA. «World Energy Outlook.» Francia, 2008.

Lensink, Sander, y Marc Londo. «Assessment of biofuels supporting policies using the Biotrans model.» *Biomass & Bioenergy*, 2010: 218-226.

Londoño, Luis Fernando, entrevista de NextFuel. *Etanol en Colombia, Reportaje a Luis Fernando Londoño Capurro de Asocaña* (7 de Mayo de 2010).

Ministerio de Minas y Energía. «Sector Hidrocarburos.» Memorias al Congreso de la República 2009 - 2010 , 2010.

RFA. «Ethanol Industry Outlook.» Febrero de 2010.

UPME. «Diagnóstico del Sector Energético.» Resumen Ejecutivo, 2009.

O POTENCIAL ENERGÉTICO DO BIOGÁS PARA A AMAZÔNIA

Clerismar Fernandes da Silva

Artur de Souza Moret

Sinclair Mallet-Guy Guerra

Universidade Federal de Rondônia – UNIR

clerys@hotmail.com

(55)(69) 9267-4241

1. Introdução

A energia elétrica tem sido de fundamental importância para o progresso. Entretanto, apesar dos programas governamentais para universalizar a disponibilidade deste bem, no Brasil ainda existem muitas comunidades isoladas com indisponibilidade deste, ou casos em que a disponibilidade não é suficiente para a aplicação em outras atividades além da produtiva. Uma alternativa para a geração de eletricidade é fazer uso do biogás.

Segundo Cortez (et all, 1997), biodigestão-biogás é a conversão anaeróbia de compostos orgânicos pela ação de microorganismos. Para a produção de biogás (metano e gás carbônico) utiliza-se de microorganismos acidogênicos e metanogênicos. Essencialmente, o biogás é constituído por metano (CH₄) e dióxido de carbono (CO₂), estando o seu poder calorífico diretamente relacionado com a quantidade de metano existente na mistura gasosa. Tratando-se de um combustível gasoso com um conteúdo energético elevado, o biogás vem se tornando um dos fatores de redução da alta dependência de combustíveis fósseis (que por sua vez, são fontes esgotáveis), enquadrando-se nos quesito de desenvolvimento sustentável. A energia oriunda da biomassa é aquela gerada a partir da decomposição, em curto prazo, de materiais orgânicos (dejetos animais, industriais e agrícolas). O gás metano produzido é usado para gerar energia. Aqui ressalta-se que o gás metano é o principal constituinte do biogás. O gás metano produzido é usado para gerar energia.

2. Metodologia

A pesquisa de caráter bibliográfico, foi desenvolvida a partir de levantamentos bibliográficos de estudos realizados nesse âmbito, com o intuito de intercomunicar o leitor com o setor elétrico da Amazônia e, ressaltar a importância do aproveitamento das energias renováveis.

3. Resultados

3.1 Conversão do biogás em energia elétrica

Tolmasquim (2003) afirma que o uso de combustíveis derivados da biomassa traz, potencialmente, algumas vantagens. Primeiro, as eficiências de conversão da biomassa em eletricidade poderiam ser maiores devido à melhor eficiência de combustão e de equipamentos que podem ser empregados na geração de potência em si – motores de combustão interna (MCI), turbinas a gás (TG) e, no futuro, as células a combustível. Devido a melhor combustão, as emissões atmosféricas podem ser menores. O biogás pode ser utilizado diretamente para queima, dispensando o uso de outras energias, ou indiretamente alimentando geradores de energia elétrica. Quando usado indiretamente, tem-se que a energia química presente nas moléculas do biogás é convertida em energia mecânica por um processo de combustão controlada, então essa energia mecânica aciona um gerador que a converte em energia elétrica. Segundo Santos, 2000 (Apud Coldebella et al) 1 m³ de biogás é equivalente a 6,5 kWh de energia elétrica e a eficiência dos sistemas de cogeração varia entre 30 e 38%, ou seja, 2,0 – 2,5 kWh.

3.2 O contexto Amazônico

O conceito mais comum dado para comunidades isoladas é que estas sejam regiões remotas do planeta ou grupo de pessoas vivendo no meio da floresta. No entanto, este conceito de isolamento deve ser encarado não somente como isolamento físico, mas também como falta de acesso à possibilidade de crescimento econômico, social e político, além de acesso físico a outras localidades. Pode-se acrescentar, ainda, inacessibilidade a educação formal. Sob este ponto de vista, o Brasil tem muitas localidades isoladas, principalmente, é claro, na região Norte do país.

Segundo a concessionária de energia elétrica do Norte do Brasil – a Eletrobrás-Eletronorte gera e fornece energia elétrica aos nove estados da Amazônia Legal – Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. Por meio do Sistema Interligado Nacional – SIN, também fornece energia a compradores das demais regiões do País. Contudo, dos 24 milhões de habitantes que vivem na Região Amazônica, mais de 15 milhões se beneficiam da energia elétrica gerada pela Eletrobrás-Eletronorte em suas quatro hidrelétricas – Tucuruí (PA), a maior usina genuinamente brasileira e a quarta do mundo, Coaracy Nunes (AP), Samuel (RO) e Curuá-Una (PA) – e em parques termelétricos. A potência total instalada é de 9,8 GW e os sistemas de transmissão contam com mais de 9.844,68 quilômetros de linhas.

Com relação ao abastecimento, salienta-se que apesar da potência disponível, aliada ao fato daquilo que vai ser gerado juntamente com o complexo hidrelétrico Santo Antônio e Jirau, no Rio Madeira, sem deixar de citar a interligação ao Sistema Integrado Nacional - SIN, parte da população ainda continuará excluída da eletricidade. As comunidades isoladas, remanescentes de quilombos indígenas, entre outros componentes dos povos da floresta não fazem parte do que será atendido pelas usinas e seus sistemas associados de transmissão de energia que ligará Porto Velho, em Rondônia e chegará até Araraquara, em São Paulo, a partir de 2011.

4. Conclusão

Verifica-se que o biogás pode ser inserido no mercado local como um fator de eficiência para comunidades isoladas. Desta forma, esta pesquisa é de particular relevância, pois além de contribuir com as instituições de pesquisa que já trabalham na área de geração de energia elétrica, ela poderá ser ampliada para o atendimento a essas diversas comunidades no país. .

5. Referências bibliográficas

CORTEZ, Luiz Augusto, et al. **Biomassa para Energia**. São Paulo: Centro de Tecnologia COPERSUCAR, 2008.

CORTEZ, Luiz Augusto Barbosa; Lora, Electo Silva. **Sistemas Energéticos II – Tecnologia de Conversão Energética da Biomassa**. São Paulo: Centro de Tecnologia COPERSUCAR, 1997.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

COLDEBELLA, Anderson et all. **Viabilidade de energia elétrica com biogás da bovinocultura de Leite**. Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE.S/D.

Folha Online disponível em: <http://www.eln.gov.br> Acesso em 28 de Outubro, 2010

SESIÓN 2

MODELO BASADO EN AGENTES DE LAS EMISIONES ANTRÓPICAS DE CARBONO A PARTIR DE LA DINÁMICA POBLACIONAL⁴⁴

Ing. Paula Castesana, Dr. Enrique Puliafito²

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires

Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica

Medrano 951, Ciudad de Buenos Aires. Tel.: (011 4867 7562) pcastesana@gmail.com

RESUMEN: Actualmente el análisis de las transiciones demográficas sobre el crecimiento económico ha cobrado relevancia en el debate sobre el cambio climático, dado que el impacto de dichas transiciones influye directamente sobre el consumo de bienes y energía primaria, y sobre las emisiones de carbono, modificando la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Este estudio integra variables de crecimiento, como las tasas de natalidad y mortalidad correspondientes a distintos grupos etéreos, en un modelo basado en agentes, con el fin de estudiar la influencia de la dinámica poblacional sobre dichas emisiones. El mismo muestra que a largo plazo, el estancamiento de la población producirá una reducción del crecimiento de los ingresos, lo cual contribuirá a estabilizar o reducir el consumo de energía y las emisiones de carbono. Sin embargo, por efecto de acumulación en la atmósfera, no se espera una estabilización de las concentraciones de CO₂ en los próximos 100 años.

Palabras clave: emisiones de carbono, dinámica poblacional, modelado basado en agentes

ABSTRACT: Currently, analysis of demographic transitions on economic growth has become relevant in the debate on climate change, given that the impact of these transitions has a direct impact on consumption of goods, primary energy and carbon emissions by changing the accumulation of greenhouse gases in the atmosphere. This paper integrates growth variables such as birth and death rates for different age groups, in an agent-based model to study the influence of population dynamics on these emissions. It shows that long-term stagnation of the population will lead to a reduction of revenue growth, which will help to stabilize or reduce energy consumption and carbon emissions. However, the effect of accumulation in the atmosphere is not expected to stabilize CO₂ concentrations in the next 100 years.

Keywords: anthropogenic emissions, population dynamics, agent-based modelling

INTRODUCCIÓN

El aumento de la concentración de CO₂ en la atmósfera, debido a emisiones antrópicas generadas por consumo de energía de fuentes fósiles, está incrementando el “efecto invernadero adicional”,

⁴⁴ Título original: Modelos matemáticos de las emisiones de carbono antropogénicas basados en la dinámica poblacional. ² CONICET. Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Mendoza/Facultad Regional Buenos Aires.

generando, entre otras probables modificaciones climáticas, cambios en la temperatura global, variación de los patrones de lluvia, aumento del nivel del mar, modificaciones en la salinización del mar, reducción de los glaciares cordilleranos y polares, huracanes de gran magnitud, incendios forestales.

Actualmente, el análisis de la influencia de variables demográficas sobre dichas emisiones ha cobrado relevancia en el debate sobre el cambio climático, dado que, el impacto de las mismas sobre el crecimiento económico, influye directamente sobre el consumo de bienes, energía primaria, y por consiguiente, sobre las emisiones de carbono.

Las tasas de crecimiento demográfico han disminuido durante los últimos cincuenta años en casi todos los países del mundo, observándose una reducción en las tasas de fertilidad y un aumento en la esperanza de vida al nacer. Las mejoras sociales y el cuidado de la salud han disminuido la mortalidad infantil e incrementando la longevidad, produciendo una transición demográfica⁴⁵ y un cambio en la estructura de la población, lo que se manifiesta como un envejecimiento relativo de la misma.

El crecimiento poblacional siempre ha jugado un papel importante en la evolución del crecimiento económico. Si consideramos al crecimiento económico como el aumento de los bienes por habitante (bienes per cápita), esto implica una relación inversa del GDP y la población. Pero si el aumento de la población produce a su vez un aumento en el GDP a una tasa mayor, entonces el GDP/capita aumentará. En efecto, los datos empíricos de diversas regiones no establecen en forma taxativa una u otra variante, pero sí afirman su indudable influencia. Mientras algunos ven un aumento de la población como un impedimento al crecimiento económico, otros la estiman como el mayor contribuyente. La solución propuesta por la literatura neoclásica de crecimiento económico a esta dualidad, es asumir que la economía crece a través de un progreso técnico exógeno (Solow, 1956). Para otros, el crecimiento poblacional aumenta el número de consumidores y el número de trabajadores destinados a la actividad productiva y a la investigación, lo que genera un aumento en la escala de la economía. De esta forma los “modelos de crecimiento endógeno” predicen el crecimiento del producto bruto (en adelante GDP) basándose, ya no en el progreso técnico exógeno, sino en la existencia de inversión en investigación y desarrollo (I+D) que generan crecimiento por sí mismos (Romer, 1986; Lucas, 1988; Ramsey, 1928; Cass, 1965). Otro elemento clave en estos modelos es la creación de tecnología e innovación para mantener un crecimiento sostenido (Romer, 1990; Kremer, 1993, Galor y Weil, 2000). Sin embargo, Jones (1995) demuestra que si bien el nivel de inversión en I+D influye de manera positiva en la economía afectando el nivel de ingresos per cápita, a largo plazo, no afecta a la tasa de crecimiento de los mismos, dado que ésta es proporcional a la tasa de crecimiento de la población. Tanto el crecimiento poblacional y económico, como el nivel tecnológico alcanzado, son aspectos relevantes en la determinación del consumo energético y las emisiones de dióxido de carbono provenientes del consumo de combustibles fósiles (Huang, 2007; Richmond et al., 2006).

Este trabajo tiene como objetivo principal determinar la influencia de la dinámica poblacional sobre las emisiones de carbono, analizando su impacto sobre el crecimiento económico y el consumo de energía primaria, principales motores de las emisiones de gases de efecto

⁴⁵ La dinámica poblacional no solo influye en las relaciones sociales de una nación, sino que juega un papel importante en la evolución del crecimiento económico.

invernadero. Para ello se propone un modelo dinámico basado en agentes. El modelado basado en agentes (MBA) es un paradigma de simulación, a partir del cual un sistema se modela como un conjunto de entidades autónomas, llamadas agentes, que son capaces de tomar decisiones en forma autónoma. Lo que distingue al MBA de otras técnicas de modelado es la forma en que se construye la primera abstracción del sistema real y, consecuentemente, el modelo formal (Izquierdo et al., 2008). En el MBA los componentes básicos del sistema real se representan explícita e individualmente en el modelo. Cada agente individual actúa y toma decisiones sobre la base de un conjunto de reglas impuestas por el modelador. Los mismos pueden ejecutar varias acciones de manera autónoma e independiente, interactuando a su vez con otros agentes y con su entorno. Asimismo, los agentes pueden evolucionar y adaptarse, lo que resulta muchas veces en el surgimiento de patrones emergentes como consecuencia de la interacción de componentes individuales (Edmonds et al., 2001; Bonabeau, 2002). La flexibilidad presentada para describir los componentes básicos del sistema y sus interacciones, junto con el concepto de emergencia, son los mayores beneficios a la hora de utilizar este paradigma, aplicado ampliamente para simular sistemas sociales.

Los escenarios obtenidos están en buen acuerdo con los datos y proyecciones mundiales para los próximos 50 años (Maddison, 2008; EIA, www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html; United Nations, www.un.org/esa/population/unpop.htm).

METODOLOGÍA

Se construyó un modelo basado en agentes para el período que abarca desde 1950 hasta 2050, utilizando el programa Netlogo 4.1 (Wilensky, 1999). En el mismo, los agentes simularon individuos diferenciados según su edad cronológica, encontrándose 4 grupos (razas): Niños (de 0 a 14 años), Jóvenes (de 15 a 49 años), adultos (50 a 69 años) y ancianos (70 y más). Las metas de cada agente son descriptas en la Figura 1:

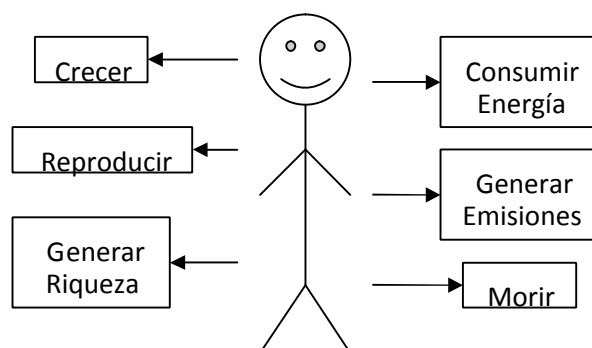


Figura 1. Principales funciones de cada agente.

La función “crecer” aumenta el número de la edad. Si ese número está comprendido dentro del rango de su grupo etáreo, el agente conserva su raza, de lo contrario, pasa a la raza

correspondiente al grupo etáreo superior. El único grupo etáreo capaz de desarrollar la función “reproducir” es el de los agentes “jóvenes”, los cuales crearán otro agente con una probabilidad igual a la tasa de fertilidad f , medida en nacimientos por cada 100 personas⁴⁶ en edad fértil. La tasa de fertilidad f es proporcional a la tasa de natalidad n , que corresponde al número de nacimientos cada 100 personas sin distinción de sexo ni edad ($f = n / \text{proporción jóvenes}$). Al agente creado de esta manera se le asigna una edad igual a 0 años, y las propiedades correspondientes a la raza “niños”. La función “morir” implica que, con una probabilidad igual a su tasa de mortalidad m , los agentes dejarán de existir.

La tasa de fertilidad f de los jóvenes y las tasas de mortalidad m de cada grupo fueron estimadas a partir de los datos históricos y estimaciones de la ONU, desde 1950 hasta 2050 (United Nations, www.un.org/esa/population/unpop.htm). La curva correspondiente a la tasa de fertilidad se aproximó con valor constante hasta 1970, y luego, con una función de tipo logística inversa, a fin de simular la disminución de esta tasa. Las curvas de las tasas de mortalidad fueron aproximadas por funciones exponenciales decrecientes para cada grupo etáreo.

De esta manera, el número de habitantes p será el equivalente al número de agentes vivos. La tasa de crecimiento de la población mundial $p\%$ será la variación de la población p en el tiempo, expresada de forma porcentual. De acuerdo al modelo de crecimiento “semi-endógeno” de Jones (1995), la tasa de crecimiento porcentual del GDP/cápita ($x = gdp / p$), está directamente relacionada con la tasa de crecimiento de la población. Este modelo introduce la idea de que el crecimiento sostenido a largo plazo no puede mantenerse con la ausencia o estancamiento del crecimiento demográfico. De esta manera, la tasa de variación del GDP/cápita $x\%$ puede ser expresada de la siguiente manera:

$$x\% \propto \lambda p\% \tag{1}$$

El factor de proporcionalidad λ mide el grado de crecimiento de los ingresos en economía, e influye de manera proporcional en el retardo observado del crecimiento económico respecto al demográfico. Una estimación del mismo a partir de los datos históricos, se puede deducir realizando una serie de operaciones algebraicas sobre la expresión (1). Si bien en este modelo la población p es un valor que surge del comportamiento de los agentes según las reglas de evolución e interacción impuestas, analíticamente, la tasa de crecimiento de la población mundial $p\%$ se expresa como sigue:

$$p\% \propto \frac{1}{p} \frac{dp}{dt} \quad (2) \quad \frac{d \ln p}{dt}$$

⁴⁶ Si bien en la bibliografía la tasa de fecundidad general corresponde a los nacimientos cada 1000 mujeres en edad fértil, para este trabajo se ha corregido el valor para utilizarlo sin distinción de sexos.

Aplicando (2) en la expresión (1):

$$\frac{d \ln x}{dt} = \frac{d \ln p}{dt} \quad (3)$$

Si el factor β es independiente de p o de t , o si presenta un grado de correlación bajo, integrando la expresión (3) se deduce que dicho factor es la pendiente de la curva generada al graficar $\ln(x)$ vs. $\ln(p)$ a partir de los datos históricos.

La variación en el consumo de energía primaria e y en las emisiones de carbono c , representadas en el modelo propuesto por las funciones “Consumir Energía” y “Generar Emisiones”, muestran un comportamiento vinculado al GDP/cápita y/o al crecimiento de la población, como así también a distintos indicadores tecnológicos. Estas relaciones pueden ser expresadas en forma multiplicativa de la siguiente manera (Canadell et al., 2007; Raupach et al., 2008; Puliafito et al., 2008; Puliafito y Castesana, 2009; Puliafito, 2011):

$$e = p \times x \times (e/g) \quad (4)$$

Donde e es el consumo anual global de combustibles fósiles, y e/g es el factor de intensidad energética, es decir, cantidad de energía consumida por cada dólar del producto bruto generado. De manera análoga, las emisiones de carbono c producidas por el consumo de energía pueden ser expresadas como:

$$c = p \times x \times (c/g) = p \times x \times (e/g) \times (c/e) \quad (5)$$

Donde c/g representa la intensidad de las emisiones, es decir, kilogramos de dióxido de carbono (o simplemente de carbono) emitidos a la atmósfera por cada dólar del producto bruto producido. El factor c/e representa el índice de carbonización, o la cantidad de carbón emitido por cada unidad de energía consumida. Esta forma multiplicativa, también conocida como identidad de Kaya (1990), permite identificar los principales indicadores. De esta manera las emisiones de carbono se expresan como el producto de la población, el GDP/cápita, un factor de intensidad energética, y otro de intensidad de carbonización. En las expresiones (4) y (5), la población y el GDP/cápita surgen como resultado del modelo de agentes, por lo que es necesario entonces estimar la variación temporal de e/g a partir de los datos históricos de g y p mediante una regresión lineal múltiple de la siguiente manera:

$$(e/g) \approx a \approx b \approx p \approx c \approx x \quad (6)$$

La intensidad energética ha variado para el período 1850-2008 con una tasa de alrededor del -0.5% ±

0.4% por año, y de -0.86% ± 0.5% para el período 1960-2000. Sin embargo, esta tasa de disminución se está desacelerando hacia los últimos, principalmente debido al gran aumento de la demanda energética de los países denominados emergentes, los cuales presentan valores de eficiencia tecnológica muy bajos. Por su parte, el índice de carbonización c/e está fuertemente relacionado a las fuentes de energía utilizadas y al factor de emisión de cada una. En la actualidad, los países con índices bajos, como por ejemplo Francia, que utiliza predominantemente energía nuclear, o Brasil, con un alto porcentaje de utilización de energía hidráulica, presentan valores normalizados a 1950 cercanos a 0.45, esto es, han reducido dicho factor en un 55% respecto al valor presentado en el año 1950. Por otro lado, los sectores consumidores de carbón (combustible con un factor de emisión superior al medio de los combustibles fósiles) como por ejemplo China, presentan valores mayores a 4.00, representando un aumento mayor al 400% respecto a dicho año⁴⁷. Dado que la tendencia mundial fluctúa alrededor de 0.95 para las últimas décadas, en este trabajo se tomó dicho valor como valor medio, sin descartar la posibilidad de que, o bien mejoras en la tecnología impliquen una reducción del mismo, o bien, el hecho de que a nivel global la producción de energía eléctrica esté dominada por las grandes centrales de carbón usadas en China e India con eficiencias tecnológicas pobres, implique un aumento en el valor de dicho factor.

RESULTADOS

La Figura 2 muestra los datos históricos desde 1950 y las proyecciones de la ONU hacia el 2050 de las tasas fertilidad y mortalidad mundiales, en comparación con los valores obtenidos a partir de las estimaciones propuestas. Se observa que los valores de la tasa de mortalidad comienzan a decrecer antes que los de natalidad, y es por ello que el incremento en la población está dado por dicho retardo en la curva de natalidad. Se puede ver que la brecha entre ambas curvas es cada vez menor, el crecimiento demográfico y consecuentemente el económico, se están desacelerando, y por lo tanto los resultados de la población y del GDP llegarán asintóticamente a un valor constante. Este fenómeno se observa claramente en los países más desarrollados, los cuales presentan altos niveles en los ingresos, pero su crecimiento poblacional se está frenando debido al gran descenso de la fertilidad de los mismos, generando el mencionado desplazamiento de la estructura de la población hacia edades mayores. El aumento de la tasa de mortalidad hacia las próximas décadas mostrado en la Figura 2, es una consecuencia de dicho desplazamiento, ya que la proporción de adultos y ancianos (a los cuales corresponde la tasa de mortalidad más elevada) es cada vez mayor. Para ilustrar este fenómeno, la Figura 3 muestra los valores arrojados por el modelo para la población por grupos etáreos y total, en comparación con datos (Maddison, 2008) y proyecciones de la ONU. En la misma se observa que los valores de la población aumentan con

⁴⁷ Para un análisis más detallado de la tendencia de los indicadores tecnológicos se puede consultar el trabajo de Castesana y Puliafito (2011).

una velocidad decreciente (la pendiente de la curva disminuye), con lo cual, la misma tenderá a estabilizarse. A su vez, se observa una tendencia creciente tanto en la proporción de adultos como de ancianos, y decreciente en la proporción de niños. La proporción del grupo etéreo correspondiente a los habitantes jóvenes, si bien a largo plazo se estabilizará como consecuencia del descenso de la fertilidad, en la actualidad muestra una tendencia creciente. Este hecho es el principal responsable del fuerte aumento en los ingresos y en el consumo de bienes y energía primaria observado hacia las últimas décadas.

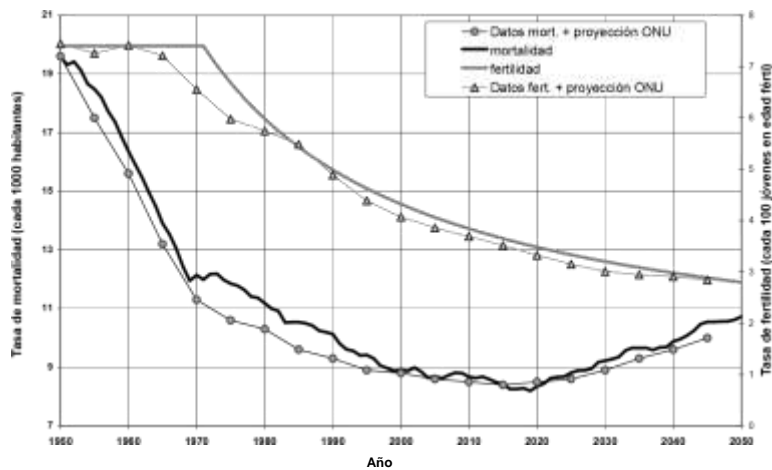


Figura 2. Resultados de las estimaciones para la tasa de mortalidad mundial (cada 1000 habitantes), y la tasa de fertilidad (cada 100 jóvenes en edad fértil), en comparación con datos y proyecciones de la ONU.

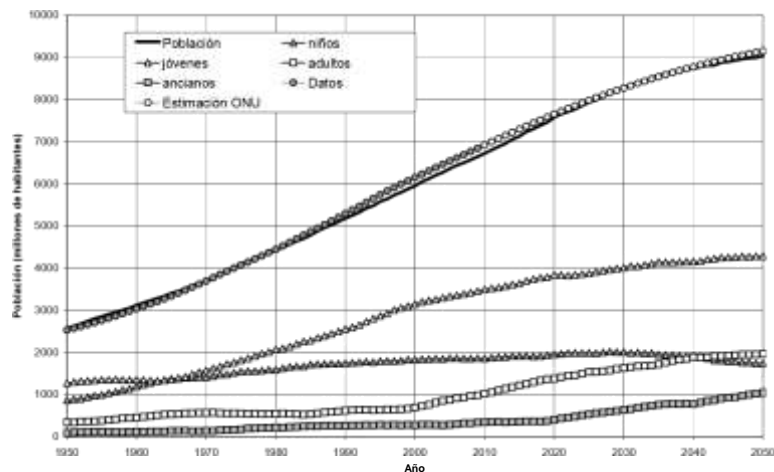


Figura 3. Resultados del modelo para la población mundial total y por grupos etéreos, en millones de habitantes, en comparación con datos históricos y proyecciones de la ONU.

La Figura 4 muestra los resultados del modelo para el GDP en comparación con datos históricos. Los mismos han sido normalizados al año 1950 con el objetivo de prescindir de unidades y mostrar los aumentos observados y proyectados en relación a dicho año. La pendiente de la curva obtenida representa la tasa de crecimiento del GDP. Si bien en la actualidad la misma presenta valores crecientes, se puede observar que hacia el año 2030 la misma comenzará a disminuir (Puliafito y Castesana, 2009, Puliafito, 2011). Esto es consistente con la idea de que el descenso de la fertilidad y los cambios en la estructura de la población, si bien produjeron resultados económicos positivos en un principio, debidos al efecto del retardo relacionado con la magnitud del factor gamma de la ecuación (1), a largo plazo, si esta estructura de población continúa desplazándose a edades mayores, la producción económica se reducirá debido al envejecimiento de la población por un desplazamiento de los intereses y consumos de la población.

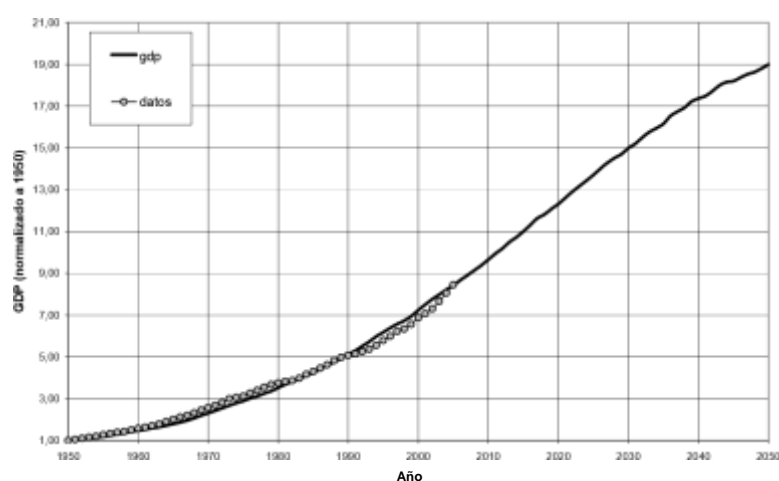


Figura 4. Resultados del modelo para el GDP (valores normalizados para el año 1950), en comparación con datos históricos.

En la actualidad, los valores crecientes observados en la tasa de crecimiento en los ingresos implican un mayor nivel de consumo de bienes y de energía primaria, y un consecuente aumento en el nivel de emisiones antrópicas hacia la atmósfera. Sin embargo, dichos aumentos son compensados parcialmente por la disminución de los indicadores tecnológicos, los cuales muestran, en general, una tendencia decreciente en los últimos años, dando como resultado una disminución en el crecimiento anual mostrado tanto por el consumo de energía como por las emisiones. La Figura 5 muestra los resultados de la estimación propuesta en la expresión (6) para el factor de intensidad energética, en comparación con datos históricos. Es importante notar una mejora constante en dicho factor, que se puede traducir en un ahorro de energía por unidad de producción. A partir de las funciones “Consumir Energía” y “Generar Emisiones” desarrolladas por los agentes en el modelo propuesto, se estimó la evolución del consumo de energía y de las emisiones de carbono desde 1950 hasta 2050. La Figura 6 muestra los resultados para el consumo de energía (valores normalizados para el año 1950), en comparación con datos históricos, y la Figura 7 muestra los resultados correspondientes a las emisiones de carbono (valores normalizados para el año 1950), en comparación con datos históricos y proyecciones realizadas

por el IPCC para distintos escenarios de desarrollo y consumo. Se observa en ambos casos que la disminución de la tasa de crecimiento de la población y la consecuente reducción del crecimiento del GDP, a largo plazo, tendrán como efecto una estabilización o reducción del consumo de energía y de las emisiones de carbono, siempre y cuando los valores de intensidad energética y de las emisiones, sigan manteniendo una tendencia decreciente.

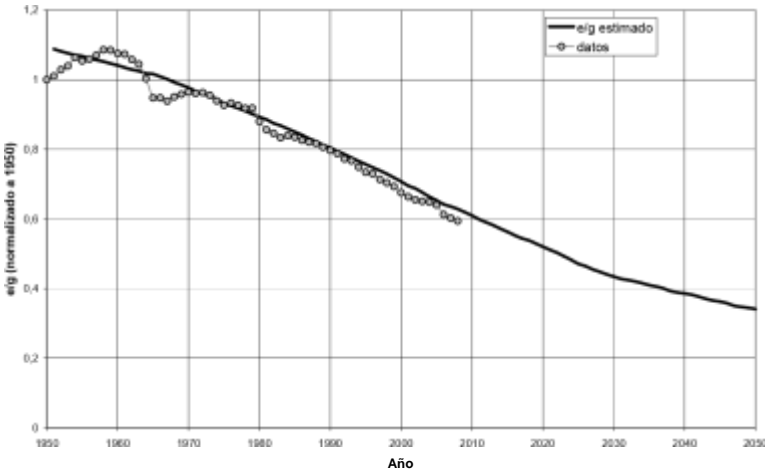


Figura 5. Resultados de la estimación para el factor de intensidad energética, en comparación con datos históricos.

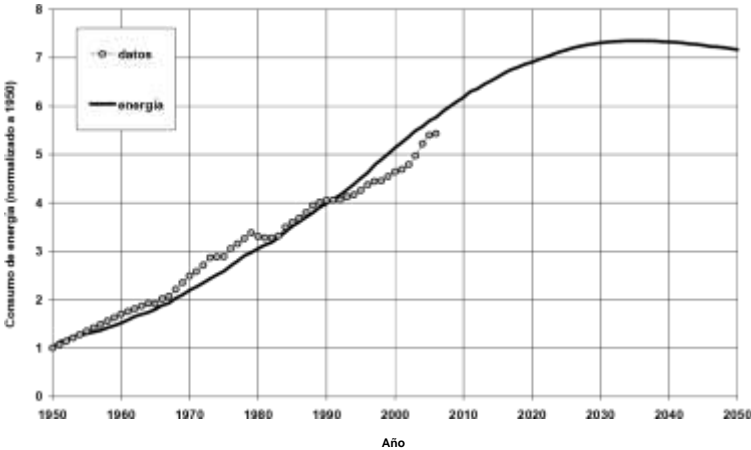


Figura 6. Resultados arrojados por el modelo para el consumo de energía (valores normalizados para el año 1950), en comparación con datos históricos.

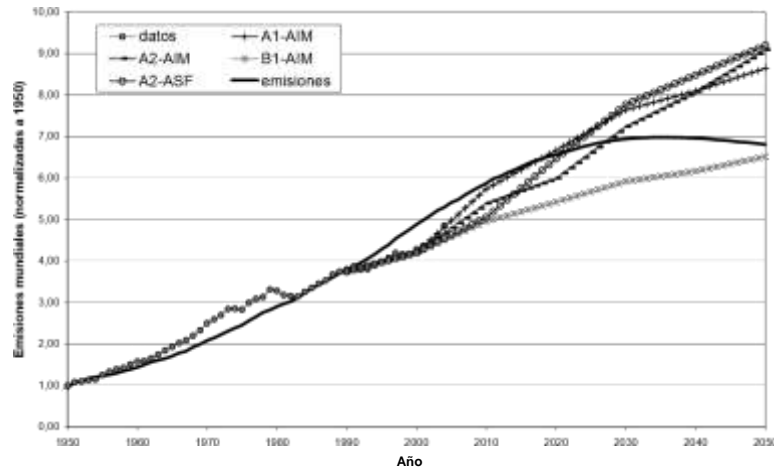


Figura 7. Resultados arrojados por el modelo para las emisiones de carbono (valores normalizados para el año 1950), en comparación con datos históricos y proyecciones realizadas por el IPCC para distintos escenarios de desarrollo y consumo.

CONCLUSIONES

Se presentó un trabajo que simula la evolución de las emisiones antrópicas de carbono, integrando variables de crecimiento como las tasas de natalidad y mortalidad correspondientes a distintos grupos etáreos, a través de un modelo basado en agentes. El mismo describe los cambios de la población y de su estructura, como el resultado de la interacción de individuos con una determinada capacidad de reproducción y supervivencia, y a partir de ello, muestra la tendencia del producto bruto interno, del consumo de energía primaria y de las emisiones de carbono. Se observa que los resultados están en buen acuerdo con los datos históricos y las proyecciones realizadas por diversas agencias. El modelo prevé un estancamiento a largo plazo de la economía como efecto de la reducción en la tasa de crecimiento poblacional, y el consiguiente desplazamiento de la estructura de la población hacia edades mayores. Este hecho tendrá como consecuencia una estabilización y/o reducción del consumo de energía y de las emisiones de carbono, siempre y cuando, los valores globales de intensidad energética y de las emisiones sigan manteniendo una tendencia decreciente. Sin embargo, por efecto de acumulación en la atmósfera, no se espera una estabilización de las concentraciones de CO₂ en los próximos 100 años. A partir del modelo desarrollado, puede inferirse qué tipo de desarrollo es esperable o deseable, y qué coeficientes son los que impulsan o frenan una determinada trayectoria, siendo esto una herramienta útil a la hora de tomar medidas de mitigación y/o adaptación.

REFERENCIAS

Bonabeau, E. (2002). *Agent-based modeling: Methods and techniques for simulating human systems*. PNAS, 99 (3), 7280

Canadell, J.; Le Quéré, C.; Raupach, M.; Field, C., Buitenhuis, E.; Ciais, P.; Conway, T.; Gillett, T.; Houghton, R.; Marland, G. (2007). *Contributions to accelerating atmospheric CO2 growth from economic activity, carbon intensity, and efficiency of natural sinks*. PNAS, 104, 18866

Cass, D (1965). *Optimum Growth in an Aggregative Model of Capital Accumulation*. Review of Economic Studies, 32, 233.

Castesana, P.; Puliafito, E. (2011). *Influencia de la dinámica poblacional sobre las emisiones de carbono. Análisis de indicadores tecnológicos*. Revista Proyecciones, 9 (1)

EIA. Energy Information Administration: *International Energy Outlook 2009*, www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html.

Edmonds, B.; Moss, S.; Davidsson, P. (2000). *The Use of Models - making MABS actually work*. Center for Policy Modelling, Report No. 00-74

Galor, O.; Weil, D. (2000). *Population, technology, and growth: From Malthusian stagnation to the demographic transition and beyond*. American Economic Review, 90, 806

Huang B.; Hwang, M.; Yang, C. (2007). *Causal relationship between energy consumption and GDP growth revisited: A dynamic panel data approach*. Ecological Economics 67 (1), 41

IPCC (2007). *Climate Change 2007. Synthesis Report*. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y III en el cuarto Assessment Report del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático. En: Pachauri RK, Reisinger A (eds.) IPCC, Ginebra, Suiza.

Izquierdo, L.; Galán, J.; Santos, J.; Del Olmo, R. (2008). *Modelado de sistemas complejos mediante simulación basada en agentes y mediante dinámica de sistemas*. EMPIRIA. Revista de Metodología de Ciencias Sociales, 16, 85

Jones, C. (1995). *R&D Based Models of Economic Growth*. Journal of Political Economy, 103, 759

Jones, C. (1999). *Growth: With or Without Scale Effects?*. American Economic Review, American Economic Association, 89 (2), 139

Kaya, Y. (1990). *Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios*. IPCC Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group, Paris.

Kremer, M. (1993). *Population growth and technological change: One million B. C. to 1990*. Quarterly Journal Economics, 108, 681

Lucas, R. (1988). *On the Mechanics of Economic Development*. Journal of Monetary Economics, 22 (1), 3

Maddison, A. (2008). Historical Statistics for the World Economy: 1-2006 AD, www.ggdc.net/maddison.

ONU. Organización de las Naciones Unidas: World Population Prospects: The 2004 Revision. www.un.org/esa/population/unpop.htm.

Puliafito, E. (2011). *Influence of the population and economic growth on the carbon budget cycle*. International Journal for Ecology and Development, 18 (W11), 91

Puliafito, E.; Castesana, P. (2009). *Influencia del crecimiento económico y poblacional en el balance del ciclo de carbono*. Avances en energías renovables y medio ambiente, 7, 25

Puliafito, E.; Puliafito, J.; Conte Grand, M. (2008). *Modeling population dynamics and economic growth as competing species: An application to CO₂ global emissions*. Ecological Economics, 65 (3), 602

Raupach M.; Canadell J.; Le Quéré C. (2008). *Anthropogenic and biophysical contributions to increasing atmospheric CO₂ growth rate and airborne fraction*. Biogeoscience Discuss, 5, 2867

Ramsey, F (1928). *A Mathematical Theory of Saving*. Economic Journal, 38, 543

Richmond, A.; Kaufmann, R. (2006). *Is there a turning point in the relationship between income and energy use and/or carbon emissions?*. Ecological Economics 56, 176

Romer, P. (1986). *Increasing Returns and Long-Run Growth*. Journal of Political Economy, 94 (5), 1002

Romer, P. (1990). *Endogenous Technological Change*. Journal of Political Economy, 98, 71

Solow, R. (1956). *A Contribution to the Theory of Economic Growth*. Quarterly Journal of Economics, 70, 65

Wilensky, U. (1999). *NetLogo*. <http://ccl.northwestern.edu/netlogo/>. Center for Connected Learning and Computer-Based Modeling, Northwestern University, Evanston, IL

OS IMPACTOS CAUSADOS PELA PRODUÇÃO DO BIODIESEL: UMA ANÁLISE DA POLÍTICA ENERGÉTICA BRASILEIRA E DA RESPONSABILIDADE AMBIENTAL

Jéssica de Araújo Batista

(Graduanda em Direito pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) e Bolsista do Programa de Recursos Humanos em Direito do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH / Petrobras / MCT N.36. Endereço: Rua das Magnólias, 326, Capim Macio, Natal/RN, Brasil/ Telefone: 00 55 084 32345846/ E-mail: Jessica-araujo_@hotmail.com)

Professor orientador: Yanko Marcius de Alencar Xavier (Graduado em Direito pela Universidade Federal da Paraíba (1988), mestre (1992) e doutor (1996) em Direito pela Universität Osnabrück/Alemanha. Pós-doutorado no Instituto de Direito Internacional Privado e Direito Comparado da Universidade Osnabrück/Alemanha. É Professor Titular da Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Endereço: Campus Universitário Caixa Postal 1685 59078-970 Natal/RN, Brasil/ Telefone: 00-55-084-3215 3461/ E-mail: yanko.xavier@gmail.com)

Introdução

O trabalho em epígrafe possui o intento de fazer apontamentos acerca da produção de biodiesel no Brasil, atentando para as suas consequências no cenário ambiental, no que diz respeito às suas vantagens e as desvantagens, colocando em relevância a legislação que se debruça na responsabilidade pelos resultados danosos ao meio ambiente. Ademais, visa-se com o deslinde deste estudo ressaltar a necessidade de conjugar a produção de biodiesel com o Planejamento Energético brasileiro de maneira que se possa com isto atingir a conclusões esclarecedoras que culminem em uma produção desta energia renovável pautada na sustentabilidade e na proteção à natureza. Com a pesquisa desenvolvida há a finalidade de responder o questionamento ora feito no título deste artigo acerca da imputação da trílice responsabilidade ambiental por impactos causados na cadeia do biodiesel, sendo o início desta cadeia, para fins do presente trabalho, considerado desde a fase agrícola (cultivo de matéria prima). Para fundamentar a pesquisa feita,

segue-se um esboço histórico acerca da inserção deste biocombustível na matriz energética brasileira.

1. Contexto histórico

A produção do biodiesel no Brasil começou a ganhar destaque mais extenso quando ocorreu a criação do Grupo de Trabalho Interministerial (GTI), através do Decreto Presidencial de 02 de julho de 2003, que iria estudar a viabilidade energética do óleo vegetal biodiesel, e, caso esta fosse proveitosa, haveria a propositura do que fosse preciso para a instituição deste biocombustível.

Realizados os estudos e com os resultados positivos aferidos, foi recomendada inserção imediata do biodiesel na matriz energética brasileira por meio de um relatório expedido em 04 de dezembro de 2003 pelo GTI.

Em dezembro do mesmo ano, foi criada a Comissão Executiva Interministerial, composta por 12 ministérios, pela Casa Civil da Presidência da República, e pela Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica da Presidência da República, que foi responsável pelo surgimento do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), lançado em dezembro de 2004. Merece menção o papel importante da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea) e a Associação Brasileira da Indústria de Óleos Vegetais (Abiove) que também auxiliaram na criação do PNPB.

Decorrente deste contexto surgiu a Lei 11.097/05, a Lei do Biodiesel, responsável pela ampliação do escopo da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que começou a ter suas atribuições direcionadas também aos biocombustíveis, ocorrendo a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira. Aqui vale salientar que o biodiesel é combustível derivado de óleo vegetais produzidos da soja, da mamona, do babaçu, do girassol, do milho, do algodão, da canola, da palma, etc. Das várias opções, o destaque é da soja correspondente a 90% da produção brasileira; do dendê, do coco e do girassol, pelo rendimento em óleo; e da mamona, por resistir à seca (Plano Nacional de Agroenergia, 2005).

Observa-se, destarte, que desde o lançamento do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) no ano de 2004, o biodiesel começou a assumir um papel de maior relevância no cenário econômico do Brasil, de modo que a sua introdução na matriz energética brasileira pelo Governo Federal levou em conta *teoricamente* a crescente demanda por combustíveis de fontes

renováveis (questão ambiental); o potencial brasileiro para atender a expressiva parte de suas necessidades; e os benefícios sociais de sua produção.

É relevante citar as medidas fomentadoras do Governo Federal para estimular o seu crescimento, dentre as quais: a criação do Selo Combustível Social, regulado pela Instrução Normativa do MDA N° 01 de 05 de julho de 2005, em que o produtor que possui-lo poderá ser beneficiado, se obedecer aos requisitos propostos pela legislação, com menores cargas tributárias, vantagens nos financiamentos feitos ao BNDES, e participação nos leilões; o regime tributário diferenciado de acordo com a região em que é produzida a matéria prima do biodiesel; o estabelecimento de leilões em que há a compra antecipada da produção de biodiesel, evitando que os produtores tenham prejuízos com o que produzirem; e as linhas de crédito facultadas pelo Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (PRONAF) ao agricultor.

Como se vê, desde a sua introdução na matriz energética nacional, o biodiesel conta com o apoio do Governo Federal, que desenvolveu iniciativas importantes para sua manutenção no cenário energético nacional, com isso é importante para o presente estudo analisar um de seus vieses: o ambiental.

2. Biodiesel: Energia renovável e limpa?

Pelas condições naturais do país e pela política do Governo Federal, a produção do biodiesel apenas tende a crescer. O cultivo da soja, por exemplo, ocupa mais de 22 milhões de hectares e ainda existe hoje cerca de 100 milhões de hectares aptos à expansão desta cultura (Macedo; Nogueira, 2005). Além disso, estudos realizados pela Embrapa, citados no Plano Nacional de Agroenergia (2005), indicam que 458 municípios no Nordeste estão aptos para produzir mamona. Por sua vez, o pinhão manso tem sido considerado uma alternativa para a região do semi-árido nordestino, já que é muito resistente à seca, possui baixo custo de produção, alta produtividade e facilidade do cultivo.

Perante este cenário de corrente expansão, importante questão deste trabalho deve ser trazida à baila neste momento: a inserção do biodiesel na matriz energética brasileira ocorreu, dentre outras motivações, pela necessidade de se investir em fontes de energia renováveis, consideradas menos poluentes do que aquelas decorrentes do petróleo, de modo que fossem reduzidas as emissões de materiais particulados, de enxofre, e de gases causadores do efeito estufa. Realmente, o uso do biodiesel corporifica significativas vantagens ambientais no que concerne à

redução de emissões de poluentes, vez que grande parte do gás carbônico emitido da queima deste combustível é absorvida com o cultivo de sua matéria-prima.

No entanto, apesar desta vantagem e da boa intenção e do entusiasmo do Governo Federal em fazer crescer sua produção, não se deve descurar da noção de que mesmo sendo uma fonte de energia renovável, que teoricamente polui em menor teor do que aquelas produzidas com combustível fóssil, não necessariamente o biodiesel será uma fonte limpa.

A influência da questão ambiental (menor poluição e renovabilidade de matérias-primas) para inserção do biocombustível supracitado na matriz energética brasileira foi de suma relevância, porém, não se deve pensar que a produção do biodiesel e a substituição dos combustíveis fósseis, mesmo que lenta, por ele, ocasionará a resolução dos problemas de poluição e danos ambientais do país.

De acordo com Pimentel (2002), no caso brasileiro, no que tange aos aspectos ambientais, há evidências de que o biodiesel pode gerar benefícios ambientais a partir de sua adoção no setor de transportes e na geração de energia em comunidades isoladas, porém há igualmente indícios que o biodiesel pode levar à troca de um conjunto de problemas ambientais por outro.

O biodiesel não obstante constituir-se em uma espécie de energia renovável, sendo proveniente de matérias-primas que não se esgotam, não pode ser cegamente considerado como uma energia não poluente, vez que é provável que a sua produção possa causar danos ao meio natural. E como se vê, pode ocorrer de o grupo de malefícios dos combustíveis fósseis sejam apenas permutados com os decorrentes da produção de biodiesel. Da observação da cadeia de produção do biodiesel pode-se demonstrar e comprovar estas afirmações.

3. A provocação de danos ambientais na cadeia de produção do biodiesel decorrentes do seu aumento de produção

Segundo Zapata (2008), há certo “romantismo poético” em relação à idéia de um futuro baseado em uma fonte renovável de energia. Para este estudioso, não há no atual estado da tecnologia uma fonte de energia, nem na família das renováveis, que seja ambientalmente correta, economicamente viável e ainda proporcione desempenho equivalente ao promovido pelos combustíveis fósseis.

É necessário analisar o biodiesel para ver se este se insere no raciocínio do estudioso supracitado. Então, passemos a esta verificação. Primeiramente, uma das desvantagens verificadas

quando se observa a cadeia de uso do biodiesel são as emissões de óxidos de nitrogênio (NOx) mais elevadas quando comparadas com as do diesel mineral. Estes óxidos resultam em oxidantes fotoquímicos – gases muito agressivos - quando reagem na atmosfera através da ação do sol. Um desses oxidantes fotoquímicos é o ozônio, que é responsável por uma série influências nocivas ao meio ambiente, atuando como, por exemplo, inibidor da fotossíntese que provoca lesões nas folhas das plantas; agente danoso da estrutura pulmonar humana, que tem reduzida a sua resistência à infecções e elevada sua suscetibilidade à doenças pulmonares; e fator contribuidor para o aumento dos índices de saturação do ozônio em baixas altitudes.

Outros danos causados ao meio ambiente com a produção do biodiesel são explicitados por estudos desenvolvidos pela Agência Europeia do Ambiente (2006), que aponta que o cultivo de oleaginosas do biodiesel como causadores de: erosão do solo; compactação do solo vez que um dos caracteres que permeia a produção de biodiesel é a mecanização, com utilização em larga escala de máquinas agrícolas; lixiviação de nutrientes para os lençóis freáticos, principalmente de nitratos e fosfatos comuns às culturas agrícolas intensivas; diminuição da biodiversidade devido à especialização na produção de culturas agrícolas; e contaminação dos lençóis freáticos por nitratos e nitritos contidos nos fertilizantes.

Merece destaque aqui as plantações de soja e dendê. Estas têm invadido as florestas tropicais e destruído a sua biodiversidade, de maneira que espécies da flora e da fauna destas correm risco de entrar em extinção. Nesta perspectiva, é importante salutar que a produção intensiva, como ocorre no caso *in locu*, ocasiona um esgotamento das capacidades do solo, podendo levar a destruição da fauna e flora conjugado com o risco de erradicação de espécies e o possível aparecimento de novos parasitas, como ocorreu com o parasita da Malária.

Exemplo de impacto ambiental causado pelo cultivo das oleaginosas do biodiesel no Brasil, havendo lesão à legislação ambiental, conforme noticiado pela ONG Repórter Brasil (2009), vem ocorrendo em Goiás, ao redor do Parque Nacional das Emas, onde os sojicultores têm feito o plantio de transgênicos e a utilizado agrotóxicos proibidos. Devem-se citar também os correntes desmatamentos e queimadas no Cerrado e em parte da Floresta Amazônica, para o cultivo de soja. No estado do Mato Grosso, o cultivo da soja é uma das maiores responsáveis pelo desmatamento nas florestas; e, ademais disso, causou 26.130 quilômetros quadrados de desmatamento da Amazônia, no período de agosto de 2003 e agosto de 2004. As estatísticas, esposadas pela ONG supracitada, apontam para a conversão de mais de um milhão de hectares de florestas em campos de soja na Amazônia, nos últimos anos. Ressalte-se que situação complicada verifica-se nesta

floresta devido a fragilidade de seu solo e ao fato de os lençóis freáticos de algumas de suas regiões se caracterizarem pela baixa profundidade, sendo mais suscetíveis de contaminação pelo uso de agrotóxicos.

A Amazônia e o biodiesel foram objetos de estudo e publicação na revista *Proceedings of the National Academy of Sciences – PNAS* (2009), que apontou a expansão da produção biodiesel como causa do aumento das emissões de carbono no Brasil devido à maior ocupação da região amazônica. Este processo pode ocorrer de maneira indireta: as plantações destinadas à produção de biocombustíveis substituem os pastos que, por sua vez, se expandem sobre as áreas de floresta. Os cientistas projetam que 121 mil km² poderiam ser desmatados por causa do processo até 2020 e o biodiesel seria responsável por metade disso.

No que tem pertinência com os impactos relacionados à água, de acordo com Berndes (2002), a ampliação do cultivo de biomassa para produção de biocombustível pode aumentar a necessidade de água, principalmente para espécies oleaginosas, que retém considerável quantidade de líquidos. (...) Ademais, os efluentes da produção de processos químicos para a produção de biodiesel podem provocar poluição substancial dos recursos hídricos se não tratados adequadamente antes de voltar ao ambiente.

Acrescentando-se ao já esposto, devem-se colocar em destaque os dados do Balanço Energético Nacional 2010, do Ministério de Minas e Energia, indicando que no ano de 2009 houve o crescimento da produção de biodiesel de 37,7%, em relação a 2008. De acordo com o Balanço Energético Nacional 2010 (2009) do Ministério de Minas e Energia, esta elevação se deu em virtude das políticas de incentivo a este biocombustível, que viabilizaram o aumento de 3% para 4% do mesmo na mistura do óleo diesel no ano de 2009; e, posteriormente, no ano corrente (2010), com o parágrafo único do artigo 1 da Resolução da ANP N°7 de 2008 (alterada pela Resolução N° 6 do CNPE), foi estabelecido que a partir de janeiro de 2010, o biodiesel deveria ser adicionado ao diesel na proporção de 5% em volume, o que já vem ocorrendo.

Conforme pode se observar, a produção de biodiesel tende a aumentar no Brasil, e isto pode ser verificado também com as previsões feitas no Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (2010), que registrou os percentuais previstos para o consumo regional de

óleo diesel (devendo-se lembrar que a este será adicionado biodiesel) conforme pode se observar na tabela a abaixo.

Região	Ano										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Norte	261	276	279	296	313	331	351	371	393	410	
Nordeste	360	380	403	427	454	481	511	543	576	605	
Sudeste	1.113	1.181	1.253	1.329	1.410	1.496	1.587	1.684	1.787	1.877	
Sul	491	521	553	586	622	660	700	743	788	828	
Centro-Oeste	281	298	316	335	356	377	400	425	452	475	
Brasil	2.506	2.656	2.804	2.974	3.155	3.346	3.550	3.767	3.996	4.194	

Figura 1 – Projeção de consumo regional de óleo diesel de 2010 a 2019

Em síntese, ainda tratando dos danos ambientais causados pelo biocombustível em tela, nas palavras de Carolina Dutra (2009), o cultivo do biodiesel, mediante o cultivo de monoculturas de culturas para a energia pode resultar: na simplificação dos agroecossistemas, com uma diminuição no cultivo e exploração da biodiversidade; na emergência da engenharia genética das culturas energéticas para maior rendimento e eficiência energética, que pode resultar em polinização cruzada de parentes silvestres, afetando assim a biodiversidade; em riscos potenciais que, em um esforço para aumentar a produção e satisfazer a procura crescente por biocombustíveis, culturas energéticas, que apresentam características de plantas daninhas, como a *jatropha* (pinhão manso), podem se tornar invasoras.

Ressalte-se, nesta perspectiva, que já há estudos sendo desenvolvidos no exterior, mais especificamente nos EUA e Inglaterra, com o intuito de analisar e conscientizar acerca dos impactos ambientais negativos decorrentes da produção de biocombustíveis, dentre eles o biodiesel, ressaltando para aspectos climáticos e da biodiversidade. É o que se observa com a *Biofuelwatch*, podendo-se ter acesso às suas diretrizes no site <http://biofuelwatch.org.uk>.

Diante deste cenário exposto, percebe-se que a possibilidade de danos ao meio ambiente provenientes do uso e produção do biodiesel é tão extensa e iminente, que autores como Frondel e Peters (2006) salientam que deveria se investigar se a adoção de padrões mais rígidos de nível de

poluentes no diesel mineral (derivado do petróleo) poderia trazer resultados ambientais mais satisfatórios do que o próprio biodiesel.

Assim, com os iminentes e correntes danos ambientais e o *boom* do biodiesel no Brasil, é salutar que se observe o que é proposto pela Constituição Federal e pelo arcabouço legislativo ambiental ao meio ambiente, no que diz respeito à proteção ambiental e à responsabilidade por danos.

4. A proteção constitucional ao meio ambiental

A Carta Maior em seus dispositivos reservou atenção especial ao cenário ambiental, dispensando-lhe tutela. De início observa-se isto pelo enfoque ao meio ambiente no artigo 225, CF, quando especifica o direito de todos ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, sendo dever do Estado e da coletividade mantê-lo deste modo, por ele ser essencial à sadia qualidade de vida.

Verifica-se com este artigo a essencialidade do direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, e, para assegurar a efetividade deste, a Constituição traça algumas diretrizes ao Poder Público, incumbindo-o de: preservar e restaurar os processos ecológicos essenciais e prover o manejo ecológico das espécies e ecossistemas; preservar a diversidade e a integridade do patrimônio genético do País e fiscalizar as entidades dedicadas à pesquisa e manipulação de material genético; definir, em todas as unidades da Federação, espaços territoriais e seus componentes a serem especialmente protegidos, sendo a alteração e a supressão permitidas somente através de lei, vedada qualquer utilização que comprometa a integridade dos atributos que justifiquem sua proteção; exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, estudo prévio de impacto ambiental, a que se dará publicidade; controlar a produção, a comercialização e o emprego de técnicas, métodos e substâncias que comportem risco para a vida, a qualidade de vida e o meio ambiente; promover a educação ambiental em todos os níveis de ensino e a conscientização pública para a preservação do meio ambiente; e proteger a fauna e a flora, vedadas, na forma da lei, as práticas que coloquem em risco sua função ecológica, provoquem a extinção de espécies ou submetam os animais a crueldade.

Outro dispositivo constitucional que propugna pela proteção do meio ambiente é o artigo 170, VI, que prevê como princípio norteador da ordem econômica a defesa do meio ambiente. Destarte, percebe-se que condição inerente ao normal deslinde da Ordem Econômica é a tutela do meio ambiente, por meio de tratamento diferenciado de acordo com a atividade econômica a ser desenvolvida.

Em relação a esta proteção direcionada ao meio ambiente pelo Constituinte, é de se ressaltar que hodiernamente a atuação do homem no cenário mundial é resultado do seu progresso tecnológico, de modo que não se pode descurar de dois aspectos importantes: a limitação dos recursos naturais do planeta e a degradação do meio ambiente. Devido a este caráter finito das benesses naturais e a regular degradação ambiental decorrente da atuação humana, o Direito brasileiro reservou proteção especial ao meio ambiente com a finalidade de utilizar os recursos naturais de modo eficaz, preservando-os.

5. A tríplice responsabilidade em caso de impactos ambientais de acordo com o arcabouço legislativo brasileiro

Com os fatos ora lançados neste estudo acerca do biodiesel e o risco de impactos ambientais na rede de produção deste biocombustível, é cabível a preocupação em prevenir e responsabilizar aqueles que permitem a concretização de fatos danosos ao cenário ambiental brasileiro, em decorrência da desobediência ao propugnado no arcabouço legislativo ambiental e à própria Carta Maior.

Destarte, analisando-se a legislação ambiental, de início deve-se atentar para a situação de que as infrações a tal arcabouço podem implicar em resultados nos cenários civil, penal e administrativo, variando de acordo com as características da norma, e sendo estas responsabilidades independentes entre si. Daí a tríplice responsabilidade ambiental.

Além disso, estes reflexos em diferentes searas do indivíduo podem ter influências umas nas outras – como ocorre, por exemplo, quando surge a obrigação de reparar um dano decorrente de uma condenação no cenário penal -, não obstante verificar-se que o processo de averigação de cada uma dessas espécies vai ser desempenhado por diferentes órgãos do Estado. É necessário então fazer breves apontamentos acerca da tríplice responsabilidade ambiental, e é disso que trata o subtópico abaixo.

5.1 A Responsabilidade ambiental: Vieses administrativo, civil e penal

Detendo-se na responsabilidade ambiental administrativa, esta é, de acordo com o ordenamento brasileiro, extracontratual subjetiva. Esta responsabilidade se configura quando há uma *ação ou omissão que viole as regras jurídicas de uso, gozo, promoção, proteção e recuperação do meio ambiente* (art. 70 da Lei 9.605/98). Desta maneira, qualquer violação às regras concernente ao uso, gozo, promoção, proteção e recuperação ao meio ambiente, quando do cultivo das matérias primas do biodiesel ou sua própria produção vai fazer o agente incorrer em responsabilidade administrativa, desencadeando a imposição de uma sanção administrativa (art. 72 da Lei 9605/98). Quando esta se concretizar, observar-se-á a instauração de um processo administrativo, que possui regras próprias.

Válido salutar que quando constatada a infração ambiental qualquer pessoa poderá dirigir representação às autoridades responsáveis (funcionários de órgãos ambientais integrantes do Sistema Nacional de Meio Ambiente - SISNAMA, designados para as atividades de fiscalização e os agentes das Capitâneas dos Portos, do Ministério da Marinha); e a autoridade ambiental que tiver conhecimento de infração ambiental é obrigada a promover a sua apuração imediata, mediante processo administrativo próprio, sob pena de *co-responsabilidade*.

Tratando-se agora da tipologia civil de responsabilidade no cenário ambiental, deve-se atentar que ela é de ordem objetiva, consoante o artigo 14, parágrafo 1º, da Lei 6.938/81, não se necessitando perquirir culpa ou dolo, mas devendo haver o nexo causal entre a *ação ou omissão* do infrator e o dano. É o que também se pode depreender do seguinte julgado do Superior Tribunal de Justiça:

PROCESSUAL CIVIL E AMBIENTAL – AÇÃO CIVIL PÚBLICA – DANO AMBIENTAL – CONSTRUÇÃO DE HIDRELÉTRICA – RESPONSABILIDADE OBJETIVA E SOLIDÁRIA – ARTS. 3º, INC. IV, E 14, § 1º, DA LEI 6.398/1981 – IRRETROATIVIDADE DA LEI – PREQUESTIONAMENTO AUSENTE: SÚMULA 282/STF – PRESCRIÇÃO – DEFICIÊNCIA NA FUNDAMENTAÇÃO: SÚMULA 284/STF – INADMISSIBILIDADE. (REsp 1056540 / GO

Válido salutar que a obrigação de reparação do dano persiste independente da responsabilidade administrativa e penal, como aduz o parágrafo 3º do artigo 225, CF/88. E que o Ministério Público é o encarregado por apurar a responsabilidade em epigrafe, de acordo com o art. 129, III, CF/88; apesar disso, qualquer agente do Estado pode constatar os danos ambientais. E, depois de exarada as notícias acerca do ocorrido, pode ser utilizado o Inquérito Civil, com o intuito de estabelecer a convicção do Órgão Ministerial para, posteriormente se propor a Ação Civil Pública, ou coletiva.

A responsabilidade civil ambiental tem a finalidade de recompor o dano, se isto for possível; ou a indenização pela lesão provocada, que deve ser apurada no Poder Judiciário.

Por fim, detendo-se no que concerne a responsabilidade penal ambiental, a Lei 9.605/98 a propugna, e, consoante o seu art. 2º, a responsabilidade em destaque se fundamenta na culpabilidade. A lei retrocitada tipifica as condutas consideradas criminosas no cenário ambiental e estabelece as penas que as pessoas físicas e jurídicas nela incorrem.

Quanto à responsabilidade penal ambiental das pessoas jurídicas, esta é estabelecida no art. 3º da Lei de Crimes Ambientais, e apesar de haver posições doutrinárias contrárias à sua existencia, há jurisprudência defendendo a sua existência. É o que se vê a seguir:

RECURSO ORDINÁRIO EM HABEAS CORPUS. APROPRIAÇÃO INDÉBITA PREVIDENCIÁRIA (ART. 168-A DO CÓDIGO PENAL). RESPONSABILIDADE PENAL DA PESSOA JURÍDICA. RESTRIÇÃO A CRIMES AMBIENTAIS. ADESÃO AO REFIS. DESCUMPRIMENTO DAS OBRIGAÇÕES. NECESSIDADE DE PAGAMENTO INTEGRAL DO DÉBITO. DATA DO PARCELAMENTO. APLICAÇÃO DA LEI Nº 9.964/2000. EXTINÇÃO DA PUNIBILIDADE. IMPOSSIBILIDADE. RETIRADA DA SOCIEDADE. IRRELEVÂNCIA. DOLO ESPECÍFICO. DIFICULDADE FINANCEIRA DA EMPRESA NÃO EVIDENCIADA. INEXIGIBILIDADE DE CONDUTA DIVERSA. TESE A SER

ANALISADO APÓS A INSTRUÇÃO CRIMINAL. RECURSO IMPROVIDO. (RHC 20558 / SP RECURSO ORDINARIO EM HABEAS CORPUS 2006/0266781-3 – Relatora: Ministra MARIA THEREZA DE ASSIS MOURA).

Após a breve explicação de como se dá hodiernamente a concretização da tríplice responsabilidade ambiental no país, é preciso questionar até que ponto a legislação brasileira estaria cumprindo realmente o seu papel de proteger o meio ambiente, fundado nos mandamentos constitucionais, punindo efetivamente os responsáveis (civil, administrativa e criminalmente) pelos impactos ambientais. Para isto, seguem-se algumas reflexões.

5.2 Onde direcionar a tríplice responsabilidade pelos danos ambientais decorrentes da cadeia produção de biodiesel?

O licenciamento ambiental é peça fundamental quando se trata de responsabilidade no cenário ambiental, vez que este permite controlar os impactos neste cenário, decorrentes da produção de biodiesel. Este mecanismo é previsto na Lei da PNMA, Lei nº 6.938/81, que já previa a proteção ao meio ambiente, de maneira que em seu art.10 defendia-se que quando se fosse construir, instalar ou fazer funcionar empreendimentos potencial ou efetivamente poluidores, ou que viessem a causar qualquer forma de degradação ambiental, esses dependeriam de um licenciamento prévio. Observa-se, neste contexto, o objetivo de avaliar os potenciais impactos negativos que as atividades públicas ou particulares possam causar ao equilíbrio ambiental.

Aduz-se do inc. I, do art. 1º, da Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) nº 237/97, o conceito de licenciamento ambiental:

Art. 1º - Para efeito desta Resolução são adotadas as seguintes definições:
I - Licenciamento Ambiental: procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental,

considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.

Fixando-se a este raciocínio de licenciamento ambiental, e de conservação deste meio no âmbito da produção do biodiesel, é preciso especificar que com a lei que introduziu o biodiesel na matriz energética brasileira, a Lei 11.097/05, foi fixada na ANP a competência para *regular e autorizar* as atividades relacionadas à produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização do biodiesel, sendo sua obrigação *fiscalizá-las* diretamente ou por meio de convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

Na ANP também converge uma parte do poder que regulamenta e fiscaliza a fase de concessão da autorização para a produção do biocombustível trazido a baila. Isto porque, consoante a Resolução 41/2004 da ANP, esta agência reguladora é que vai expedir a autorização para que o produtor de biodiesel (empresa, consórcio de empresa ou cooperativa) exerça a atividade de produção do biodiesel. Nesta perspectiva, vale lembrar que para se adquirir a chancela da ANP e pôr em prática tal atividade, é preciso ter obtido a licença ambiental, além de cumprir outras condições.

Aqui deve-se verificar a incipiência da atuação responsável desta agência reguladora, já que o licenciamento previsto na resolução retro citada fica restrito ao período de produção do biodiesel nas fábricas, não abrangendo a fase em que presentifica-se grande parte dos impactos ambientais, qual seja, a agrícola, de modo que a regulação concernente à problemática da sustentabilidade do meio ambiente configura-se como insatisfatória.

Assim, conclui-se um ponto importante: que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e biocombustíveis deveria preocupar-se em se debruçar na fase que não é tutelada por seus regulamentos (a agrícola), com o intento de pensar em melhores maneiras de se utilizar das benesses fornecidas pela natureza, evitando, desta feita, os danos ambientais. E, um aditivo à esta conclusão é que o Programa Nacional de Produção e Uso do biodiesel também deveria ter cuidado deste assunto de modo pormenorizado, colocando em relevância a sustentabilidade ambiental referente à fase agrícola da cadeia que produz o biodiesel, o que não ocorreu.

Dos pontos expostos, observa-se a passividade na qual se encontra primeiramente o Governo Federal, que criando um programa para estimular a produção do biodiesel, visando-o e proclamando ser este uma saída sustentável para o país se tornar auto-suficiente energeticamente

(juntamente com os outros tipos de energia que já se dispõe na nação), não se preocupou em dispensar atenção à toda cadeia de produção deste biocombustível, analisando e *sopesando* sua real viabilidade, suas vantagens e, principalmente, os impactos que poderia causar ao cenário ambiental, não só no momento da sua utilização ou da produção nas refinarias, mas, mormente, nas etapas de produção das oleaginosas. É essencial lembrar que de nada adianta procurar inserir o biodiesel na matriz energética brasileira se este, na prática, não for viável ambientalmente, reduzindo ou, pelo menos, amenizando os danos já provocados pelos combustíveis fósseis.

Neste sentido, válido ressaltar aqui citação de José Goldemberg (2007), segundo o qual superar a dependência energética de derivados do carbono fóssil, em especial do finito petróleo, é um dos mais significativos desafios do século XXI. A gravidade da questão, todavia, não reside apenas na dificuldade em se desvincular as variadas atividades humanas de uma fonte padrão de energia, mas igualmente em se evitar e *mitigar* os efeitos ambientalmente danosos e globalmente gerados por esta opção energética.

Observa-se a premente necessidade de o Governo Federal envidar esforços em conjugar a criação de programas como o PNPB com parcerias que invistam em pesquisas científicas, estudando, destarte, todo o ciclo de produção do biodiesel, da fase em que se vai procurar um local para cultivar as matérias-primas, observando a ocorrência de queimadas e derrubadas; passando pelo seu cultivo, analisando a poluição causada com o uso de inseticidas e herbicidas, e a compactação do solo; verificando também os impactos causados às águas superficiais e subterrâneas; atentando para a colheita, para a produção propriamente dita, para a armazenagem; e, para o consumo integral de energia do próprio processo produtivo. A questão que deveria ser levada em conta pelo Governo Federal é: Será que o resultado do sopesamento biodiesel *versus* combustíveis fósseis é positivo? Para isto é necessário o direcionamento às pesquisas em toda sua cadeia.

Corroborando com este raciocínio, Hémerly (1993) entende que as linhas de bioenergia representam o potencial mais elevado e socialmente mais significativo para as sociedades contemporâneas. Contudo, sua mobilização requer considerável esforço de pesquisa e inovação, desde a seleção da matéria-prima até a colheita, o transporte, o armazenamento e a transformação, sem descuidar das condições de reprodução dos agrossistemas, sempre lembrando que não há modelo único, de modo que a melhor opção é a que profundamente integra o homem ao seu meio físico natural.

Conforme se vê, a problemática trazida à tona não pode ser tratada de modo simplista pelos setores que regulam a produção do biodiesel, porque há todo um caminho a ser percorrido; ademais

há muita divulgação das vantagens trazidas por este biocombustível, mas muito pouco é relatado sobre os seus pontos negativos.

Vale, neste contexto, ressaltar uma iniciativa do Governo Federal que foi inserida no cenário do PNPB, que diz respeito ao setor de pesquisa e desenvolvimento, tendo sido criada a Rede de Tecnologia em Biodiesel, por meio do Ministério da Ciência e Tecnologia, com o intuito de aliar a pesquisa ao desenvolvimento do biodiesel. No entanto, pelos numerosos danos retro citados oriundos da produção deste, observa-se nitidamente uma incipiência e a insatisfatória com que esta Rede vêm atuando para suprir as exigências de tão extensa problemática.

Tudo isso leva-se a concluir pela omissão dos órgãos governamentais, da própria ANP e dos produtores: que mesmo verificando os danos ambientais produzidos não se preocupam em garantir investimentos envidando esforços em descobrir as melhores maneiras de garantir um deslinde sustentável da cadeia de produção do biodiesel; ou mesmo verificando se a produção deste biocombustível é uma alternativa viável para proteção ambiental, com vistas à sustentabilidade.

Em síntese, por todos os fatos esposados, o presente trabalho defende que a responsabilidade em todos os seus vieses (civil, penal e administrativa) pelos danos ambientais causados na cadeia de produção do biodiesel não pode ser direcionada apenas para os produtores ou outros agentes causadores diretos dos impactos ambientais, quando desobedecem regras básicas previstas na legislação ambiental, provocando danos.

Entende-se que junto com eles (agente diretos) devem incorrer também em responsabilidade, de maneira subsidiária, os Órgãos Estatais que criam programas como o PNPB, desprovidos de um estudo científico mais aprofundado no que diz respeito ao ciclo inteiro de produção; ou mesmo, não concretizam a necessária fiscalização dos mecanismos protetivos propostos pela legislação. Nesta perspectiva, percebe-se que o Estado viola frontalmente o propugnado pela Constituição Federal em seu art. 225, no que pertine as obrigações do Poder Público, encetadas neste, com o intuito colocar em prática a existência de um *meio ambiente ecologicamente equilibrado*.

E, além disso, juntamente com a responsabilidade direta incorrida pelos produtores, e a responsabilidade subsidiária dos Órgãos Estatais, não se deve esquecer da parcela de responsabilidade que deve ser direcionada especificamente à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis devido a sua passividade frente aos regulamentos criados, já que esta deveria

fortalecer o âmbito de proteção ambiental, na fase agrícola principalmente, o que, no entanto, não ocorre como já foi especificado mais acima.

Lembrando que, hoje, a legislação brasileira que trata de responsabilidade ambiental administrativa já menciona a *co-responsabilidade* da autoridade ambiental que tiver ciência de infração ambiental e não promover a sua apuração imediata. No entanto, apenas isto não é o suficiente. É necessário salientar que o fortalecimento da legislação voltada para o cenário ambiental, e no caso em tela, para o biodiesel, mostra-se, cada vez mais, como uma necessidade premente, vez que há inúmeros agentes (como, por exemplo, a ANP, o Governo Federal e outros Órgãos Estatais) tomando decisões durante o deslinde da cadeia de produção de biodiesel que afetam diretamente nos impactos causados por ele, não se podendo incluir apenas os agentes diretos na responsabilidade, se realmente se quiser efetivar as diretrizes constitucionais (arts. 170 e 225 da Constituição Federal).

Conclusões Articuladas

Nota-se pelo deslinde deste trabalho que a dependência energética é uma das questões que permeia toda a problemática ambiental e econômica atual. Diante disto, as nações tentam desenvolver e inserir alternativas energéticas para serem inseridas em sua matriz, e é o que ocorre com o Brasil. No entanto, ponto que deve sempre acompanhar este cenário é o direito ao ambiente ecologicamente equilibrado propuganado pela Constituição Federal (art. 225), assim como a concretização da defesa do meio ambiente como princípio norteador da ordem econômica (art. 170, VI, CF), o que não vêm ocorrendo no caso da cadeia de produção do biodiesel. Então, devido à incipiência do Estado no que concerne à criação de programas de energia alternativa, como o PNPB, com a ausência do necessário carreamento de pesquisas acerca de seu potencial danoso ao meio ambiente; e pela incipiente fiscalização e funcionamento de instituições que poderiam ajudar na problemática, como, por exemplo, a Rede de Tecnologia em Biodiesel, o presente trabalho conclui que há uma parcela da tríplice responsabilidade que deve ser direcionada ao Estado pelos danos causados ao meio ambiente pela cadeia de produção do biocombustível ora citado. Verifica-se, assim, que esta conduta do Estado não pode, nem deve, passar despercebida se o país quiser realmente cumprir o proposto pela Constituição Federal (art. 225, parágrafo 1º). Acrescente-se a isto que, das pesquisas feitas, propugna-se também por uma parcela da tríplice responsabilidade da ANP pela sua omissão no que pertine à regulamentação das oleaginosas do biodiesel (fase agrícola)

com vistas à concretização da segurança necessária para se atingir um meio ambiente equilibrado. Em síntese, é notável que devido à falta de articulação entre as normas (principalmente a Constituição Federal) e as políticas públicas coloca-se em risco o meio ambiente, e, nesta perspectiva, observa-se que os responsáveis não são apenas aqueles propugnados pela legislação ambiental que trata da tríplice responsabilidade, mas também o Governo Federal, a ANP especificamente, e os órgãos estatais omissos.

Referências

AGÊNCIA EUROPEIA DO AMBIENTE (Comp.). *How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?* Disponível em: <http://www.eea.europa.eu/publications/eea_report_2006_7>. Acesso em: 08 set. 2010.

BERMAN, Célio. *Crise ambiental e as energias renováveis*. Disponível em: <<http://cienciaecultura.bvs.br/pdf/cic/v60n3/a10v60n3.pdf>>. Acesso em: 08 out. 2010.

BERNDES, Goran. *"Bioenergy and Water – The implications of large-scale bioenergy production for water use and supply"*. In: *Global Environmental Change*, n.12, 2002, p. 253-271.

DUTRA, Carolina. *Análise Jurídica de Políticas Públicas de Produção e Uso do Biodiesel no Brasil: Impactos sobre o clima e a biodiversidade*. Disponível em: <http://biblioteca.unisantos.br/tede/tde_busca/arquivo.php?codArquivo=202>. Acesso em: 08 set. 2010.

FRONDEL, Manuel; PETERS, Jorg. *A new oildorado?* Disponível em: <<http://econpapers.repec.org/paper/rwidpaper/0036.htm>>. Acesso em: 10 ago. 2010.

GOLDEMBERG, José. *Apresentação Inaugural da Conferência Nacional de Bioenergia da Universidade de São Paulo (BIOCONFÉ-USP)*. Disponível: <<http://www.usp.br/bioconfe.htm>>. Acesso: 10 out. 2010.

HÉMERY, Daniel; DEBEIR, Jean-Claude; DELÉAGE, Jen-Paul. *Uma história da Energia*. Trad. E atual. Sérgio de Salvo Brito. Brasília: Editora Universidade de Brasília, 1993 p. 395.

LAPOLAA, David M. et al. ***Indirect land-use changes can overcome carbon savings from biofuels in Brazil.*** Disponível em: <<http://www.pnas.org/content/early/2010/02/02/0907318107.full.pdf+html>>. Acesso em: 08 out. 2010.

PIMENTEL, David et al. *“Renewable Energy: Current and Potential Issues”*. In: BioScience, v. 52, 2002, p. 1.120.

MACEDO, Isaías Carlos.; NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta. *Avaliação do biodiesel no Brasil: Núcleo de assuntos estratégicos da presidência da República*: Brasília, 2005.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Comp.). ***Balanco Energético Nacional 2010.*** Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/.](https://ben.epe.gov.br/)>. Acesso em: 05 set. 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Comp.). ***Plano Decenal de Expansão de Energia 2019.*** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2010/PDE2019_03Maio2010.pdf>. Acesso em: 05 set. 2010.

ONG REPÓRTER BRASIL (Comp.). ***O Brasil dos Agrocombustíveis.*** Disponível em: <http://www.reporterbrasil.org.br/documentos/o_brasil_dos_agrocombustiveis_v4.pdf>. Acesso em: 10 set. 2010.

RODRIGUES, Roberto (Comp.). ***Plano Nacional de Agroenergia: 2006 - 2011.*** Disponível em: <<http://www.biodiesel.gov.br/docs/PLANONACIONALDOAGROENERGIA1.pdf>>. Acesso em: 08 set. 2010.

ZAPATA, Clovis; NIEUWENHUIS, Paul. *“Driving on Liquid Sunshine – The Brazilian Biofuel Experience: a Policy Driven Analysis”*. In: SEAGER, Thomas; KORHONEN, Jouni. *Business Strategy and the Environment*, v.17, issue 6. Wiley InterScience, 2008, p. 01-02.

OPORTUNIDADES DE GANHOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS NO TRANSPORTE DO BIODIESEL

Fernando Paes Barreto Machado
CEFET-RJ fernandopbmachado@yahoo.com.br

Inessa Laura Salomão, MSc.
CEFET-RJ, +55 21 22270078, inessa2@gmail.com

Overview

As fontes de energia renováveis ganharam muita importância no cenário político e econômico mundial diante do aumento das discussões ambientais nos últimos anos. Em âmbito nacional, isso contribuiu para o desenvolvimento do biodiesel como forma de reduzir as emissões de gases poluentes, principalmente no setor de transportes, que utiliza em sua maioria o diesel produzido a partir do petróleo. Para que esse biocombustível consiga penetrar na matriz energética conforme o planejamento do governo e sem causar impactos econômicos negativos, é preciso, entre outras medidas, a revisão da rede logística que envolve os principais elos de sua cadeia. Dessa forma, a expansão dos modais ferroviário e dutoviário para a movimentação do biodiesel da região Centro-Oeste para a Sudeste representaria uma redução de custos de transporte de até 70% e uma diminuição de até 55% nas emissões de CO₂ envolvidos nessa operação. Os principais desdobramentos da ampliação desses modais seriam a redução dos custos do biodiesel e, conseqüentemente, do frete e a diminuição da emissão de gases poluentes no meio ambiente.

Methods

Para identificar as oportunidades de melhoria da infraestrutura logística envolvendo a cadeia do biodiesel foi realizado inicialmente o mapeamento dos elos mais importantes. Para isso, foi necessária investigação documental e levantamento de dados junto aos órgãos governamentais competentes. Posteriormente, foi estudado o planejamento energético do país para analisar como o biodiesel irá contribuir para a composição da matriz brasileira. A partir do conhecimento das metas para o biocombustível, foi testado um cenário de transporte do biodiesel, baseado no volume total movimentado em 2009, incluindo os modais ferroviário e dutoviário. Para isso, foi realizada uma pesquisa com base nos dados da Agência Nacional de Transportes Terrestres para formar a curva de frete dos três modais que serão analisados nesse trabalho, ou seja, rodoviário, ferroviário e dutoviário. Com os resultados obtidos, foi possível concluir quais as medidas a serem tomadas para que a rede logística envolvendo os principais elos da cadeia do biodiesel se torne mais eficiente, de modo a tornar o biocombustível mais disponível e barato, além de contribuir para a redução da emissão de gases poluentes.

Results

O estudo apresenta uma estimativa dos ganhos obtidos com a expansão das malhas ferroviária e dutoviária para o a Região Centro-Oeste. A comparação será realizada levando em consideração a rede logística atual do país e a própria infraestrutura do Brasil se tivesse as características de utilização dos modais ferroviário, rodoviário e dutoviário dos Estados Unidos. Assim, na situação atual há o envolvimento de somente os modais ferroviário e rodoviário respeitando-se o percentual de TKUs movimentados por cada tipo, enquanto que na situação futura há a inclusão do modal dutoviário, só que agora segundo os percentuais de TKUs movimentados pela rede logística americana.

Foram selecionadas para esses cenários as rotas mais importantes da cadeia do biodiesel, como origens foram definidos os Estados de Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul e os destinos serão os Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais. Para efeito de cálculo foram coletadas as distâncias entre as capitais dos Estados origem e destino, como observado abaixo na tabela 2.

Orgem Destino	São Paulo - SP	Rio de Janeiro - RJ	Belo Horizonte - MG
Campo Grande - MS	1008 Km	1434 Km	1300 Km
Goiânia - GO	960 Km	1293 Km	874 Km
Cuiabá - MT	1604 Km	1981 Km	1586 Km

Tabela 2 – Distância entre as capitais dos Estados origem e destino

Fonte: Google Maps

O custo total estimado do frete das rotas de biodiesel foi de R\$ 56 milhões, sendo que mais de 1/3 desse total corresponde à rota entre os Estados de Mato Grosso e São Paulo. Isso se deve pelo grande volume de biodiesel movimentado e a grande distância entre os dois Estados.

Para o cálculo dos ganhos com a nova malha de transporte serão adotados os percentuais de TKUs transportados nos Estados Unidos por modal. Para essa análise só serão levados em consideração os transportes terrestres. Assim, 31,41 % do biodiesel será transportado pelo modal rodoviário, 47,05% pelo ferroviário e outros 21,54% serão movimentados por meio de oleodutos.

O novo cenário de distribuição do biodiesel nas principais rotas apresenta um custo total de R\$ 18 milhões, quase 70% inferior ao custo gerado pela malha atual.

A emissão de gases poluentes é outro bom indicador para se medir a eficiência de um modal, por isso os cenários testados acima foram utilizados para calcular a diferença de emissão de CO₂ entre a malha atual e a malha replanejada. Os cálculos foram baseados em estatísticas da Secretaria de Transportes de São Paulo que apontam que a massa de CO₂ emitida por 1.000 TKUs movimentados pelo modal ferroviário e pelo rodoviário são, respectivamente, 34 Kg e 116 Kg. As próximas duas tabelas evidenciam a diferença de emissão de gás carbônico entre os dois cenários.

A mudança na rede de transportes representaria uma diminuição de aproximadamente 20.000 toneladas de CO2 emitidos a cada ano, ou seja, uma redução de 55% deste índice.

Conclusions

Os resultados obtidos a partir da expansão dos modais ferroviário e dutoviário em direção à região Centro-Oeste enfatizam a importância do aumento dos recursos destinados a melhoria da infraestrutura logística no país. O retorno dos investimentos aplicados nessa área é bem interessante, tanto em termos financeiros como ambientais e sociais.

Assim, além da ampliação da estrutura logística referente às ferrovias e dutos nos Estados do Centro-Oeste, recomenda-se também a modernização e aumento dos terminais para transferência de cargas entre modais. Os custos da intermodalidade no Brasil ainda são altos, principalmente pela falta de padronização entre os diferentes tipos de transportes.

As conseqüências esperadas a longo prazo com a mudança de perfil da rede logística brasileira são: a diminuição do preço do biodiesel e do frete, menor influência dos combustíveis na determinação da inflação, diminuição da dependência externa de petróleo, maior imunidade à crises políticas, redução da emissão de gás carbônico e contribuição para o cumprimento de protocolos e acordos ambientais.

Em um estudo futuro poderia ser determinado a infraestrutura ideal para o Centro-Oeste definindo-se a contribuição de cada modal para o transporte das principais cargas que circulam na região. Dessa forma, em função das restrições de orçamento e características geográficas dos Estados, um problema de programação linear poderia ser formulado com o objetivo de encontrar uma situação em que a integração entre os modais seja a mais vantajosa possível, levando em consideração os aspectos financeiro, ambiental e social.

References

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 22 de setembro de 2010.

DE PAULA, R. S.; FAVERET FILHO, P. (BNDES, 1998). Panorama do Complexo Soja. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/bnset/set804.pdf>. Acesso em 12 de outubro de 2010.

EMBRAPA (Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária). Disponível em <<http://www.embrapa.gov.br>>. Acesso em 6 de outubro de 2010

EPE (Empresa de Planejamento Energético). Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 4 de outubro de 2010.

FERNANDO, S., KARRA, P., HERNANDEZ, R., KUMAR JHAA, S. Effect of incompletely converted soybean oil on biodiesel quality. *Energy*, Volume 32, p. 844–851, 2007.

HANFIELD, R. B.; NICHOLS JUNIOR, E. L. Introduction to supply chain Management. New Jersey: Prentice –Hall, 1999

IEA (Agência Internacional de Energia). Disponível em <<http://www.iea.org>>. Acesso em 23 de setembro de 2010.

KAPOOR, S. K.; KANSAL, P. Basics of Distribution Management: A Logistical Approach. New Delhi: Prentice Hall, 2004.

MEIRELLES, F. S. Biodiesel: Informe Departamento Econômico FAESP, n. 67, 2003. Disponível em: <<http://www.faespsenar.com.br/faesp/economico/EstArtigos/biodiesel.pdf>>. Acesso em 12 de outubro de 2010.

PARENTE, E. J. Biodiesel: uma aventura tecnológica num país engraçado. Fortaleza: Tecbio, 2003. 68p.

POLÍTICA BRASILEIRA DE BIODIESEL: COMO AVALIÁ-LA?

Jane Marchi Madureira Rached

Sinclair Mallet Guy Guerra

Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas (CECS)

Universidade Federal do ABC (UFABC)⁴⁸

jane.rached@ufabc.edu.br

Resumo

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel traz em seu espoco uma proposta de rede convergente de cooperação entre os diversos atores que compõem a cadeia produtiva de biodiesel. O intuito deste desenho é juntar esforços para viabilizar um novo mercado, o de biodiesel, no país. Também prevê contribuições ambientais (com redução nas taxas de emissões de poluentes) e sociais (com a geração de trabalho e renda sobretudo para os agricultores familiares). Contudo, apesar do êxito econômico, com uma demanda firme e um interesse crescente por parte das empresas em relação à produção do biodiesel, é possível observar entraves, sobretudo no eixo social. Diante deste quadro, este trabalho faz uma reflexão sobre a estrutura do programa e sobre os pontos que devem ser estudados pelas pesquisas que avaliam o PNPB, esperando contribuir com a política energética brasileira.

Biodiesel no Brasil

Biodiesel é um combustível derivado de gorduras animais como sebo de boi, de porco e de frango ou de gorduras vegetais a partir de uma grande variedade de oleaginosas, tais como: soja, algodão, dendê, girassol, amendoim, pinhão manso, dentre outras. Ele é obtido a partir de diferentes rotas tecnológicas, sendo a transterificação mais conhecida – o procedimento faz uso de um catalisador para estimular uma reação química dos óleos vegetais ou animais com etanol ou metanol.

⁴⁸ Rua Santa Adélia, 166, 8º andar, bloco B. Bairro Bangu. Santo André - SP - Brasil . CEP 09.210-170 .
E-mail: secretariacecs@ufabc.edu.br
telefones: (11) 4437- 8426 ou (11) 4996- 0100.

Este combustível, considerado mais limpo que o derivado de petróleo, pode substituir total ou parcialmente o diesel tradicional. No Brasil, a substituição, parcial, é recente – data de 2005 - e está prevista na Lei 11.097 do mesmo ano, que introduz o referido combustível na matriz energética brasileira e estipula a adição de um percentual mínimo obrigatório e crescente de biodiesel no diesel comercializado ao consumidor final. A mistura atualmente está na ordem de 5% e é conhecida por B5. A sigla representa o combustível (B de biodiesel) e o percentual de mistura (5 de 5% de biodiesel no diesel).

Inicialmente o volume da mistura foi fixado em 2% (B2), com previsão de incremento em três anos e devendo atingir os 5% de adição (o B5) dentro do prazo legalmente estipulado de no máximo 8 anos. Estas taxas, de 2% e 5%, respectivamente, foram estabelecidas em função da disposição das empresas automotivas em adaptar os motores para receber a mistura e a capacidade instalada de produção dos biocombustíveis⁴⁹.

No país, a capacidade instalada autorizada anual de produção de biodiesel em outubro de 2010, segundo a Ubrabio (União Brasileira de Biodiesel)⁵⁰, era correspondente a 5,1 milhões de m³ - superior à demanda gerada pelo B5 e próxima a demanda projetada para atender a um B10. Segundo o diretor da ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis)⁵¹, existe uma forte pressão das empresas para que ocorra um incremento maior que 5% de biodiesel no diesel.

Isso demonstra interesse do empresariado e aquecimento no setor, fortemente influenciados pela potencialidade de expansão produtiva de biocombustível no país, garantia de mercado (pela obrigatoriedade da mistura) e regulamentação do setor com prescrição legal de incentivos. Lembrando que as empresas detentoras do Selo Combustível Social podem conseguir melhores condições de financiamento, desoneração de alguns tributos, redução das alíquotas incidentes do PIS/Pasep e do Cofins, e participação nos leilões conduzidos pela ANP.

O Selo Combustível Social, obtido junto ao Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA), é uma forma de fazer com que as empresas adquiram matéria-prima proveniente da agricultura familiar (a preços e prazos de entrega pré-estabelecidos, mediante contrato) e prestem assistência e capacitação técnica para esse segmento, de modo que a população agrícola seja inserida na cadeia

⁴⁹ Para até 5% não há necessidade de alteração nos motores, segundo a Anfavea (Vide ANP, 2010). www.anp.gov.br/?pg=17680&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1281721389927

⁵⁰ <http://www.ubrablo.com.br/sites/1700/1729/00000201.pdf>

⁵¹ <http://www.anp.gov.br/?pg=40787&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=13008273347>

produtiva e se aproprie dos avanços tecnológicos existentes, abandonando os métodos arcaicos de produção agrícola ainda usados.⁵²

O envolvimento dos agricultores familiares na cadeia de produção do biodiesel tem um caráter fortemente social – eles ficam responsáveis pela oferta de matéria-prima às usinas e elas, por sua vez, devem estar comprometidas com a compra de uma cota (estabelecida pelo programa) de suprimento dos pequenos produtores. O governo espera usar o potencial dos agrocombustíveis para a geração de trabalho e renda na cidade e no campo, mas principalmente no último.

A intervenção do Estado em favor do biodiesel é decisiva. Com ela é criado um novo mercado, o do biodiesel, capaz de envolver inúmeros atores (conforme será exposto no tópico seguinte) e de substituir, ainda que parcialmente, a importação de diesel no país. Para o Conselho Nacional de Política Energética significa mais: desenvolvimento da indústria nacional de bens e serviços para atender não só o consumo interno como também uma demanda externa pelo produto, devido a forte pressão que os países desenvolvidos vêm sofrendo com relação à redução das taxas de emissão de CO₂.⁵³

Mas se o biodiesel parece, assim, tão promissor, porque ainda tem gerado vários embates?

O Programa

O Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) foi lançado no ano de 2005, com o objetivo de formar um novo mercado, a partir da junção de um conjunto de forças: Estado (que intervém com regulação e incentivos fiscais), instituições de pesquisa (buscando novos usos, novas tecnologias e opções para diversificar a matéria-prima e aumentar a produção comercial dos produtos e seus derivados), bancos financiadores, como o BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (como apoiador financeiro aos investimentos de biodiesel), ANP - Agência Nacional de Petróleo (que realiza leilões com produtos de menor preço), agricultores familiares (para ofertar o suprimento necessário de matérias-primas), sindicatos de trabalhadores rurais (para assegurar que o contrato seja cumprido e as cotas compradas pelas empresas de usinagem, fabricantes de biodiesel), dentre outros.

Para que os atores tenham interesse e sejam envolvidos, o PNPB prevê a redução de impostos federais sobre os biocombustíveis, de acordo com região e produtor. A isenção dos tributos federais total acontece para o produtor que adquire matérias-primas provenientes da agricultura familiar do Norte, Nordeste e Semiárida e parcial para os produtos da agricultura familiar de qualquer outra região do país. Os critérios são empregados segundo a origem da oleaginosa.

Inicialmente a variação do percentual acontecia também segundo o tipo de oleaginosa cultivada - para estimular a diversificação de matérias-primas (como a mamona, o pinhão manso, a canola, o

⁵² Vide Abramoway & Magalhães, 2007; Flexor, 2007, Garcia (2007) e Campos & Carmélio, 2009.

⁵³ Vide ANP (2010)

girassol, o dendê, a palma, o algodão, dentre outras) capazes de favorecer a geração de trabalho e renda, sobretudo para os pequenos produtores, e pelo potencial de conservação/recuperação ambiental. Contudo, pelas dificuldades que esses produtos têm de sustentar os níveis obrigatórios da mistura, o governo federal aboliu o critério que especificava matéria-prima⁵⁴ e o programa acabou favorecendo sobretudo a soja – que respondeu no ano de 2010 por 82% das matérias-primas usadas na produção do biodiesel brasileiro, segundo ANP. Esta representatividade acontece em grande medida pelo menor preço deste grão, disponibilidade imediata e estrutura logística que favorece a oferta do produto.

O sebo bovino, que teve uma participação média de 14% no mesmo ano, também conta com uma estrutura logística favorável, além da quantidade expressiva de frigoríficos e de cabeças de gado existentes no Brasil: segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o país tem o segundo maior rebanho do mundo (mais de 200 milhões de cabeças para o ano de 2008).

Se por um lado a soja e o sebo bovino, em especial a primeira, tem um grande potencial de movimentar a economia do setor, por outro têm despertado polêmicas. A expansão tanto da monocultura como da pecuária têm sido frequentemente associadas ao uso irregular de terras (principalmente as públicas), a destruição da natureza por desmatamento e a um uso menor de mão-de-obra em relação a outras culturas como a da mamona. Além disso, o aumento do poder das grandes corporações (em decorrência das fusões e aquisições) dá a elas o controle dos mercados, sobrando pouquíssimo espaço para os pequenos produtores.

O desenho do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel pressupõe uma rede convergente de cooperação entre os diversos atores (indivíduos e instituições) e um elo de confiança, sem o qual a continuidade do projeto fica comprometida. Lembrando que a cooperação deve estar assentada no compartilhamento de informações, de técnicas e de recursos, de modo a tornar viável e competitivo este novo mercado (o do biodiesel). Juntar esforços pode ser uma estratégia relevante para conseguir competitividade, porém é imprescindível que o princípio da cooperação e do comprometimento sejam respeitados para que o programa tenha êxito.

Como avaliar um programa como o PNPB?

Uma rede, como chama a atenção Granovetter (1983), não encerra-se em si mesma, antes é fruto de ações estratégicas complexas. Ações estas tomadas por atores com recursos de poder e estrutura de oportunidades que afetam o desenvolvimento da própria rede e o desempenho de programas apoiados em redes. Desse modo, os resultados vinculados à implementação e desempenho do PNPB devem estar relacionados às ações tomadas dentro das redes e entre redes,

⁵⁴ Vide Decreto 6.458/2008

que por sua vez determinam e são determinadas por contextos maiores (em especial por configurações institucionais).

Para Paulillo (2000) e Börzel (1997), as formas como os atores se organizam, se mobilizam, o modo como os interesses são representados e as habilidades que possuem têm influências sobre os processos e resultados das políticas públicas adotadas, especialmente aquelas com o formato do PNPB que pressupõe a atuação de vários atores. Isso por conta das coalizões políticas e econômicas, inclusive com agências públicas do Estado. Assim, para entender algumas políticas importa estudar redes sociais e de poder - identificar os atores participantes da rede, verificar não apenas as suas habilidades (no sentido de conseguir influenciar os demais), mas as capacidades que podem desenvolver e os recursos que possuem e/ou que podem reunir a seu favor.

Vale notar que as capacidades (principalmente de aprendizado) e os recursos (especialmente de poder) determinam a posição de um ator em relação ao outro e o poder de negociação no âmbito político. É necessário verificar as relações entre atores públicos e privados, o grau de agregação que se estabelece entre eles e o tipo de influência que exercem. É preciso estudar a participação do Estado na estrutura e nas relações com os demais atores que compõem o programa, bem como a influência destes atores na política de biodiesel e no poder decisório estatal.

De acordo com Paulillo (2000), algumas das decisões tomadas por atores de um sistema de mercado (grupos de pressão) não são resultados de um acordo, nem passam necessariamente pela agenda governamental. De outro lado, o acesso à agenda política também não está sempre aberto. O grau de abertura, de institucionalização, de integração e de estabilidade variam de uma rede para outra, assim como o perfil e a quantidade de participantes, o tipo de interesses, grau de interação (estável/instável), a distribuição de recursos e o equilíbrio (ou desequilíbrio) de poder.

O autor lembra que a construção e a implementação das políticas públicas acontecem a partir de arranjos institucionais estabelecidos com base nas relações entre organizações de interesses privados, agências públicas governamentais e as não governamentais. A sobrevivência desses arranjos dependem mais da cooperação entre estes grupos de interesses (muitas vezes diversos) do que de determinações de mercado ou de regulação (imposta) pelo Estado.

Contudo, nem sempre prepondera a cooperação, muitas vezes organizações (públicas e privadas) de interesses e agências governamentais competem entre si. O resultado dessas cooperações ou competições é que os arranjos institucionais expandem ou limitam o propósito das políticas públicas. As articulações (tipo e frequência) são responsáveis pelo modo de regulação da rede, e também pela formulação/ implementação das políticas públicas – lembrando que os atores frequentemente trabalham para reproduzir sua dominância, o que leva às vezes um grupo a limitar a atuação dos outros e direcionar ou frear determinados processos.

Dentro deste contexto, importa estudar a proximidade ou o distanciamento existente entre os atores, a partir das negociações estabelecidas entre eles. Esta proximidade e este distanciamento devem ser observados com cautela, uma vez que essas variáveis são fluidas. Apesar dos processos históricos sinalizarem para grandes grupos oligopólicos lutando pela apropriação da base material, manutenção da dominância (reafirmando suas posições sociais no espaço simbólico) e afastamento com relação aos atores que representam o segmento dos agricultores familiares o posicionamento dos atores dentro das redes pode ser alterado. Grupos dominados podem criar novas formas de ação estratégica, como a aliança com governo e/ou grupos externos com recursos para formar coalizões políticas e forçar mudanças na ordem existente.

Apesar das possibilidades de cooperação, é preciso atentar para o fato de que grandes corporações e pequenos produtores estão situados em contextos específicos, muitas vezes institucionalizados e não apresentam valores e interesses comuns, tampouco instrumentos de poder parecidos – o que contradiz as perspectivas de laços horizontais implícitas nas redes. Lembrando que as relações horizontais envolvem confiança e cooperação e as verticais poder e subordinação.

Também caracteriza a horizontalidade o acesso limitado aos recursos/ informações/ influências pelos autores – levando-os a um posicionamento relativamente igualitário - conforme sugerido pelo desenho do PNPB. Por outro lado, quando o acesso de um ator (ou segmento) a estes recursos/ informações/ influências o torna excessivamente poderoso sobre os demais a disposição entre os atores presume verticalidade.

A propriedade relacional pressupõe negociações constantes entre quem está com uma posição mais privilegiada na rede e quem está em posição desfavorável ou menos vantajosa, seja de forma acentuada ou não. Daí a necessidade de entender as alianças e os frequentes conflitos pela distribuição de poder e fluxo de bens materiais. E mais: é preciso considerar as tentativas constantes de manipulação de regras e recursos, especialmente dos grupos maiores e mais organizados para tentar controlar os grupos menores e mais frágeis na relação. Se as regras favorecerem os primeiros as discrepâncias existentes no caso dos recursos de poder continuarão pesando nas negociações e barganhas e uma força continuará se sobrepondo a outra, a exemplo do que acontece com a cana-de-açúcar no país.

Para Marques (2003) também importa considerar os padrões de organização do Estado e a relação dele com atores externos, mas ligados a ele de inúmeras formas - em contextos institucionais e relacionais específicos. Para o autor, dada a relação existente entre organizações do Estado, indivíduos e grupos no ambiente em que estão inseridos, bem como o relacionamento entre os campos do público e do privado, é preciso atentar para o fato de uns exercerem influência sobre os outros. Assim, o Estado influencia os demais e sofre a interferência deles - ação fortemente ligada à trajetória, escolhas políticas e estratégias dos atores, sobretudo daqueles que ocupam os principais cargos institucionais.

Para Acselrad (2004), a análise a respeito das alianças e dos conflitos entre os diferentes atores que compõem a rede, bem como entre diferentes projetos de apropriação e significação do mundo material é essencial para orientar políticas eficazes e de legitimidade democrática, tendo em vista que a existência das sociedades está assentada tanto nas relações sociais como nos modos de apropriação do mundo material⁵⁵.

Em suma: os estudos relacionados a uma política pública específica como a do PNPB pode usar todo este instrumental para identificar o posicionamento dos atores, a contribuição (ou a não contribuição) no tocante à cooperação e verificar se estão agindo em função do próprio programa ou negociando uma ordem orientada para a satisfação de seus

⁵⁵ A política que o autor especifica é a ambiental, sendo extensiva neste caso ao PNPB.

interesses. Apoiado em pesquisas sobre estruturas relacionais, o Estado pode verificar os pontos de estrangulamento do programa e tentar superá-los.

Considerações Finais

A política de biodiesel no Brasil está assentada em novos contornos de regulação, com o Estado buscando a cooperação de vários segmentos para viabilizar um novo mercado de combustível. Este fenômeno pressupõe objetivos comuns (consensos) entre os atores e uma dinâmica horizontal nas relações - com compartilhamento de informações, de técnicas e de recursos. O Estado parte da idéia de juntar esforços como estratégia para viabilizar o mercado de biodiesel.

Esta estratégia de interação, no entanto, não considera a assimetria existente na correlação de forças, tendo em vista a desigualdade nas apropriações de recursos materiais e nas representações de interesses, onde os conglomerados agroindustriais apresentam grandes vantagens. Para Paulilo (2000) a intensidade da assimetria pode ser observada a partir das características dos atores e das conexões estabelecidas em uma rede. Lembrando que o poder de um ator varia também segundo os recursos de poder dos demais atores e do tipo de relação que eles estabelecem.

Essas relações são influenciadas e podem influenciar o conjunto de regras existentes. Para Börzel (1997) as resistências dos sujeitos também podem intervir no modo como são organizadas as relações, nas formas de apropriação dos recursos e nas normas. O autor é contrário à visão funcionalista, segundo a qual existe uma auto-regulação do sistema, que dirime as dificuldades encontradas - resultantes de desentendimentos e rompimentos de acordos e conflitos.

As redes, tão aclamadas pelo programa, são dinâmicas e variam segundo a ação e a relação dos atores que a compõem. Assim, importa entender as esferas simbólicas e as alianças e disputas que ocorrem no seu âmbito para esclarecer em que condições são legitimados os acordos e as regulações.

As análises sobre o PNPB devem ir além dos modelos econômicos e dos discursos que usam a “natureza” como relevante ao bem comum, ela deve indentificar o que

realmente está em jogo, que é a luta pela apropriação de capital material. Vale lembrar que a base material aparece, frequentemente, como objeto de discórdia e até mesmo o Estado participa da disputa pela sua posse. Para aqueles grupos desprovidos dos recursos em disputa, sem poder no campo de forças, não ouvidos na esfera de decisão, frequentemente recaem os riscos das maiores perdas.

Referências

ABRAMOWAY & MAGALHÃES. O Acesso dos Agricultores Familiares aos mercados de Biodiesel: Parcerias entre Grandes Empresas e Movimentos Sociais. Conferência da Associação Internacional de Economia Alimentar e Agroindustrial – AIEA2. Londrina, 2007.

ACSELRAD, H. As práticas espaciais e o campo dos conflitos ambientais. In: ACSELRAD, H. (org) Conflitos ambientais no Brasil. Relume Dumará: Fundação Heinrich Böll. Rio de Janeiro: 2004.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Ministério de Minas e Energia. 2010 www.anp.gov.br

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Ministério de Minas e Energia. 2010

www.anp.gov.br/?pg=40787&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1300827334781

(acesso em 21/02/2011)

BÖRZEL, Tanja A. Que tienen de especial los policy networks?. Explorando el concepto y su utilidad para el estudio de la gobernación europea. Instituto Universitario Europeo, Florencia. 1997. [Disponível em: <http://www.redes-sociales.net/>].

BRASIL. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. LEI nº 11.097 de 13 de Janeiro de 2005.

BRIEU, T. P. Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel: Um Balanço da Primeira Fase até 2008. Tese de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGE), Universidade de São Paulo (USP). São Paulo, 2009.

CAMPOS, A. A. & CARMÉLIO, E. C. Construir a Diversidade da Matriz Energética: O Biodiesel no Brasil. In: Biocombustíveis: A Energia da Controvérsia. Abramoway, R. (org). São Paulo. Editora SENAC, São Paulo, 2009.

CARVALHO, M, R. De O. Redes Sociais: convergências e paradoxos na ação estratégica. Revista Diálogos Possíveis. Ano 3, N° 01, Janeiro/Junho 2004

FLEXOR, G. O Biodiesel e os Desafios da Inovação. Carta Maior: Debate Aberto. Dezembro de 2007.

<http://www.cartamaior.com.br/templates/>

FLIGSTEIN, N. Habilidade Social e a Teoria dos Campos. In: Redes de Poder & Territórios Produtivos: Indústria, Citricultura e Políticas Públicas no Brasil do século XX.. Paulillo, L. F. (Org.). São Carlos: Rima: Editora da UFSCar, 2009.

GARCIA, J. R. O Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel Brasileiro e a Agricultura Familiar na Região Nordeste. Tese de Mestrado. IE/UNICAMP. Campinas, SP. 2007.

GRANOVETTER, M. The Strength of Weak Ties: A Network Theory Revisited. Sociological Theory, Volume 1, 201-233. State University of New York, Stony Brook. 1983.

HOLANDA, A. Biodiesel e Inclusão Social. Brasília: Câmara dos Deputados, Coordenação de Publicações. Série Cadernos de altos estudos, nº 1. Brasília/ 2004.

MARQUES, E. C. Redes sociais e poder no Estado brasileiro. Trabalho apresentado no XXVIII Encontro da Anpocs. Caxambu, MG. 2003.

PAULILLO, L. F. Redes de Poder & Territórios Produtivos: Indústria, Citricultura e Políticas Públicas no Brasil do século XX. São Carlos: Rima: Editora da UFSCar, 2000.

RODRIGUES, R. Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel: uma referência para a análise da formulação, implementação e avaliação de políticas públicas. In: Res Publica – Revista de Políticas Públicas e Gestão Governamental. ANESP. Vol. 6. No. 1. Jan/Jun 2007

UBRABIO (União Brasileira de Biodiesel). O Biodiesel e Sua Contribuição ao Desenvolvimento Brasileiro. 2010.

¹ <http://www.ubrabio.com.br/sites/1700/1729/00000201.pdf> (acesso em 20/02/2011)

SESIÓN 3

POTENCIAL DE EMISSÃO DOS GASES DE EFEITO ESTUFA DO CANAVIAL BRASILEIRO

Alcione Borges Borja¹, Francis Lee Ribeiro², Jácomo Divino Borges³

¹*Doutoranda em Ciências Ambientais, Universidade Federal de Goiás, agroeconomic@gmail.com*

²*Professora Adjunto I, Escola de Agronomia, Universidade Federal de Goiás, francisleerib@gmail.com*

³*Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Agronomia, Universidade Federal de Goiás, jacomo.borges@gmail.com*

Resumo:

O processo de pré-colheita com queimada cana-de-açúcar é um vetor atenuante que a desclassifica segundo os parâmetros sustentáveis. Assim, preocupados com os elevados níveis das concentrações atmosféricas dos Gases de Efeito Estufa (GEE) decorrentes das atividades agrícolas, esse artigo teve como objetivo estimar a potencialidade de emissão desses gases por meio da tecnologia adotada na pré-colheita da cana-de-açúcar no Brasil, com a finalidade principal de avaliar a prática da queima total em comparação com a redução gradativa do uso do fogo. Para esse estudo adotou-se como base metodológica os parâmetros utilizados no Primeiro Inventário das Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa e testar estatisticamente o efeito da técnica de colheita (com queima e com redução gradativa) sobre a emissão de carbono. Conforme a tecnologia adotada, observou-se a emissão de alguns dos GEE (CH₄, N₂O, CO e NO_x), sendo que o metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O) possuem baixo potencial de emissão e, conseqüentemente, baixo retorno com o crédito de carbono. Se acaso mantiver a ineficaz ação de controle e monitoramento sobre a queimada na pré-colheita, pode-se considerar que a crescente expansão da cultivo da cana tende a elevar a emissão desses GEE. Apesar da óbvia dedução, será alcançado o propósito maior que condiz em testificar sobre a importância da exclusão da prática do uso do fogo na pré-colheita da cana-de-açúcar; e por conseguinte, assegurar sobre a necessidade de aderir ao processo produtivo que seja o mais limpo possível, num curto período de tempo.

Palavras chave: Cana-de-açúcar, Gases de Efeito Estufa, Queimada.

INTRODUÇÃO

Considerado um combustível ecológico e passível entre as soluções para os atuais problemas ambientais (efeito estufa e energia renovável), o etanol da cana-de-açúcar proporciona diversos reflexos positivos ao Setor Alcooleiro brasileiro. Então, motivados pela alta na demanda pelo etanol e incentivos governamentais, atualmente o setor vive um momento de grande expectativa, o qual favoreceu a implantação de novas usinas e o crescimento da área plantada e, por conseguinte, aumento da produção agrícola e industrial, especialmente na região Centro-Sul, com destaque para o Estado de Goiás (MAPA, 2009; UNICA, 2010).

Na safra de 2008 foram plantados, no Brasil, cerca de 8,92 milhões de hectares, resultando na produção de 648,85 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, com um rendimento médio de 77,52 toneladas por hectare (MAPA, 2009). Desta forma, o Brasil se mantém como um dos principais produtores mundiais de cana-de-açúcar, e também o maior e mais eficiente produtor de álcool do mundo (média de 82 litros/tonelada). Contudo, o crescimento desorganizado do cultivo da cana-de-açúcar é apontado como importante emissor dos Gases de Efeito Estufa (GEE), principalmente pela ocupação de áreas florestadas (Mesquita *et al.*, 2007) e o uso de tecnologias altamente poluentes, como o uso da queimada na pré-colheita da cana-de-açúcar (LIMA *et al.*, 2002).

Pressionados a tomarem uma rígida posição em relação a queima de resíduos agrícolas, o governo brasileiro atendeu aos requisitos da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (1994) por meio do Decreto Lei nº 2.661, em 1998, a qual propõe a redução gradativa do uso do fogo nas áreas mecanizáveis até 2020 (em algumas regiões, este prazo foi reduzido para 2014). Por meio desse decreto-lei cria-se um limite máximo para o fim da queima na pré-colheita da cana, tornando irreversível o processo de mecanização da colheita da cana em todo o país. Todavia, o alto investimento com maquinários e algumas exigências no aspecto físico, técnico e agrícola (Scopinho, 1995) impedem que essa tecnologia seja difundida para todas regiões, mantendo o uso do fogo como uma prática comum na colheita da cana-de-açúcar em diversas usinas brasileiras.

Dada a preocupação com os níveis das concentrações atmosféricas dos GEE decorrentes dessa prática agrícola, esse artigo tem como objetivo apresentar estimativas do potencial de emissão desses gases por meio da tecnologia adotada na pré-colheita da cana-de-açúcar no Brasil e testar o efeito da relação na emissão de carbono conforme a opção da tecnologia de colheita.

2. MATERIAL E MÉTODOS

Área de Estudo: Canaviais brasileiros

Base de dados e procedimentos de análise

Sem um método específico para o cálculo das emissões de GEE oriundos da cana-de-açúcar, adotou-se como base metodológica o Primeiro Inventário das Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa (LIMA *et al.*, 2002), o qual adaptou as regras propostas pelo Quarto Módulo do Manual de Referência do IPCC - Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC, 1997), criando parâmetros condizentes à realidade da cultura da cana-de-açúcar no Brasil.

Primeiramente, observou-se que existem duas variedades de cana-de-açúcar cultivadas no Brasil, as quais geram diferentes fatores de emissão (fração de biomassa seca, biomassa seca e teores de carbono e nitrogênio). Visando padronizar estas informações para toda a cana-de-açúcar cultivada no país, optou-se pela por *Saccharum spp* que é cultivada, majoritariamente, nos canaviais do Estado de São Paulo (líder nacional no ranking da produção de cana-de-açúcar) (LIMA *et al.*, 2002).

Em seguida, considerou-se como GEE oriundos da queima dos resíduos da pré-colheita os gases: metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), monóxido de carbono (CO) e óxidos de nitrogênio (NO_x). Desses gases somente o CH₄ e N₂O estão autorizados a receber crédito de carbono pelos projetos agrícolas em atividades de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Vale ressaltar que a exclusão do dióxido de carbono (CO₂) mediante a hipótese de que todo carbono liberado para a atmosfera por meio da combustão do álcool e queimada de resíduos é

reabsorvido pela fotossíntese durante o crescimento e maturação da planta, resultando num balanço de emissão líquido igual a zero (LIMA *et al.*, 2002).

Por fim, atendendo a proposta de incluir nas análises uma Lei para a redução dos GEE (IPCC, 1997), optou-se pela proposta de Borja (2007), que considera o Decreto Lei nº 2.661/1998, parágrafo IV, o qual regulamenta a redução gradativa do uso de fogo em um quarto (mínimo) da área agrícola mecanizável, a cada período de cinco anos, não ultrapassando o limite do ano de 2020. Com tais bases metodológicas, considera-se toda a produção de cana brasileira realizada em áreas mecanizáveis impostas a dois cenários diferentes: a) com 100% de uso do fogo e b) com redução gradativa a partir do ano-safra 1998/99. Esses parâmetros serão aplicados para toda a produção da cana-de-açúcar brasileira da safra de 1990/91 a 2008/09 disponível pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2009).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Considerando que toda a biomassa da cana-de-açúcar (*Saccharum spp.*) produzida no Brasil seja exposta à queima total na pré-colheita, os cálculos apontam para uma emissão média dos gases CH₄, CO, N₂O e NO_x na safra de 1990/91 a 2008/9 de, respectivamente, 142,67, 2.996,87, 7,06 e 255,23, todos em Gigagrama (Gg). Os gases são emitidos com quantidades diferentes, todavia numa proporção constante e crescente durante todo esse período.

Devido os malefícios ambientais ocasionados pelo uso do fogo na pré-colheita da cana-de-açúcar, o Decreto Lei nº 2.661 visa reduzir gradativamente essa prática, até a exclusão total. Considerando a adesão majoritária a aplicabilidade dessa lei, pode-se verificar o comportamento da emissão desses gases mediante a hipótese da redução contínua da queimada na pré-colheita da cana-de-açúcar em 25% a cada cinco anos, a partir do ano de 1998 (vigor da lei), resultando nos valores apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Comparação das médias das emissões de gases de efeito estufa (GEE) da colheita de cana-de-açúcar (*Saccharum spp.*), considerando as práticas de colheita com queima e com redução gradual da queima, da safra de 1998/9 a 2008/9, no Brasil.

Prática de colheita	Média das emissões de gases por prática de colheita (Gg)			
	CH ₄	N ₂ O	CO	NO _x
Com queima (100%)	166,49	8,24	3.497,07	297,83
Redução gradativa da queimada	92,59	4,58	1944,81	165,63

Observa-se que com a prática da redução gradativa da queima pré-colheita da cana-de-açúcar a partir da

safr de 1998/99 até 2008/9 houve redução no fluxo médio de emissão de GEE em, aproximadamente, 55,61%, em comparação com a queima total na pré-colheita. Mediante a adicionalidade na redução das emissões, calcula-se o balanço do fluxo total desses GEE. Todavia, para estar em consonância com o Protocolo de Kyoto (1998) serão desconsiderados os gases não listados: monóxido de carbono (CO) e óxido de nitrogênio (NOx). Então, utilizando somente os outros dados, esses gases podem ser transformados em Dióxido de Carbono Equivalente (C-CO_{2e}) através da multiplicação do fluxo de emissão do gás, por tipo de sistema, pelo seu respectivo Global Warming Potential (GWP) (UNFCCC, 2006). Este cálculo está representado na Tabela 2.

Tabela 2 - Potencial de aquecimento dos gases de efeito estufa (GEE) emitidos pela cultura da cana-de-açúcar (*Saccharum spp.*) com queima na pré-colheita e com a redução gradativa no percentual de queima, da safra de 1998/99 a 2008/9, no Brasil.

GEE	GWP	Prática de colheita	Emissão total (Gg)	C-CO _{2e} (Gg)
CH ₄	21	com 100% de queima	166,49	3.496,29
		com redução gradativa	92,59	1.944,39
N ₂ O	310	com 100% de queima	8,24	2.554,40
		com redução gradativa	4,58	1.419,80

Ao serem transformados numa única unidade de medida equivalente (C-CO_{2e} em Gigagramas), os gases CH₄ e N₂O podem ser somados, conforme as respectivas práticas de colheita, gerando parâmetros diferentes para cada tipo de colheita (Tabela 3).

Tabela 3 - Balanço das emissões de dióxido de carbono equivalente na pré-colheita da cana-de-açúcar (*Saccharum spp.*), da safra de 1998/99 a 2008/9, comparando as práticas com queima total e com redução gradativa da queima pré-colheita, no Brasil.

Prática de Colheita	C-CO _{2e} (Gg)	Balanço Médio Total (A-B) (Gg)
Com queima total (A)	6.050,69	2.686,50
Com redução gradativa (B)	3.364,19	

Como resultado final, houve a redução de 2.686,50 C-CO_{2e} mediante o abandono no uso do fogo na colheita da cana-de-açúcar. Essa queda é possível devido a existência de uma relação direta entre o tipo de tecnologia utilizada na pré-colheita da cana-de-açúcar com a quantidade de emissão de gases (Figura 1).

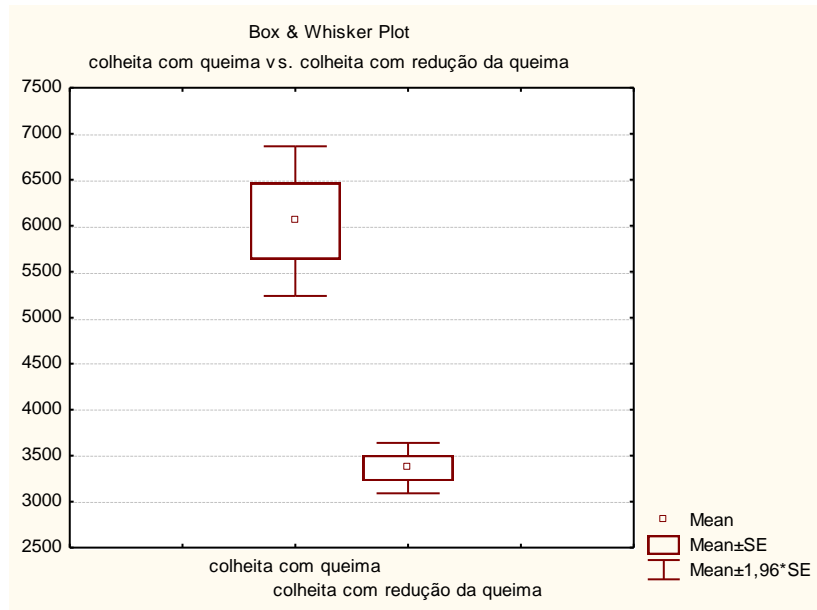


Figura 1 –Box plot da emissão de dióxido de carbono equivalente segundo a prática na pré-colheita do uso do fogo e com a redução da queima em pré-colheita da cana-de-açúcar no Brasil, na safra de 1998/99 a 2008/9.

De acordo com os dados, as emissões de dióxido de carbono equivalente (C-CO_{2e}) nos canaviais sofrem alterações mediante a opção pela prática do uso do fogo na pré-colheita da cana-de-açúcar, tendo a emissão média de 1.502,29 C-CO_{2e} a mais nos canaviais que optam pela queima do que nos canaviais com redução da queimada.

Os valores apresentados até agora podem parecer pouco significativos, mas até esta fase do trabalho, os cálculos referem-se a uma média anual. Então, para visualizar melhor esta mitigação, o Gráfico 1 apresenta a mesma análise do C-CO_{2e} por prática de colheita, porém sob uma perspectiva anual.

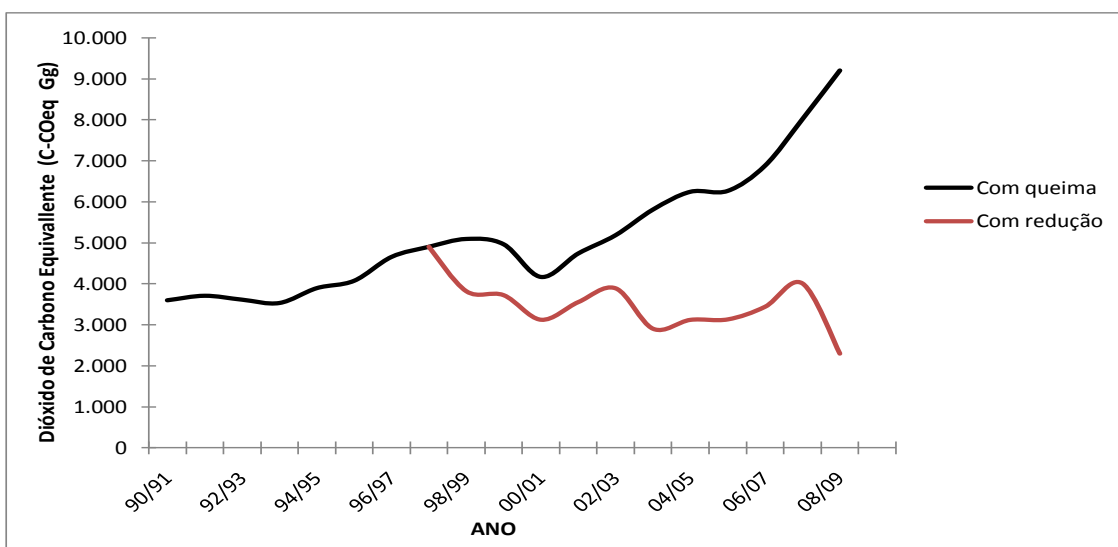


Gráfico 1 - Emissão anual dos gases de efeito estufa na pré-colheita de cana-de-açúcar (*Saccharum spp.*), no período de 1990 a 2006, no Brasil.

Em particular, após a safra de 1998/99, a qual iniciou o processo de redução no percentual das queimadas na pré-colheita da cana-de-açúcar, observa-se a relevância da efetivação do Decreto Lei nº 2661, de 1998; tornando-a uma importante ferramenta política para a mitigação dos gases de efeito estufa na atmosfera terrestre.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados apresentados neste artigo colocam em xeque o jargão popular de “álcool ecológico”, pelo menos se não houver mudanças rápidas em seu processo de colheita com fogo, a qual libera diversos gases de efeito estufa - GEE (CH_4 , N_2O , CO e NO_x). Em especial, CH_4 e N_2O apresentaram menor potencial de emissão em comparação com os outros gases não listados no Protocolo de Kyoto (CO e NO_x). Por esse motivo, o uso do fogo na pré-colheita, visando facilitar o manuseio da matéria-prima, é um agente emissor de GEE, em especial dos gases diretos CH_4 e N_2O , os quais são considerados mais prejudiciais para o aquecimento global entre os gases analisados.

Dada a importância na implementação de políticas e programas de combate aos efeitos adversos da mudança do clima, pode-se considerar que o Decreto-Lei que propõe a eliminação gradativa da queima na pré-colheita da cana-de-açúcar configura-se como uma ação bastante viável para a mitigação de todos os GEE na atividade canavieira, proporcionando um ciclo de produção, verdadeiramente mais limpo.

No geral, todos os resultados apresentados nesse trabalho confirmam que, se mantida a prática do uso do fogo na pré-colheita da cana, a produção de energia renovável (etanol) torna-se não sustentável; e por conseguinte, assegurando sobre a necessidade de aderir ao processo produtivo que seja o mais limpo possível, num curto período de tempo.

Frente a atual expansão canavieira, é interessante contabilizar as emissões de todos os GEE no sistema agroindustrial da cana-de-açúcar, englobando desde o plantio ao consumo final (combustão do etanol). Desta forma, poder-se-á afirmar, veementemente, a quantidade real da mitigação dos gases de efeito estufa pela cana-de-açúcar em todo processo da cadeia do etanol e, desta forma, auxiliando no planejamento, melhoria tecnológica, controle e gestão de políticas públicas mais eficazes em prol da mitigação dos gases poluentes. Estes estudos contribuirão para corrigir eventuais agressões ambientais e reafirmar as bases dentro dos padrões mundiais de desenvolvimento sustentável, atraindo mais investimentos para o setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Decreto Lei nº 2661, de 8 de julho de 1998. Dispõe sobre o estabelecimento de normas de precaução relativas ao emprego do fogo em práticas agropastoris e florestais, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2661.htm>. Acesso em jun.2006.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Anuário estatístico da agroenergia / Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. – Brasília: Mapa/ACS, 2009.160 p.

BORJA, A. G. B. **Potencialidade do canavial brasileiro em mitigar os gases de efeito estufa**. 2007. 183 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Mato Grosso - UFMT, Mato Grosso, 2007. Disponível em: <http://www.dominiopublico.gov.br/download/texto/cp049792.pdf>.

IPCC - International Panel on Climate Change. Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook. Module 4: Agriculture. Bracknell: UK.1997.

LIMA, M. A.; LIGO, M. A. V.; CABRAL, O. M. R.; BOEIRA, R. C.; NEVES, M. C.; PESSOA, M.C.P.Y. Primeiro inventário brasileiro de emissões antrópicas de gases de efeito estufa. Relatórios de referência: Emissões de gases de efeito estufa na queima de resíduos agrícolas. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária – EMBRAPA e Centro Nacional de Pesquisa em Monitoramento e Avaliação de Impacto Ambiental – CNPMA Brasília: Ministério da Ciência e Tecnologia. 2002. p.106.

MESQUITA, R. V.de; FERREIRA, L. G.; FERREIRA, N. C.; FERREIRA, M. E.; Discriminação sazonal de classes de cobertura da terra em Goiás a partir de imagens MODIS índices de vegetação. IN: Anais XIII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto. INPE: Florianópolis. 21-26 abril, 2007, p. 4045-4052.

UNICA – União da Indústria de Cana-de-açúcar. Estatísticas. Disponível em: <<http://www.unica.com.br/pages/estatisticas.asp>>. Acesso em: dez.2010

SCOPINHO, R. A. Modernização e superexploração na agroindústria sucroalcooleira, IN: SCOPINHO, R. A., VALARELLI, L.(Org.) Modernização e impactos sociais: o caso da agroindústria sucro-alcooleira na região de Ribeirão Preto, Rio de Janeiro: Fase, 1995, p.50-84.

MUDANÇAS CLIMÁTICAS E A REPOSIÇÃO FLORESTAL: UM CENÁRIO FAVORÁVEL PARA UMA POLÍTICA DE MADEIRA ENERGÉTICA

Lucas Palma Perez Braga

ESALQ/USP

Sergio Augusto Oliveira Alves

ESALQ/USP

Micheli Angélica Horbach

ESALQ/USP

Isabel Faus da Silva Dias

ESALQ/USP

Weber Antonio Neves do Amaral

ESALQ/USP

Lucas Palma Perez Braga

MUDANÇAS CLIMÁTICAS E A REPOSIÇÃO FLORESTAL: UM CENÁRIO FAVORÁVEL PARA UMA POLÍTICA DE
MADEIRA ENERGÉTICA

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – ESCOLA SUPERIOR DE AGRICULTURA “LUIZ DE QUEIROZ”

AVENIDA PÁDUA DIAS, 11 – PIRACICABA –SP- BRASIL

CEP: 13418-900

Fone: (55) 19-21058681 e-mail:

lucaspalma@usp.br

INTRODUÇÃO

O cenário internacional nas últimas décadas vem sendo pautado por discussões em torno da crise ambiental. A pressão da opinião pública faz com que hoje a preocupação com a mudança do clima seja rotina na agenda política de muitos países. As propostas e medidas para evitar o aquecimento global direta ou indiretamente remetem a questões de política energética.

O crescimento econômico implica em aumento da demanda por energia comercial nos países em desenvolvimento. O aumento da industrialização e urbanização em paralelo seguem padrões intensivos de consumo energético. O setor energético tem a característica de necessitar grandes investimentos de capital. Dada esta relevância, frente também à crise do petróleo na década de 1970, surgiram muitos questionamentos sobre o modelo de desenvolvimento baseado puramente em recursos energéticos não renováveis significativamente findados no consumo de combustíveis fósseis.

Retratando-se o Brasil, neste contexto, com relação a oferta de energia em 2009, a geração eólica cresceu 4,7%; o Biodiesel 37,8%; o etanol 8,7%; a hidroeletricidade 4,9% sendo que 85% da eletricidade comercializada no Brasil é de origem renovável e a geração elétrica a partir de combustíveis fósseis caiu 35,1%; destaca-se também a geração de auto produtores que aumentou 11,5% (MME, 2010).

O crescimento populacional acelerado, baseado nas projeções da Organização das Nações Unidas, indica um aumento de 393.498.000 habitantes no mundo para os próximos cinco anos (ONU, 2008). Esta variação afeta diretamente a demanda por energia. Sendo que o crescimento rápido e mal planejado da produção e do consumo energético, como vem acontecendo, leva a impactos ambientais que podem comprometer o desenvolvimento.

Entretanto por mais que ainda hoje o consumo mundial de combustíveis considerados não renováveis seja de 87,3% (IEA, 2010), os países estão priorizando cada vez mais propostas relacionados a eficiência energética e segurança energética. E atualmente os impactos ambientais vêm sendo considerados tanto em escala local como global e são identificados como uma restrição potencial ao desenvolvimento.

Estas questões são ampla e periodicamente discutidas no Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC). Embora o clima mundial tenha sempre variado naturalmente, a grande maioria dos cientistas agora acredita que o aumento das concentrações de "gases de efeito estufa" na atmosfera da terra, resultante do crescimento econômico e demográfico nos últimos dois séculos desde a revolução industrial, está ultrapassando essa variabilidade natural e provocando uma mudança irreversível do clima.

Entre 1990, o IPCC lançou o seu Primeiro Relatório de Avaliação, confirmando que a mudança do clima era, de fato, uma ameaça e incitando a negociação de um acordo global para tratar do problema. Esse chamado repercutiu na Declaração Ministerial da Segunda Conferência Mundial do Clima, realizada em Genebra. A Assembléia Geral das Nações Unidas respondeu a esses apelos criando a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Os países que ratificarem, aceitarem, aprovarem ou acederem a Convenção tornam-se Parte (IPCC, 1990). E desde então uma série de relatórios vêm sendo publicados periodicamente.

A Convenção estabelece como "objetivo final" a estabilização das concentrações atmosféricas de gases de efeito estufa em níveis seguros. Esses níveis, que não foram quantificados pela Convenção, devem ser alcançados num

prazo que permita aos ecossistemas adaptarem-se naturalmente à mudança do clima, que assegure que a produção de alimentos não seja ameaçada e que permita que o desenvolvimento econômico prossiga de forma sustentável. Para isso ocorrem reuniões periodicamente entre as Partes chamadas de Conferência das Partes (COP). A COP é o "órgão supremo" da Convenção, ou seja, a autoridade mais alta de tomada de decisões. É uma associação de todos os países que ratificaram ou aceitaram a Convenção (MRE, 2011).

Em 29 de dezembro de 2009, entrou em vigor no Brasil a lei de nº 12.187 que institui a Política Nacional sobre Mudanças do Clima (PNMC) (BRASIL, 2009). Com isso, o governo brasileiro aponta um ponto de partida, um marco de ajuste em âmbito social, ambiental e econômico que estabelece o desenvolvimento sustentável como condição para enfrentar a mudança do clima. A lei propõe a redução das emissões entre 36,1% e 38,9% até 2020.

O Brasil tem um papel destacado nas negociações internacionais (PORTAL BRASIL, 2010). Na escala Federal, existe a destacada Comissão Interministerial de Mudanças Climáticas, coordenada pelo Ministério de Ciência e Tecnologia. Além disso, o Ministério do Meio Ambiente lançou um documento de avaliação das implicações das alterações climáticas para o Brasil, chegando a um Plano Nacional de Mudanças Globais (BRASIL, 2007) e ao Fundo Nacional Sobre Mudança do Clima (BRASIL, 2010).

As providências e diretrizes da temática acontecem no ambiente de discussão chamado de Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas que, desde 2004, antecipa a sociedade seu posicionamento em relação às negociações internacionais e apresenta seus resultados e proposições para o futuro na temática da mudança do clima.

Na escala estadual, São Paulo merece destaque por aplicar uma política de mitigação: Política Estadual de Mudanças Climáticas (SÃO PAULO, 2009; 2010).

Esta preocupação do Estado soma-se a um posicionamento de responsabilidade com o meio ambiente, intermediado pela Secretária de Estado do Meio Ambiente (SMA) que dentre diversos projetos, coordena o Programa Madeira Legal, fruto do projeto ambiental estratégico São Paulo Amigo da Amazônia. O programa tem como objetivo diminuir o consumo ilegal da madeira da Amazônia dentro do estado e promover o consumo responsável desta matéria-prima. Uma das frentes do programa é a Reposição Florestal.

O projeto tem como base o plantio obrigatório de árvores em volume equivalente ao utilizado por quem consome produtos ou subprodutos de origem florestal (SÃO PAULO, 2001; 2008a; 2008b).

A lenha é um produto florestal que ocupa um papel delicado no mercado. Seu consumo indiscriminado pode comprometer as florestas.

A tabela 1 extraída do Balanço Energético Nacional 2010, mostra a produção de energia primária.

10 ³ tep (toe)										
FONTES	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
NÃO RENOVÁVEL	79.778	83.490	95.867	97.829	99.216	105.667	111.421	114.725	122.009	128.377
PETRÓLEO	63.849	66.742	75.124	77.580	76.641	84.300	89.214	90.765	94.000	101.033
GÁS NATURAL	13.185	13.894	15.410	15.681	16.852	17.575	17.582	17.988	21.398	20.987
CARVÃO VAPOR	2.603	2.175	1.935	1.785	2.016	2.348	2.200	2.257	2.494	2.239
CARVÃO METALÚRGICO	10	10	63	38	137	135	87	92	167	0
URÂNIO (U308)	132	669	3.335	2.745	3.569	1.309	2.338	3.622	3.950	4.117
RENOVÁVEL	73.556	72.896	78.551	86.267	91.022	94.855	100.380	108.022	114.544	112.723
ENERGIA HIDRÁULICA	26.168	23.028	24.594	26.283	27.589	29.021	29.997	32.165	31.782	33.625
LENHA	23.054	22.437	23.636	25.965	28.187	28.420	28.496	28.618	29.268	24.609
PRODUTOS DA CANA	19.895	22.800	25.272	28.357	29.385	31.094	35.133	40.458	45.019	45.252
OUTRAS RENOVÁVEIS	4.439	4.631	5.050	5.663	5.860	6.320	6.754	6.780	8.475	9.237
TOTAL	153.334	156.386	174.418	184.097	190.238	200.522	211.802	222.747	236.553	241.100

Fonte: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2010.

Como pode ser observado, a produção de lenha sofre oscilações mas uma breve comparação com relação as outras fontes sugere que independentemente este recursos energético tem seu nicho específico de atuação.

Assim, a Reposição Florestal procura aliviar a pressão sobre os ecossistemas naturais, incentivando o plantio de espécies adequadas ou compatíveis com a demanda em áreas determinadas para este fim (SMA, 2010).

Dinâmica da Reposição Florestal no Estado de São Paulo

Baseada na legislação já citada anteriormente, esta seção pretende expor o cenário de reposição florestal no estado de São Paulo.

Todo consumidor final de produto ou sub-produto de madeira está obrigado a cadastrar-se no programa de reposição, desde que seu consumo não seja para fins domésticos, trabalhos artesanais ou apicultura. O cadastro é realizado através do sistema eletrônico de controle da Reposição Florestal, da Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, definido como Sistema Integrado de Gestão Ambiental (SIGAM). O cadastro é feito pela internet e pode ser realizado em qualquer período do ano, deve ser feito uma vez por ano relativo ao ano subsequente. Os consumidores regularmente cadastrados recebem um certificado do programa madeira legal, referente a reposição florestal no ano vencido. Após realizado o cadastro os consumidores serão enquadrados entre isentos de repor a madeira consumida ou obrigados a repor a madeira consumida.

Os consumidores que comprovarem os requisitos dispostos abaixo estão isentos da reposição:

- I - resíduos provenientes de atividade industrial madeireira (costaneiras, aparas, cavacos, briquetes e similares), desde que o fornecedor esteja em dia com a reposição florestal equivalente ao consumo da matéria-prima que deu origem ao resíduo fornecido, conforme definido em resolução a ser expedida pelo Secretário do Meio Ambiente;
- II - matéria-prima florestal própria, beneficiada dentro da propriedade;
- III - matéria-prima florestal proveniente de área submetida a plano de manejo de rendimento sustentado devidamente aprovado pelo órgão ambiental competente; IV - material lenhoso proveniente de culturas agrícolas.

Assim sendo, o consumidor deverá solicitar ao órgão competente da Secretaria do Meio Ambiente isenção da obrigatoriedade de cumprimento da reposição florestal, comprovando a condição que alegar. Os consumidores que não se incluem nas categorias descritas acima são classificados em pequeno médio e grande consumidores e estão obrigados a fazer a reposição.

São considerados pequenos consumidores aqueles cujo consumo é igual ou menor que 20.000 st lenha/ano. São considerados médios consumidores aqueles que consomem entre 20.000 e 100.000 st lenha/ano. Os grandes consumidores são aqueles que consomem acima de 100.000 st lenha/ano. E segundo os cálculos de conversão dispostos na legislação o consumo de madeira:

- Para cada m³ consumido de lenha, é obrigatória a reposição de 5 (cinco) árvores
- Para cada m³ consumido de madeira em tora, é obrigatória a reposição de 6 (seis) árvores
- Para cada m³ produzido de carvão de exóticas, é obrigatória a reposição de 10 (dez) árvores
- Para cada m³ produzido de carvão de nativas, é obrigatória a reposição de 15 (quinze) árvores

Os pequenos e médios consumidores de produtos e subprodutos florestais podem optar pelas seguintes modalidades de reposição florestal obrigatória:

I - plantio com recursos próprios em novas áreas, em terras próprias ou pertencentes a terceiros, para suprimento das necessidades do empreendimento, por meio de projetos técnicos aprovados pelo órgão competente da SMA. No caso de recuperação de áreas de preservação permanente ou de reserva legal o plantio deverá ser efetuado em terras próprias;

II- recolhimento do valor-árvore a uma Associação de Reposição Florestal (ARF), credenciada pelo órgão competente da Secretaria do Meio Ambiente, que deverá executar a reposição florestal.

O consumidor que optar pelo plantio com recursos próprios deverá apresentar ao órgão competente da SMA o projeto técnico de plantio de novas áreas, com reflorestamento de espécies exóticas e/ou nativas, elaborado por

profissional habilitado, devidamente registrado no Conselho fiscalizador do exercício da profissão. deverão apresentar e cumprir o Plano de Suprimento Florestal – PSF.

Caso o consumidor opte por fazer reposição via ARF, o sistema configura-se da seguinte maneira:

Os classificados como pequenos e médios consumidores de produtos e subprodutos florestais, definidos no Artigo 3º, incisos II e III, do Decreto 52.762, de 28 de fevereiro de 2008, ficam obrigados a se cadastrar, via internet, pelo SIGAM. O consumidor cadastra-se no SIGAN, escolhe a ARF a qual pretende recorrer e auto-declara o consumido. Para o cadastro é necessário pagar uma taxa de inscrição. A ARF emite uma guia de recolhimento com o valor referente ao declarado. O recolhimento do valor da reposição florestal deverá ser feito, preferencialmente, em nome de ARF credenciada para atuação na mesma região de atividade do consumidor. Após efetuar o pagamento da guia o consumidor tem o direito de receber o certificado de Reposição Florestal da SMA com o selo Madeira Legal. Este processo deve repetir-se anualmente.

Desta forma o consumidor repassa para a ARF o compromisso de repor a floresta consumida. Sendo assim, cabe à ARF, devidamente cadastrada, de acordo com as normas da SMA, realizar o fomento florestal. Através de produtores cadastrados, as ARF fornecem as mudas e são obrigadas a fornecer assistência técnica durante um período pré-determinado para aumentar a segurança do processo de modo que as mudas plantadas cheguem a árvores comercializadas.

A figura 1 foi formulada para este trabalho com o intuito de resumir didaticamente a dinâmica de Reposição:

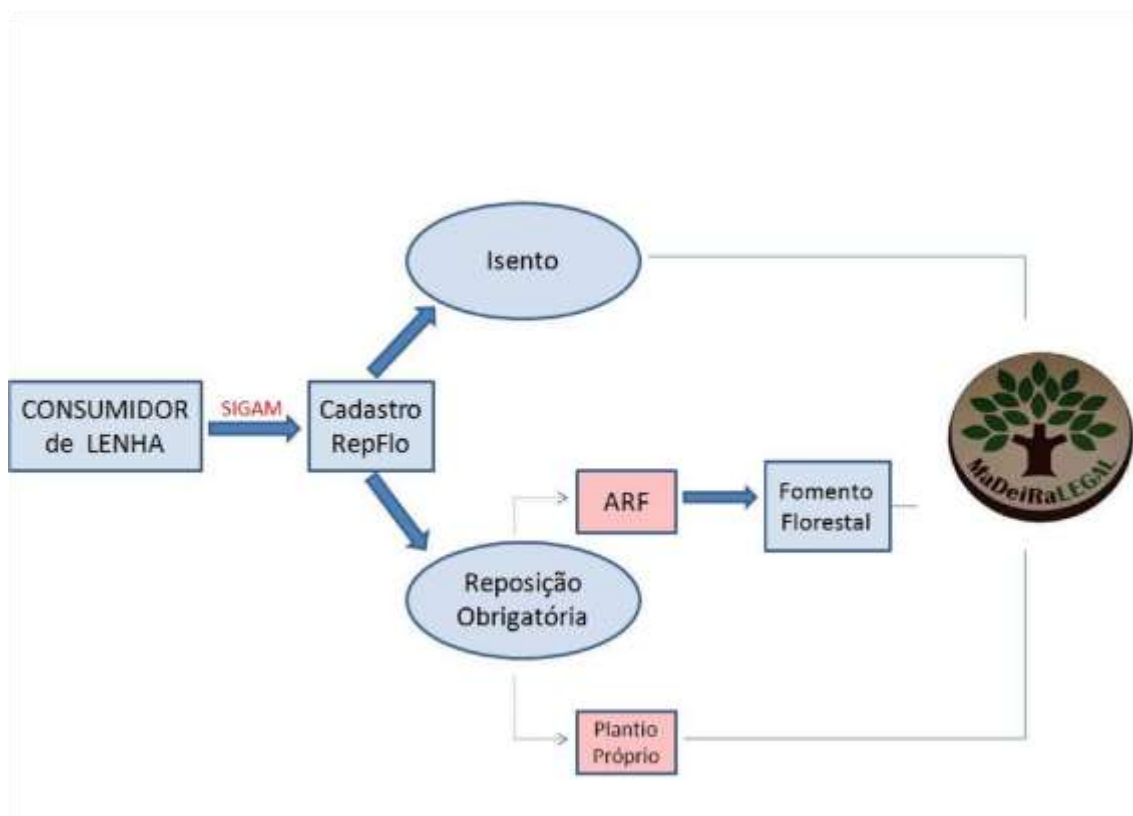


Figura 1: Representação Esquemática da Dinâmica de Reposição Florestal Estado de São Paulo.

A Reposição Florestal garante a oferta de biomassa florestal no mercado. Os produtos e subprodutos da madeira são amplamente comercializados para fins energéticos. Resultados preliminares do inventário de emissões do Estado demonstram que 45% das emissões são por conta da queima de combustíveis fósseis (CETESB, 2010). Assim para fechar a linha de raciocínio, partindo da intrínseca relação que existe entre o exposto neste parágrafo, o trabalho propõe investigar o potencial da política de reposição florestal sob a ótica da política de mudança do clima. De maneira que seja possível apontar, além da necessidade, caminhos para uma política de uso energético da madeira.

Existe carência de trabalhos acadêmicos que tratem da questão da Reposição Florestal, assim como existe carência de políticas públicas que tratem do uso da madeira para energia. Portanto o trabalho vem para entender o potencial de viabilidade que existe entre a Reposição Florestal e o uso de madeira para energia no cenário de mudanças climáticas. Este trabalho acredita no potencial que existe na madeira, de reposição florestal, como importante fonte de energia limpa apta a promover e contribuir para a mitigação do aquecimento global e contribuir principalmente com as metas e propostas do governo brasileiro ligadas a política nacional de mudanças climáticas.

MÉTODO

O estudo é estruturado em dois grandes eixos. O primeiro com objetivo de entender a Reposição Florestal, consiste em levantar um diagnóstico da questão através de coleta de dados oficiais da SMA e de entrevistas, aplicadas aos atores envolvidos, com margem para observar a viabilidade da política atual e o seu potencial frente a realidade encontrada e as suas convergências com as propostas de redução das emissões de gases do efeito estufa. O segundo eixo consiste na aplicação da ferramenta de ecoeficiência desenvolvida pela BASF como método de constatar e quantificar a real importância da madeira utilizada para energia dentro do contexto de Mudança Climática. E para isso a região de estudo selecionada foi a cidade de Piracicaba.

Contextualização e Diagnóstico da Reposição Florestal no Estado de São Paulo

Para análise do tema será estudado o Estado de São Paulo por conta de seu papel amplamente destacado. Dentro deste cenário, para ampliar o entendimento da dinâmica do uso de madeira para energia, será estudada a cidade de Piracicaba (Estado de São Paulo). O estudo em Piracicaba dá-se pelas seguintes razões pautadas em análise de dados do IBGE (2009): estado de São Paulo é o maior produtor de cana do país (matéria-prima de biocombustível e bioeletricidade); a cidade de Piracicaba encontra-se entre os 4 maiores produtores de cana do Estado; e Piracicaba apresenta o maior consumo de lenha dentre os maiores produtores de cana.

Toda legislação referente ao tema Reposição Florestal e Mudança Climática será levantada e confrontada visando obter similaridades, divergências e convergências. A análise será realizada sob o ponto de vista dos atores envolvidos. Para isso serão realizadas entrevistas semi abertas. As entrevistas serão formuladas seguindo critérios que proporcionem o agrupamento dos dados em três categorias: Diagnóstico, Viabilidade e Potencial do uso

energético da madeira no cenário de Reposição Florestal obrigatória e Mudança do Clima. Entretanto, mesmo que a abordagem e o direcionamento das entrevistas sejam o mesmo, algumas perguntas variam de acordo com o nicho representado pelo ator entrevistado. Assim, o estudo compromete-se a levantar o máximo de informação possível referente ao tema.

Inicialmente, será feito um mapeamento dos atores envolvidos na questão referente tanto a RF quanto a política de mudança do clima no Estado de São Paulo. Por meio de contatos e buscas junto a órgãos públicos (SMA) serão identificados os nichos de atuação da cadeia e o papel dos atores envolvidos. Uma vez identificados os atores, serão aplicadas as entrevistas. Entretanto, ressalta-se que o universo de análise para o estudo de caso em Piracicaba compreende consumidores e potenciais consumidores de lenha, pois assim julga-se obter maior detalhamento sobre as questões que envolvem a lenha como opção energética e as tendências de mercado sob este produto frente ao tema em questão.

Avaliação do potencial da Reposição Florestal dentro do cenário de mudanças climáticas

Como visto anteriormente, por princípios, a Reposição Florestal no Estado de São Paulo prevê mecanismos que obrigam o fomento de matéria-prima florestal para aqueles responsáveis pelo seu consumo. No entanto não existe, ainda, maneira de garantir que o consumidor estará consumindo exatamente a mesma madeira que ele fomentou a produção, principalmente se o processo for realizado via ARF. Mas a forma com que é estruturada a RF favorece que o fomento seja feito na mesma região de consumo. E seguindo os conceitos e as práticas empregadas na região relacionada à floresta comercial e à dinâmica de floresta energética é possível encontrar um padrão para a produção de lenha, de maneira que, neste contexto e para este estudo será definido um padrão para a lenha de reposição florestal da cidade de Piracicaba: lenha RF/Piracicaba.

Nesse estudo a análise de ecoeficiência será fundamental para identificar a lenha como melhor opção energética mais favorável ou não. O método de análise de ecoeficiência pode ser considerado como uma classe de técnicas de gestão que visam avaliar o desempenho ambiental de produtos, processos e serviços de forma a integrar uma avaliação econômica. Com a finalidade de permitir o reconhecimento adiantado e a detecção sistemática de oportunidades e de riscos econômicos e ambientais em seus negócios presentes e em suas atividades futuras, a indústria química alemã –BASF desenvolveu o método de análise de ecoeficiência. Foi desenvolvida originalmente como uma ferramenta para medição da sustentabilidade de produtos. As alternativas de produtos, processos ou serviços, que cumpram a mesma função desejada pelo cliente, são comparadas. É incluída na análise uma avaliação de cenários potenciais para verificar os desenvolvimentos futuros e avaliar as incertezas.

Este método foi certificado pela TÜV Rheinland Berlin Brandenburg (Organismo Certificador independente) em 2002. Em 2008 foi obtida a extensão da certificação da metodologia para o Brasil pela TÜV Rheinland do Brasil. O desempenho ambiental é verificado por meio de uma avaliação de ciclo de vida (ACV), complementada por uma avaliação de acidentes do trabalho de doenças ocupacionais e de uma avaliação do potencial de toxicidade humana para cada uma das opções a serem comparadas.

Avaliação do Ciclo de Vida da “Lenha RF/Piracicaba”

O conceito *ciclo de vida* de um produto contempla todos os detalhes desde a extração da matéria-prima até a disposição do produto e seu retorno ao meio ambiente.

A avaliação do ciclo de vida de um produto ou serviço consiste na realização de um levantamento quantificado de dados compondo um inventário (um sistema com fronteiras definidas) com todas as entradas de materiais, energia e recursos e saídas de produtos, subprodutos, emissões e etc. durante todo o ciclo de vida. Consiste também na identificação dos impactos ambientais potenciais ao longo do ciclo de vida e da interpretação dos resultados do estudo. A técnica da Avaliação do Ciclo de Vida tem limitações, que devem ser consideradas tanto na elaboração dos estudos quanto no uso dos seus resultados (IBICT).

A Avaliação do Ciclo de Vida é um processo que permite subsidiar: a identificação de oportunidades para a melhoria do desempenho ambiental de produtos em diversos pontos de seus ciclos de vida; o nível de informação dos tomadores de decisão na indústria e nas organizações governamentais ou não-governamentais; a seleção de indicadores de desempenho ambiental relevantes, incluindo técnicas de medição; e o marketing (norma ISO 14040:2009).

No caso, verifica-se então, os benefícios de uma ACV para a “lenha de RF/Piracicaba”. Ou seja, primeiramente, levantar o ciclo de vida deste material, e posteriormente a ACV permitirá testar o grau de sustentabilidade da lenha disposta pelo programa de Reposição Florestal na cidade de Piracicaba. De maneira que, além disso, sendo a ACV um instrumento que permite também o planejamento e a gestão proporcionará identificar oportunidades de melhorias no sistema. Informação que seria de extrema importância para integração da Política de Reposição Florestal no Estado.

A profundidade e a abrangência da ACV podem variar consideravelmente, dependendo do objetivo do estudo em particular, mas no geral é desenvolvida em quatro fases (norma ISSO 14044:2009). A primeira fase consiste no delineamento do escopo da AVC que depende do objetivo e do uso pretendido para o trabalho. A segunda fase consiste na elaboração e Análise do Inventário do Ciclo de Vida (ICV). A terceira fase consiste na Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida. A quarta e última fase do procedimento de ACV consiste na Interpretação do Ciclo de Vida na qual os resultados de um ICV e/ou de uma AICV, ou de ambos, são sumarizados e discutidos como base para conclusões, recomendações e tomada de decisão de acordo com a definição de objetivo e escopo.

1ª fase: escopo da ACV

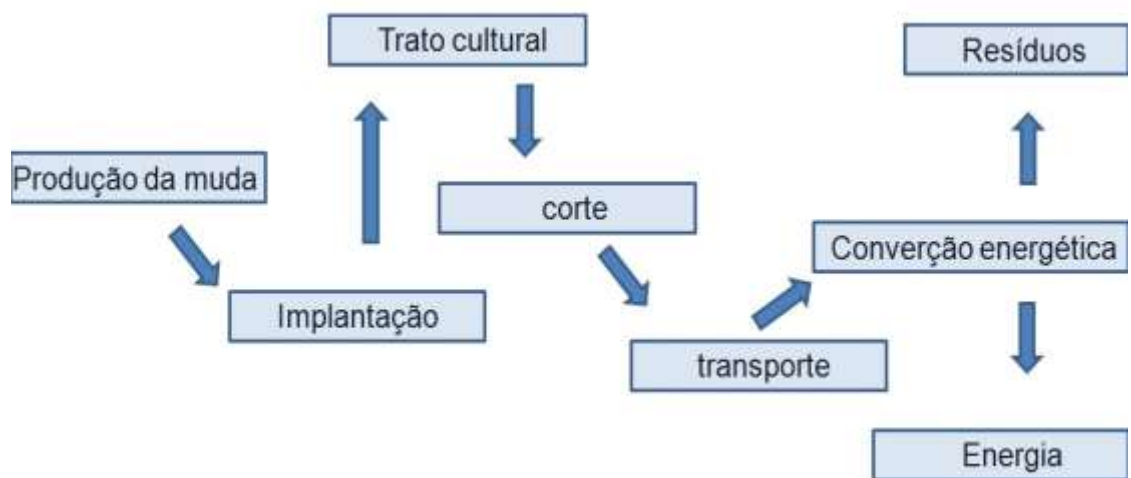
O escopo de uma ACV deve especificar claramente as funções (características de desempenho) do sistema em estudo. A partir daí, uma função é selecionada e definida como a unidade funcional do sistema (ISO 14040, 2009). A unidade funcional é uma referência com a qual as entradas e saídas de um sistema serão relacionadas. Para cada sistema, é possível determinar o fluxo de referência, assim é possível compilar um inventário. É importante considerar que para comparações futuras, no caso de utilização de ferramentas de ecoeficiência, é necessário verificar a compatibilidade dos inventários de maneira que as funções, unidades funcionais e fluxo de referência sejam equivalentes.

Neste trabalho o sistema de estudo é focado no uso de lenha para energia dentro dos parâmetros da RF obrigatória na cidade de Piracicaba. Por isso, a unidade funcional definida é o poder calorífico. O fluxo de referência é determinado pela quantidade média de energia necessária para obter a quantidade X de calor (padronizada de acordo com a demanda encontrada – consumidores cadastrados na RF de Piracicaba).

2ª fase: elaboração e análise do inventário

Para a elaboração do inventário, é necessário primeiro estabelecer as fronteiras do sistema, que determinam quais processos elementares devem ser incluídos na ACV. Os critérios utilizados variam em função dos objetivos do trabalho.

Neste trabalho, o sistema é definido segundo a figura 2:



Figuar 2: Representação das Etapas Definidas no Ciclo de Vida da Lenha.

O inventário do ciclo de vida de um produto é coleta de dados e os procedimentos de cálculos utilizados em suas atribuições. O desenvolvimento do inventário consiste em identificar e quantificar as interações do ciclo de vida do produto com o meio ambiente, levando-se em consideração as entradas, trocas e saídas de matéria e energia entre o meio ambiente e o sistema em estudo.

As etapas que compõem a análise de inventário são: coleta de dados, cálculos com os dados e alocação de fluxos e liberações (ISO 14040, 2009).

A coleta de dados será realizada por meio de entrevistas com todos os atores envolvidos ao longo da cadeia da lenha de RF/Piracicaba. Os dados que não for possível quantificar através de coleta a campo serão estimados através da literatura, o que é perfeitamente aceitável segundo a norma ISO 14044 (2009).

Os dados qualitativos e quantitativos a serem incluídos no inventário são coletados para cada processo elementar incluído na fronteira do sistema. Os dados coletados, sejam medidos, calculados ou estimados, são utilizados para quantificar as entradas e saídas de um processo elementar (norma ISO 14044, 2009).

Em seguida à coleta de dados, procedimentos de cálculo, incluindo validação dos dados coletados, a correlação dos dados aos processos elementares e a correlação dos dados aos fluxos de referência e à unidade funcional, são

necessários para gerar os resultados do inventário do sistema definido, para cada processo elementar, referidas à unidade funcional estabelecida para os sistema de produto a ser modelado (norma ISO 14040, 2009).

3ª fase: avaliação do impacto do impacto do ciclo de vida

Segundo a norma ISO 14044 (2009) esse processo envolve associar dados de inventário com categorias de impacto específicas e indicadores de categoria, tentando dessa forma entender tais impactos. A fase de AICV também fornece informações para a fase de ICV. Os componentes necessários da AICV incluem, para cada categoria de impacto:

- Identificação do(s) pontos final(is) de categoria;
- Definição do indicador de categoria para dado(s) ponto(s) final(is) de categoria;
- Identificação dos resultados apropriados do ICV que podem ser correlacionados à categoria de impacto, levando em conta o indicador de categoria escolhido e o(s) ponto(s) final(is) identificado(s) para a categoria;
- Identificação do modelo de caracterização e dos fatores de caracterização, os quais indicam quanto uma determinada substância contribui para um determinado problema ambiental comparada a uma substância de referência.

Fase 4ª: interpretação do ciclo de vida

A interpretação é a fase da ACV na qual os resultados da análise do inventário são combinados com a avaliação de impacto. Ela visa identificar os pontos que precisam ser melhorados na análise, de forma a complementar a análise do ciclo de vida, para a finalidade pretendida. O objetivo da fase de interpretação é analisar os resultados, tirar conclusões, explicar as limitações e fornecer recomendações para um estudo de inventário do ciclo de vida ou uma análise completa do ciclo de vida.

Neste trabalho apresentam-se a seguir os resultados da análise dos dados da RF da cidade de Piracicaba, relativos ao ano de 2009 e fornecidos pela SMA, o que representa uma fase inicial da proposta de análise prevista pelo eixo de avaliação da RF.

RESULTADOS PARCIAIS

Piracicaba é um município do Estado de São Paulo com 364.872 habitantes, 1.377 km², com PIB per capita de 24.266,05 reais e 13.676 unidades locais de empresas cadastradas (IBGE, 2011).

Os resultados citados a seguir foram obtidos através de análise de dados armazenados no SIGAM representados na seguinte tabela 2:

Tabela 2: Piracicaba Reposição Florestal 2009

No árvore	matéria-prima	volume de consumo	Finalidade plantadas	declarado
600	lenha de floresta	120	fabricação de artefatos de cerâmica e barro cozido	plantada
600	lenha de floresta	120	fabricação de artefatos de cerâmica e barro cozido	plantada
1200	lenha de floresta	240	fabricação de artefatos de cerâmica e barro cozido	plantada
2700	lenha de floresta	540	fabricação de papel	plantada
	material lenhoso			
0	proveniente de	100	Extração de outros minerais anteriormente	culturas agrícola
	material lenhoso			
0	proveniente de	100	fabricação de artefatos de cerâmica e barro cozido	culturas agrícola
	material lenhoso			
0	proveniente de	100	fabricação de artefatos de cerâmica e barro cozido	culturas agrícola

São Paulo, SMA 2011 – Dados de cadastro do SIGAM.

Na cidade de Piracicaba as atividades cadastradas na Reposição Florestal obrigatória são apenas atividades relacionadas a: Fabricação de artefatos de cerâmica e barro cozido; Fabricação de papel; Extração de outros minerais não-metálicos. O consumo de Extração de outros minerais não-metálicos e uma parte do consumo para Fabricação de artefatos de cerâmica e barro cozido foram classificados como isentos. O consumo isentado da reposição foi equivalente a 300 m³. Enquanto que o consumo de reposição obrigatória foi de 1.020 m³ o equivalente a 3.100 árvores plantadas. Entretanto considerase que o uso da madeira para fins energéticos corresponde a aproximadamente 60% que foi o consumo respectivo das atividades destacadas, exceto fabricação de papel cuja finalidade da madeira não está diretamente ligada ao uso energético.

Ou seja, dos cadastrados na RF, 77,27% do volume consumido estava obrigado à reposição.

Sendo que 60% deste consumo total declarado foi referente a atividades com fins energéticos.

DISCUSSÃO PARCIAL

Os resultados parciais levantados apontam um consumo de lenha relativamente baixo para a cidade de Piracicaba principalmente se confrontados com dados do IBGE (2009) que revelam uma produção de 53.021 m³ de lenha para o mesmo ano de análise (2009). Os próximos passos serão dados no sentido de esclarecer e confrontar os dados obtidos com o diagnóstico da política de RF. Com relação à análise de ecoeficiência da lenha, serão discutidos aqui todos os pontos levantados pela ferramenta bem como os caminhos percorridos. Posteriormente pretende-se levantar baseado na linha de discussão os pontos convergentes com a Política Nacional de Mudança Climática e o potencial de se estruturar uma linha de raciocínio para um política de madeira energética.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima - CIM - Elaboração do Plano Nacional sobre Mudança do Clima, e dá outras providências. Decreto nº 6.163, de 21 de novembro de 2007.

Diário Oficial da União, 2007.

BRASIL. Política Nacional sobre Mudanças do Clima (PNMC). Lei de nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009.

DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO, 2009.

BRASIL. Fundo Nacional sobre Mudança do Clima. Decreto Federal nº 7.343, 26 de Outubro de 2010. **Diário Oficial da União**, 2010.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO (CETESB). 1º Relatório de

Referência do Estado de São Paulo de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, período de 1990 – 2008. Disponível em:

<<http://www.cetesb.sp.gov.br/geesp/docs/consulta/relatorios/referencia.pdf>> Acesso em: 4/11/2010.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Extração Vegetal e silvicultura, 2009. Disponível em:

<<http://www.ibge.gov.br/home/default.php>> Acesso em: 4/11/2010.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Piracicaba, 2010.

Disponível em: < <http://www.ibge.gov.br/cidadesat/topwindow.htm?1> > Acesso em: 20/10/2011.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). IPCC First Assessment

Report 1990. Disponível em: <
http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml >. Acesso em
20/02/2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Key World Energy Statistics 2010, 2010. Disponível em: <
http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1199 >. Acesso em: 10/01/2011.

ISO, INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 14042 -
Environmental management – Life cycle assessment – Life cycle impact assessment. Genebra, ISO, 2000.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional, 2010 (BEN). Disponível em: <
<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 27/12/2010.

MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES (MRE). Mudança do Clima, 2011. Disponível em: <
<http://www.itamaraty.gov.br/temas/meio-ambiente/mudanca-do-clima> >. Acesso em 27/02/2011.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS (ONU). World Populations Prospects: The 2008 revision Population Database,
2008. Disponível em: < <http://esa.un.org/UNPP/> >. Acesso em: 27/12/2010.

PORTAL BRASIL 2010. Disponível em:

<<http://www.brasil.gov.br/noticias/arquivos/2010/10/25/brasil-definepropostas-para-levar-aconferencia-da-onu-sobre-mudancas-climaticas>>. Acesso em: 4 de novembro de 2010.

SÃO PAULO. Dispõe sobre a reposição florestal no Estado de São Paulo e da outras providências. Lei Estadual
10.780, de 09 março de 2001. **Diário Oficial do Estado de São Paulo**, 10/03/2001.

SÃO PAULO. Decreto nº 52.762, de 28 de fevereiro de 2008. Regulamenta a Lei nº 10.780, de 9 de março de 2001,
que dispõe sobre a reposição florestal no Estado de São Paulo e dá providências correlatas. **Casa Civil**,
28/02/2008a.

SÃO PAULO. Secretaria de Estado do Meio Ambiente. Resolução SMA-082 de 28 de novembro de 2008. Institui
ações para implementação do Programa Estadual de Reposição Florestal conforme Lei nº 10.780, de 9 de março
de 2001 e o Decreto nº 52.762, de 28 de fevereiro de 2008 e dá providências correlatas para pequenos e médios
consumidores de produtos ou subprodutos florestais. **Diário Oficial do Estado de São Paulo**, 29/11/2008b.

SÃO PAULO. Política Estadual de Mudanças Climáticas. Lei Estadual nº 13.798, de 9 de novembro de 2009. **Diário
Oficial do Estado de São Paulo**, 10/11/2009.

SÃO PAULO. Decreto nº 55.947, de 24 de junho de 2010. Regulamenta a Lei nº 13.798, de 9 de novembro de 2009, que dispõe sobre a Política Estadual de Mudanças Climáticas. **Diário Oficial do Estado de São Paulo**, 25/06/2010.

SECRETARIA DE ESTADO DO MEIO AMBIENTE (SMA). Disponível em:

<<http://www.ambiente.sp.gov.br/madeiralegal/>>. Acesso em: 4 de novembro de 2010.

POTENCIAL DA INTERMODALIDADE RODO-FERROVIÁRIA NA MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO₂: O CASO DO SETOR DE TRANSPORTE DE CARGAS DO ESTADO DE SÃO PAULO

Rodrigo Galbieri

Universidade Estadual De Campinas ¹

André Felipe Simões

Universidade De São Paulo ²

¹ Doutorando em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). E-mail: galbieri@fem.unicamp.br

² Professor Doutor do Curso de Graduação em Gestão Ambiental da Escola de Artes, Ciências e Humanidades (EACH) da Universidade de São Paulo (USP). E-mail: afsimoes@usp.br

Resumo

O desbalanceamento da matriz de transporte de cargas paulista é crítica. No ano de 2006, cerca de 88,6% das cargas que circularam pelo Estado de São Paulo foram transportadas através de rodovias e apenas 9,5% através de ferrovias em toneladas-quilômetro-útil. Esse desbalanceamento em favor do modal rodoviário, mais energo-intensivo, causa inúmeros problemas econômicos, sociais e ambientais para o Estado de São Paulo, destacando-se: maior consumo de combustíveis fósseis (óleo Diesel) e maiores emissões de poluentes e gases de efeito estufa. Nesse contexto, o principal objetivo do presente Trabalho é mostrar o potencial em economia de combustível fóssil (no caso o óleo Diesel) e diminuição das emissões de CO₂ associados à implementação da intermodalidade rodo-ferroviária no Estado de São Paulo.

Palavras-chave: Intermodalidade rodo-ferroviária, Estado de São Paulo, Consumo de óleo Diesel, Emissões de CO₂.

Abstract

The imbalance of the São Paulo state's transportation matrix is even more critical: about 88.6% of the cargoes that circulated on this state used roads as means and only 9.5% of this transportation was made through railways. This imbalance in favor of the road model, more energy-intensive, causes many economic problems; social and environmental impacts for Sao Paulo state. Namely, this causes higher consumption of fossil based fuels (Diesel), therefore causing higher rates of pollutants emissions. Using as basis the studies for the infrastructure implementation, from the Master Plan of the Secretary of Transportation of the State of São Paulo, this work's main

goal is to show the potential for fuel economy (Diesel) and therefore the reduction of CO₂ emissions that can be accomplished by an effective implementation of the road-rail intermodal model within of São Paulo.

Keywords: Rail-road Intermodality, São Paulo State, Consumption of Diesel, CO₂ Emission.

Introdução

Energia é essencial para a humanidade na busca de vida saudável e produtiva; ela é necessária à produção de alimentos, vestuário e de outros bens básicos, para edificações, residências, comércio, hospitais e saúde, educação e para o transporte de carga e pessoas (GOLDEMBERG, 2003; HALL, *et al.*, 2004; IPCC, 2007a; WHITMARSH & WIETSCHEL, 2008). Por outro lado, a produção de energia elétrica e de vapor predominantemente baseada em combustíveis fósseis, e o consumo direto dos combustíveis fósseis, têm como resultado a degradação do meio ambiente (destacando-se a poluição local do ar, a poluição regional através da chuva ácida e a poluição global com as emissões de gases de efeito estufa fomentando o aquecimento global) (GOLDEMBERG, 2003; SOKHI, 2008). A humanidade necessita de uma reestruturação radical de suas economias, já que o atual padrão energético mundial, que repousa em 87,3% sobre o uso de fontes fósseis de energia (IEA, 2009) é uma receita para se atingir uma catástrofe ambiental⁵⁶ de proporções globais se nele se persistir. Como o consumo global de energia possui uma forte motivação para continuar crescendo (IPCC, 2007a) em função da enorme desigualdade regional no seu uso⁵⁷, sua utilização em larga escala está claramente deixando uma pesada carga adicional para as gerações futuras.

Um dos agravantes do problema é que os modelos de desenvolvimento vigentes nas sociedades contemporâneas têm se mostrado agressores à natureza, na medida em que propõem os recursos naturais apenas como matéria-prima para o crescimento econômico, sem a preocupação fundamental de conhecer suas limitações e suas perspectivas de auto-sustentação. A utilização irrestrita destes recursos tem provocado discussões amplas, as quais abrangem o seu esgotamento, sua degradação e suas conseqüências à qualidade de vida. Todavia, partindo-se da premissa de desenvolvimento sustentável, o atendimento satisfatório da demanda por transportes, mesmo em um país em desenvolvimento, pode ser factível, desde que estejam contempladas, nas ações de planejamento global da sociedade, as importantes questões energéticas e ambientais (SIMÕES, 2003). Nesse contexto, cada vez mais importante são medidas que diminuem o consumo de combustíveis fósseis.

⁵⁶ A compreensão das influências antrópicas no aquecimento e esfriamento do clima aumentou no 4º *Assessment Report* do IPCC, promovendo uma confiança muito grande (acima de 90%) de que o efeito líquido global das atividades humanas, em média, desde 1750 foi de aquecimento, com um forçamento radiativo de +1,6 [-0,6 a +2,4] Wm⁻² (IPCC, 2007b).

⁵⁷ Cerca de um bilhão de pessoas nos países em desenvolvimento consomem apenas cerca de 4% da energia primária mundial, principalmente sob a forma de biomassa tradicional (lenha) para cocção e aquecimento (IPCC, 2007c).

O setor de transporte, além de ser o setor mais dependente de petróleo é o que possui o maior crescimento de consumo de derivados de petróleo, atualmente perfazendo cerca de 61,2% do consumo mundial (IEA, 2009). O setor de transporte também é responsável por cerca de 13,1% das emissões de gases de efeito estufa (GEE) (IPCC, 2007d). E, sendo o setor que possui o maior crescimento dentre todos os setores econômicos, principalmente nos países atualmente chamados emergentes – Brasil, Rússia, China e Índia – (IEA, 2008), o problema do aquecimento global tende a se agravar no longo prazo. A tendência é que essa participação continue crescendo nas próximas décadas, podendo alcançar cerca de 20% das emissões de GEE no ano de 2030 (IPCC, 2007a). Como o Brasil ainda não possui um sistema de transportes maduro, isto é, ainda se encontra em fase de expansão da infraestrutura de transporte, devido ao crescimento econômico, corre-se o risco de tornar a movimentação de passageiros e de carga ainda mais intensiva em energia e conseqüentemente mais poluidora.

Outro grande problema do setor de transportes brasileiro está nas altas concentrações de automóveis em determinadas regiões, causando congestionamentos de quilômetros de distância constantemente. No Estado de São Paulo, o problema que atualmente já é grave, tende a piorar no médio e longo prazo, muito devido ao crescimento econômico e aumento das taxas de motorização. A macrometrópole (Região Metropolitana de São Paulo e mais o espaço geoeconômico que a envolve, delimitado pelo quadrilátero Sorocaba, Campinas, São José dos Campos e Santos) ilustra bem essa concentração de veículos e os seus problemas (Figura 1, a seguir). Apenas por essa região, trafegam cerca de 50% do fluxo total de mercadorias do Estado de São Paulo (PDDT-Vivo, 2000), causando constantemente congestionamentos da ordem de quilômetros de distância, prejudicando a saúde e o bem estar da sua população e também a economia do Estado. Por outro lado, justamente pelo fato de haver ainda muito que expandir em termos de sistema de transporte, é que emerge a oportunidade para o Governo brasileiro e paulista (e para o setor privado) de realizar essa expansão de forma mais sustentável, aumentando, por exemplo, o uso de combustíveis alternativos (em especial, etanol e biodiesel).

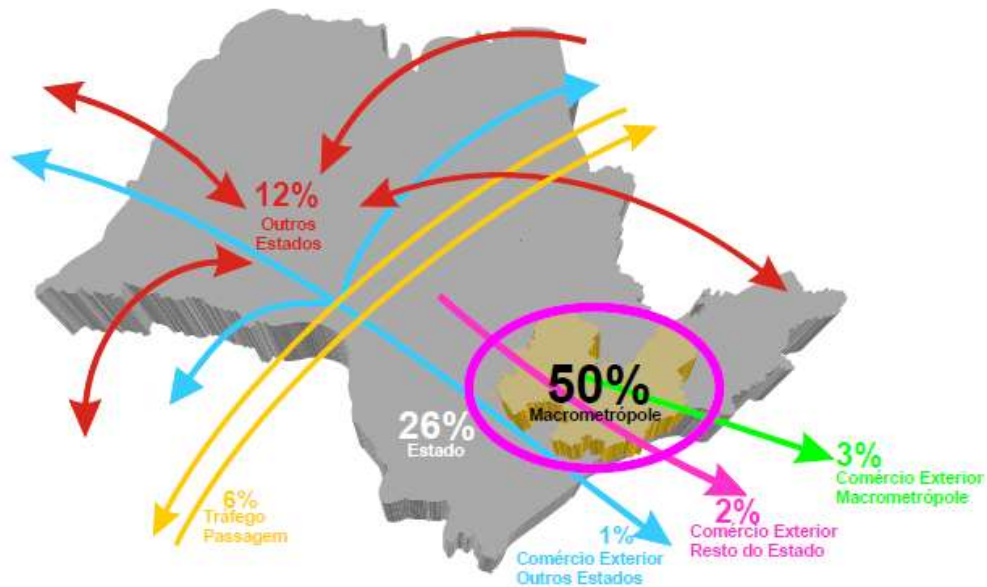


Figura 1: Fluxo de mercadorias no estado de São Paulo; em destaque a Macrometrópole

Fonte: PDDT-Vivo 2000.

O maior emprego de recursos energéticos renováveis na frota rodoviária brasileira somada a uma melhora na eficiência energética do modal, através de veículos com motores mais eficientes e materiais mais leves, auxiliaria na mitigação das emissões de GEE (WHITMARSH & WIETSCHER, 2008). Outra estratégia fundamentada na sustentabilidade do setor de transportes brasileiro seria combater a predominância do modal rodoviário na matriz de transporte brasileira, principalmente no caso do transporte de carga, responsável por cerca de 58% da carga transportada pelo país (PNLT, 2007). Nesse contexto, cabe ressaltar que a intermodalidade pode vir a desempenhar papel decisivo, seja na busca de um setor de transporte mais sustentável (WHITMARSH & WIETSCHER, 2008), seja pelo grande potencial de economia de energia e também de mitigação das emissões de GEE (BARTH & TADI, 2007), e também pelo retardamento do avanço de congestionamentos e/ou aliviar diretamente os já existentes (NCHRP, 2007). Portanto, a substituição parcial de transporte de carga via caminhões por transporte via vagões de trens, foco do presente trabalho, seria oportuna.

Tendo como base os estudos em implementação de obras de infra-estrutura do Plano Diretor da Secretária de Transportes do Estado de São Paulo (PDDT-Vivo 2000/2020), o principal objetivo do presente estudo Trabalho é mostrar o potencial em economia de combustível (óleo Diesel) e diminuição das emissões de CO₂ que uma implementação efetiva da intermodalidade rodo-ferroviária dentro do Estado de São Paulo. Para tanto, projetou-se a evolução, até o ano 2029, da demanda de transporte de cargas no referido estado brasileiro. Em tal projeção,

cotejou-se aumento da participação do modal ferroviário em detrimento do modal rodoviário na matriz de transporte de cargas paulista.

Convencionou-se, no presente estudo, que essa substituição da carga transportada do modal rodoviário para o modal ferroviário receberia a denominação de “Projeto Intermodal Paulista”.

Ações planejadas nos modais ferroviário e rodoviário

A melhoria e possível otimização do fluxo de carga geral – que de acordo com o PDDT-Vivo (2000), poderá atingir aproximadamente um bilhão de toneladas em 2020 – são questões fundamentais do plano estratégico de transportes de São Paulo. Não obstante, a cadeia logística da qual ela faz parte deve apresentar flexibilidade suficiente para poder, além do transporte propriamente dito, atender com eficiência operacional e econômica as necessidades de estocagem, agregação de valor e distribuição. O contêiner é a tecnologia por excelência do transporte de carga geral, permitindo que as transferências inter ou intramodais sejam feitas com prazos e custos menores. Essas razões determinam que o sistema intermodal mais indicado a ser implementado no Estado de São Paulo seja majoritariamente rodo-ferroviário.

Objetivando a mudança da matriz de transporte de cargas dentro do Estado de São Paulo, com o aumento da participação do modal ferroviário e conseqüente diminuição da participação do modal rodoviário, a Secretária de Transporte, por meio do PDDT-Vivo propôs uma série de melhorias na infraestrutura de transporte no Estado. Os principais projetos⁵⁸ (alternativas) envolvendo o modal rodoviário, propostos pelo PDDT-Vivo (2000), objetivando a continuidade futura do transporte de cargas no Estado de São Paulo são: (1) Implantação do Rodoanel Mário Covas, com 170 km de extensão, ligando 10 rodovias, circundando o núcleo urbano da RMSP (trecho Oeste concluído em outubro de 2002; trecho Sul em construção, com previsão de entrega para abril de 2010; trechos Leste e Norte ainda em estudo); (2) Início das obras complementares da pista descendente da rodovia dos imigrantes; (3) Duplicação e construção de novas rodovias; (4) Construção de terceiras faixas em trechos localizados; (5) Ampliação da malha de estradas vicinais; e (6) Recuperação do pavimento da malha existente.

Já em relação ao modal ferroviário, os principais projetos (alternativas) propostos pelo PDDT-Vivo, objetivando a mudança de matriz de transporte conforme apresentada anteriormente, são apresentados pela Figura 2, a seguir.

⁵⁸ Algumas já executadas, como a duplicação da Rodovia dos Imigrantes e prolongamento da Rodovia dos Bandeirantes.

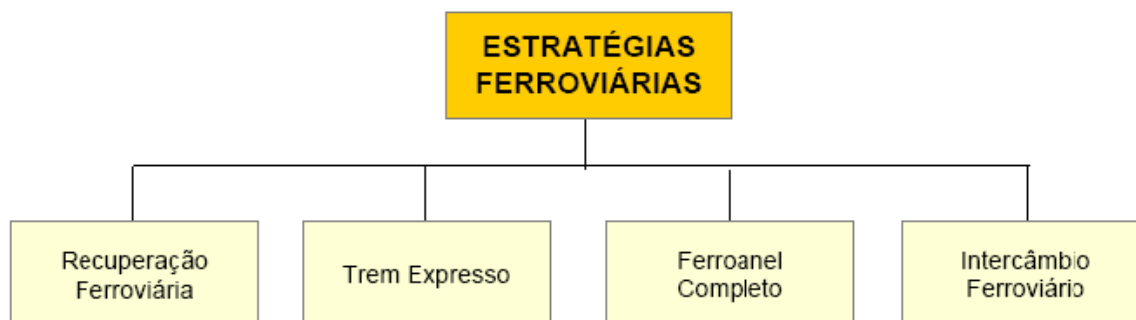


Figura 2: Organograma das estratégias ferroviárias previstas pelo PDDT-Vivo 2000/2020

Fonte: PDDT-Vivo, 2000.

A alternativa “recuperação ferroviária” visa atualizar o nível técnico e operacional da malha, aumentando os ganhos de produtividade decorrentes da operação em moldes privados. Os investimentos mínimos avaliados para que se cumpra essa proposta são de cerca de R\$ 1,2 bilhões (PDDT-Vivo, 2000).

Tais incrementos de produtividade estão associados à gestão privada das ferrovias, cujos benefícios não teriam, ainda, sido percebidos pelo mercado. Comparativamente, a recuperação pressupõe que o transporte ferroviário imprimirá maior confiabilidade nos serviços prestados, significando cumprimento de prazos contratados, maior segurança, minimização de acidentes e redução do índice de perdas.

A outra proposta apresentada pelo PDDT-Vivo de suma importância para o aumento da participação do modal ferroviário na matriz de transporte paulista é a construção dos tramos Norte e Sul do Ferroanel. A construção dos tramos Norte e Sul do Ferroanel tem papel essencial no arcabouço intermodal e facilitam a movimentação regional de cargas e urbana de passageiros.

O Tramo Sul interliga as linhas da FERROBAN (atualmente ALL) com as da MRS ao sul da RMSP, viabilizando tráfego mútuo entre as duas ferrovias, notadamente, para aqueles de passagem de Minas e Rio de Janeiro para a Região Sul e vice-versa. Estes fluxos têm se intensificado em função da maior demanda por produtos siderúrgicos – produzidos no Rio de Janeiro e Minas Gerais – e pelas indústrias automobilísticas instaladas no Paraná e Rio Grande do Sul. Além disso, o Tramo Sul viabiliza maior integração de acesso ao Porto de Santos de cargas provenientes do Vale do Paraíba e do leste da RMSP, através da conexão das linhas da MRS (bitola larga) com entroncamento da bitola estreita da Ferrobán em Evangelista de Souza. O Tramo Norte permite a movimentação de cargas, principalmente de contêineres, da região de Campinas para o Porto de Santos via cremalheira, além da transposição

de comboios entre o Interior do Estado e o Vale do Paraíba. Os investimentos previstos são da ordem de R\$ 925 milhões (PDDT-Vivo, 2000).

Já a proposta de intercâmbio operacional entre ferrovias corresponde à possibilidade de tráfego mútuo entre as ferrovias. Uma empresa ferroviária pode captar cargas em áreas servidas por outra, sendo esta remunerada pelo uso da via. Esta possibilidade operacional abre também espaço para estimular a competitividade na exploração de mercados, que de outra forma estariam restritos ao atendimento de uma única empresa.

E por fim, e não menos importante, a alternativa "trem expresso" de carga considera a possibilidade do uso de trens de carga com uma dada configuração física e operacional que capacita à ferrovia, em alguns eixos, a captar parcela do mercado de carga geral (fracionada), tradicionalmente movimentada pelo modo rodoviário. Nesse contexto, a Figura 3, a seguir, mostra a localização da implantação dos trens expressos no Estado de São Paulo e dos CLI's (Centro Logísticos Integrados).

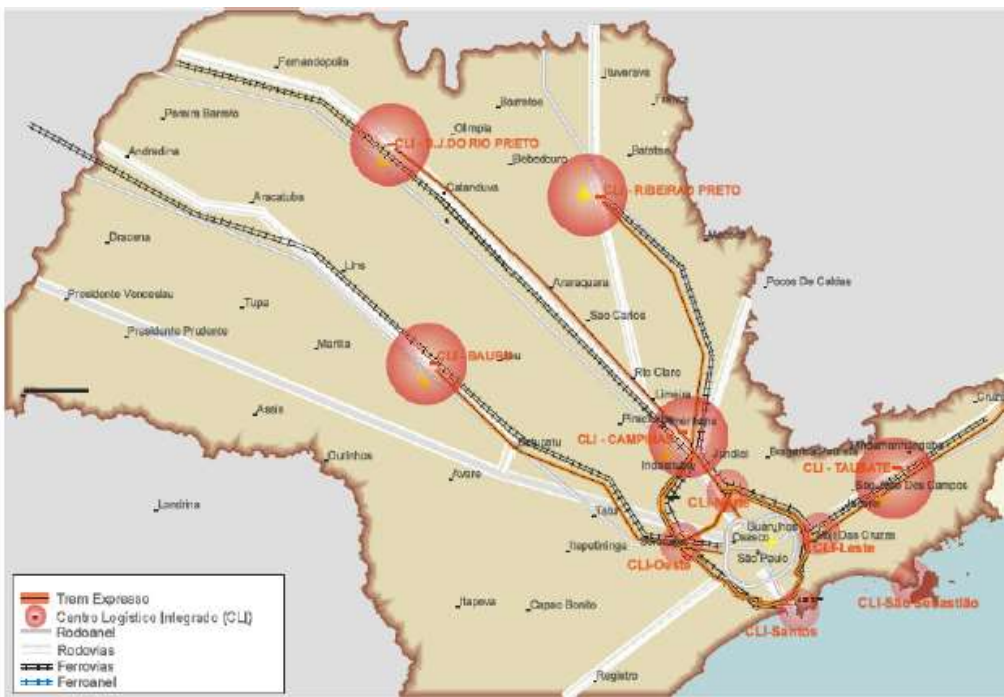


Figura 3: Mapa da localização dos trens expressos e dos CLI's previstos no PDDT-Vivo 2000/2020

Fonte: PDDT-Vivo 2000.

De acordo com o PDDT-Vivo (2000), para que a alternativa trem expresso consiga fazer com que uma parte considerável das cargas antes transportadas pelo modal rodoviário migre para o modal ferroviário é necessário uma série de condições físicas e operacionais, tais como: existência de grandes terminais intermodais para alimentar o sistema; modernos equipamentos de carga e descarga que garantam tempo reduzido de permanência dos comboios nos terminais; operação de trens com velocidades médias de 50 km/h (a velocidade média nas

ferrovias tradicionais é de 10 km/h e a dos caminhões é de 78 km/h em rodovia de pista dupla; funcionalidade do sistema garante confiabilidade dos prazos, segurança da carga; e custos ferroviários são similares aos rodoviários para distâncias médias em torno de 150-200 km. Os investimentos previstos na alternativa trem expresso, incluindo as CLI's são da ordem de R\$ 1,575 bilhões (PDDT-Vivo, 2000).

Apresenta-se, a seguir, uma estimativa do potencial de redução tanto no consumo de óleo Diesel, quanto nas emissões de CO₂ que uma modificação na matriz de transporte de cargas no Estado de SP nos moldes previstos pelo PDDT-Vivo 2000/2020 pode gerar no período 2009 a 2029.

Projeções do consumo de óleo Diesel e das emissões de CO₂

As projeções do PDDT-Vivo 2000/2020 prevêem crescimento da economia paulista. Entretanto, esse crescimento depende da oferta de um adequado serviço de transporte, tanto para a movimentação eficiente de bens e pessoas, como para a produção de novos serviços e facilidades públicas. Sem investimentos em obras de infraestrutura, principalmente na ampliação da disponibilidade de infraestrutura do modal ferroviário, como citadas anteriormente, o crescimento econômico do Estado de SP e por consequência do Brasil ficará seriamente comprometido.

De acordo com o PDDT-Vivo (2000), já em 2020 as projeções indicam que a população do Estado crescerá 20%, elevando-se a 43 milhões de pessoas. A indústria, agroindústria e a infraestrutura de transportes contribuirão através de suas relações comerciais com cerca de US\$ 400 bilhões no Produto Nacional Bruto Anual. A renda per capita do Estado de São Paulo, em 2020, estará entre US\$ 9.000 e US\$ 13.000, contra uma média nacional que deverá situar-se entre US\$ 5.900 e US\$ 8.300.

O consumo de mercadorias, a produção e o volume de bens movimentados crescerão mais de 70%. Enquanto o montante de mercadorias manufaturadas deverá aumentar, o setor fabril deverá declinar sua participação percentual na economia. Em relação à atual situação, reduzir-se-á a dimensão média dos produtos manufaturados e crescerá o valor das cargas por unidade de peso. Essa tendência deverá estimular uma mudança na maneira como as mercadorias são movimentadas (PDDT-Vivo, 2000).

A partir dessas tendências, a Secretária de Transportes do Estado de SP, através do PDDT-Vivo 2000/2020 construiu um cenário futuro baseado em taxas de crescimento que encontram referências no desempenho histórico da economia brasileira. Com isso, estimou as demandas futuras de transportes dentro do Estado de São Paulo, por

modal, em valores absolutos (TKU) e por participação (%). O PDDT-Vivo (2000) estimou que a demanda de transporte de carga crescerá cerca de 3,3% ao ano (no total de toneladas transportadas), taxa essa, um pouco inferior à de aumento médio do PIB estadual. Este desempenho pode ser explicado pela tendência de especialização da economia estadual paulista na produção de serviços e bens de maior valor agregado. Em relação à produção de transportes do Estado de SP, o crescimento é de cerca de 3,9% ao ano (no total de carga transportada em TKU), valor que foi utilizado nas projeções inerentes ao presente trabalho.

Parte substancial do aumento da demanda de transporte de carga geral está associada aos fluxos de comércio exterior. O incremento da carga geral a taxas superiores à média reflete o perfil de expansão da economia paulista, com crescimento das atividades nos setores de maior conteúdo tecnológico. O crescimento estimado de carga associado ao setor industrial (carga geral, contêiner, papel e celulose) responderá por cerca de 78% da demanda futura de transporte. Este perfil de crescimento tem impacto relevante nos tipos de acondicionamento, transbordo e transporte, com reflexos no sistema logístico: estímulo ao uso de contêineres e automação nos transbordos.

As projeções do consumo de combustível por modal realizada no presente estudo têm como base as projeções da produção de transporte do PDDT-Vivo para o período compreendido entre 2000 e 2020, com algumas diferenças, a saber:

- O ano base utilizado nesse Trabalho é 2006 e não 2000, pois é o ano mais recente em que a DERSA⁵⁹ calculou a matriz de transporte de cargas do Estado de São Paulo.
- Em relação aos investimentos em infraestrutura previstos pelo PDDT-Vivo em 2000 (principalmente em relação ao ferroanel e os trens expressos) muito pouco havia sido realizado até o final do ano de 2008. Portanto, nas projeções da demanda de carga realizada nesse Trabalho, foi pressuposto que mudando as projeções da participação dos modais ferroviário e rodoviário da matriz de transporte paulista do ano 2009 para 2029, em vez de 2000 para 2020, como previa o PDDT-Vivo não acarreta maiores erros. Já que o tempo total estimado pela Secretária de Transportes do Estado de São Paulo permaneceu praticamente o mesmo (eram 20 anos e passou para 21 anos). O período de 21 anos (2009 a 2029) foi escolhido por se enquadrar nos períodos de validação de créditos de carbono normatizados pelo Conselho Executivo da CQNUMC (Convenção Quadro das Nações Unidas Sobre Mudanças Climáticas) – períodos de 7 anos.

⁵⁹ Desenvolvimento Rodoviário S.A: é uma sociedade de economia mista brasileira, controlada pelo Governo do Estado de São Paulo, cujo objetivo é construir, operar, manter e administrar rodovias e terminais intermodais, algumas delas através de remuneração através de praças de pedágio.

- No período 2000 - 2020, de acordo com o PDDT-Vivo, a produção de transporte deverá crescer a uma taxa de aproximadamente 3,9% ao ano no Estado de São Paulo. Essa mesma taxa de crescimento foi mantida até 2029, sendo iniciada em 2006.
- No ano 2029, no Cenário BAU (*business as usual*) as participações dos modais ferroviário e rodoviário serão iguais às do ano 2006 (88,6% em TKU para o modal rodoviário e 9,5% em TKU para o modal ferroviário). Já no Cenário Alternativo, no ano 2029, as participações dos modais ferroviário e rodoviário serão as mesmas da projeção almejada pelo PDDT-Vivo para o ano 2020.
- O acréscimo da participação do modal ferroviário é realizado a uma taxa constante (9,46% ao ano), a fim de que a participação do mesmo atinja a participação de 31,3% na matriz de transporte de carga de SP até o ano de 2029. O decréscimo da participação do modal rodoviário para que o mesmo atinja 65,4% de participação na matriz de transporte de carga de SP também para o ano de 2029 foi calculado ano a ano pela diferença do crescimento da produção de transporte no Cenário BAU menos o incremento da participação do modal ferroviário no Cenário Alternativo. O início da mudança é o ano de 2009.

A Tabela 1, a seguir, mostra a demanda de transporte de cargas no Estado de SP no ano 2006, de acordo com dados fornecidos pela DERSA. Mostra também a demanda projetada para dois cenários futuros: BAU (sem mudanças das participações dos modais rodoviário e ferroviário em relação ao ano de 2006) e Alternativo (com mudanças das participações dos modais rodoviário e ferroviário), implementado de acordo com as premissas explicitadas anteriormente.

Tabela 1: Matriz de transporte de carga do Estado de São Paulo: consolidada (2006) e projetada (2029), de acordo com as premissas explicitadas anteriormente

MODAL	ANO 2006		ANO 2029 BAU		ANO 2029 ALTERNATIVO	
	10 ⁹ TKU	%	10 ⁹ TKU	%	10 ⁹ TKU	%
Rodoviário	122,6	88,6	296,9	88,6	219,1	65,4
Ferroviário	13,1	9,5	31,8	9,5	104,9	31,3
Hidroviário	0,8	0,5	-	-	-	-
Dutoviário	1,4	1,0	-	-	-	-
Cabotagem	-	-	-	-	-	-
Aeroviário	0,5	0,4	-	-	-	-
Total	138,4	100	335,1	-	335,1	100

Fonte: Elaboração própria com base em DERSA, 2008.

Conforme se observa na Tabela 1, o total de cargas transportada no ano 2006 é de 122,6x10⁹ TKU para o modal rodoviário e de 13,1x10⁹ TKU para o modal ferroviário. De acordo com as projeções do PDDT-Vivo, espera-se que em 2020, o modal rodoviário aumente o volume de cargas transportadas para 164,1x10⁹ TKU e o modal ferroviário aumente para 78,2x10⁹ TKU (PDDT-Vivo, 2000). Projeção essa difícil de se concretizar, pois como já foi comentado, pouco se fez em relação à infraestrutura dentro do Estado de SP para que tal mudança ocorra. Por esse motivo, nas projeções realizadas nesse Trabalho, o ano de 2029 foi escolhido. Nesse contexto, cabe mencionar que considerou-se tal ano mais plausível para as mudanças de participações da matriz de transporte de cargas prevista no PDDT-Vivo se concretizem.

Utilizando a mesma taxa de crescimento previsto pelo PDDT-Vivo para o período 2000/2020, apenas mudando o período para 2007/2029, projeta-se que no ano 2029 o total de cargas transportadas no Estado de SP aumente para 335,1x10⁹ TKU, com dois possíveis cenários: (a) o BAU, com o modal rodoviário contribuindo com 296,9x10⁹ TKU de carga transportada e o modal ferroviário com apenas 31,8x10⁹ TKU; e (b) o Alternativo, no qual o modal rodoviário contribui com 219,1x10⁹ TKU e o modal ferroviário com 104,9x10⁹ TKU.

A diferença na produção de transporte entre os dois cenários analisados nesse estudo é de cerca de 26% menor no cenário Alternativo, em relação ao BAU, para o modal rodoviário e de cerca de 230% superior no cenário Alternativo, também em relação ao BAU, para o modal ferroviário. Em termos percentuais de participação na matriz de transporte de carga, a participação ferroviária deverá aumentar de 9,5% em 2006 para 31,3% em 2029. Já a participação rodoviária deverá diminuir de 88,6% para 65,4% no mesmo período.

Após o cálculo ano a ano da produção de transportes do Estado de SP em TKU, calculou-se o consumo de Diesel de cada modal, ano a ano e por período, através dos valores de consumo médio dos modais rodoviário e ferroviário: 18,5 litros de Diesel por 1.000 TKU e 6,3 litros de Diesel por 1.000 TKU, respectivamente (PDDT-Vivo, 2000). A etapa

seguinte foi o cálculo das emissões de dióxido de carbono pela combustão de óleo Diesel dos modais rodoviário e ferroviário, utilizando para isso a metodologia *top down* do IPCC. Por fim, foi realizado um estudo financeiro potencial das possíveis receitas com a venda dos créditos de carbono (CER's).

Nos cálculos do consumo de combustível (Diesel) para a construção da linha do projeto e da linha de base⁶⁰ foi tratada somente a energia usada diretamente pelos diferentes modos de transporte, não levando em conta a energia utilizada, por exemplo, para a construção e manutenção da infraestrutura de transportes como as estradas, ferrovias, pontes, estações, etc. ou a energia gasta para extração e processamento dos combustíveis ou ainda para a fabricação dos diferentes veículos.

Nas projeções desse Trabalho também não foram considerados possíveis ganhos em eficiência energética dos caminhões e trens ao longo dos anos analisados e nem a introdução do biodiesel, pois esse tratamento tornaria as projeções por demais complexas e incertas. Foi considerado que todo o aumento da participação ferroviária será realizado com trens a Diesel.

5.4.1. Resultados e discussões

O crescimento da produção de transporte dos modais rodoviário e ferroviário, conforme as premissas adotadas no presente trabalho, é de 3,92% ao ano (de 2007 a 2029) para o cenário BAU, para ambos os modais. Já para o Cenário Alternativo, o modal ferroviário cresce 9,46% ao ano (de 2007 a 2029) e o modal rodoviário cresce de forma a suprir a demanda de transporte de carga objetivando manter a soma de crescimento dos dois modais em 3,92% ao ano (também de 2007 a 2029), crescimento da demanda por transporte esse igual ao do Cenário BAU. A Figura 4, a seguir, mostra as projeções de crescimento dos modais rodoviário e ferroviário, em bilhões de TKU.

⁶⁰ Linha do projeto é o total de Diesel consumido no período 2009 a 2029 mantendo a matriz de transporte com os mesmos percentuais de 2006. Linha de base é o total de Diesel consumido no período 2009 a 2029 com a mudança gradual das participações dos modais rodoviário e ferroviário até que os mesmos atinjam 65,4% e 31,2% respectivamente no ano 2029.

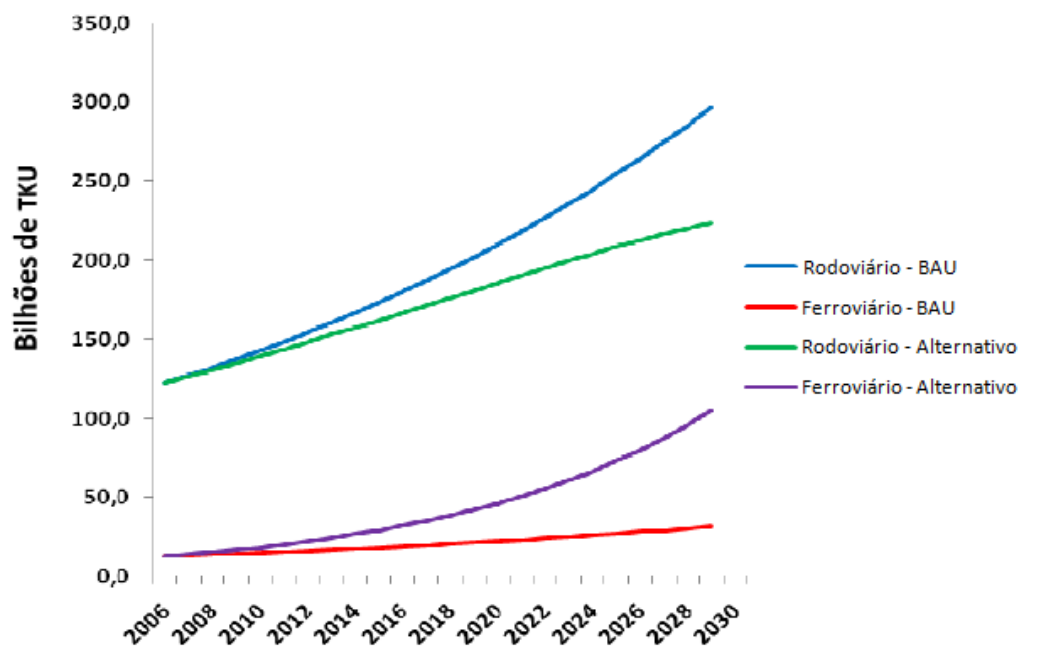


Figura 4: Projeções de crescimento da carga transportada no estado de São Paulo, em TKU, pelos modais rodoviário e ferroviário para os Cenários BAU e Alternativo

Fonte: Elaboração própria.

Essa taxa de crescimento maior, no período analisado, do modal ferroviário em relação ao modal rodoviário no Cenário Alternativo, proporciona a diminuição da diferença de participação da matriz de transporte de cargas do Estado de SP de 79,1% (88,6 menos 9,5) para 34,1% (65,4 menos 31,3) para o ano de 2029, tornando assim a matriz de transporte de cargas paulista menos desbalanceada no futuro. Através da análise da Figura 4, nota-se que a diferença (*gap*) entre a quantidade de carga transportada pelos modais rodoviário e ferroviário, no ano de 2029, no Cenário Alternativo (diferença entre as linhas verde e lilás) é significativamente menor que o *gap* no Cenário BAU (diferença entre as linhas azul e vermelha).

No período analisado (2009 a 2029), o consumo total de óleo Diesel do modal ferroviário é muito inferior ao consumo do modal rodoviário nos 2 Cenários analisados, cerca de 3,51% no cenário BAU, e cerca de 8,46% no cenário Alternativo. Mesmo no ano 2029, no Cenário Alternativo, em que a participação do modal ferroviário é de cerca de metade da participação do modal rodoviário na matriz de transporte de cargas do Estado de SP (31,3% contra 65,4%), o consumo de Diesel do modal ferroviário continua muito inferior do que o consumo de Diesel do modal rodoviário, cerca de 6 vezes menor (0,66 milhões de m³ de Diesel contra 4,14 milhões de m³ de Diesel).

A mudança da matriz de transporte no Estado de SP, como proposto no presente estudo, traz uma economia acumulada de Diesel⁶¹ no período analisado de aproximadamente 8,24%. A diferença entre o consumo de combustível dos dois cenários analisados pode parecer pequena. No entanto, em virtude da grande demanda do setor de transporte de carga do Estado de São Paulo, essa economia de óleo Diesel é substancial – cerca de 6,89 milhões de m³. A partir do ano 2029, a economia de óleo Diesel pode chegar a aproximadamente 15,6% ao ano, em comparação com a permanência da matriz de transporte nos moldes atuais. Em números absolutos, a economia de Diesel apenas no ano de 2029 seria de 891 mil m³ de Diesel. Na verdade, os ganhos seriam ainda maiores, pois nos cálculos foi considerado o consumo médio de Diesel dos dois modais, em valores do ano 2000. Ao ocorrer à expansão do setor ferroviário, os novos trens, serão mais modernos e conseqüentemente menos energo-intensivos. O mesmo raciocínio vale para os caminhões, embora a substituição da frota de caminhões ocorra de forma muito mais lenta.

Em relação às emissões evitadas de dióxido de carbono, as quantidades são consideráveis. No período compreendido entre 2009 a 2029, as emissões totais evitadas pela mudança da matriz de transporte de cargas paulista, seriam cerca de 8,24% menor no cenário Alternativo em relação ao cenário BAU. A Figura 5, a seguir, mostra a projeção das emissões de CO₂ para os cenários BAU (linha de base) e Alternativo (projeto).

A área compreendida entre as linhas vermelha e verde da Figura 5, representa a adicionalidade, isto é, quanto de emissões o projeto evitou em relação à linha de base. Pode-se observar na Figura 5, que a diferença entre as emissões de CO₂ no cenário BAU e Alternativo se acentua após o ano 2021. Isso faz com que, assim como no caso da economia no consumo de Diesel, as emissões evitadas também sejam muito superiores no terceiro período de validação dos créditos (2022 a 2029).

⁶¹ Como o óleo Diesel no Brasil é o combustível usado pelos caminhões (principal modal da matriz de transporte de cargas brasileiro), uma diminuição do consumo de Diesel tende a “segurar” a inflação.

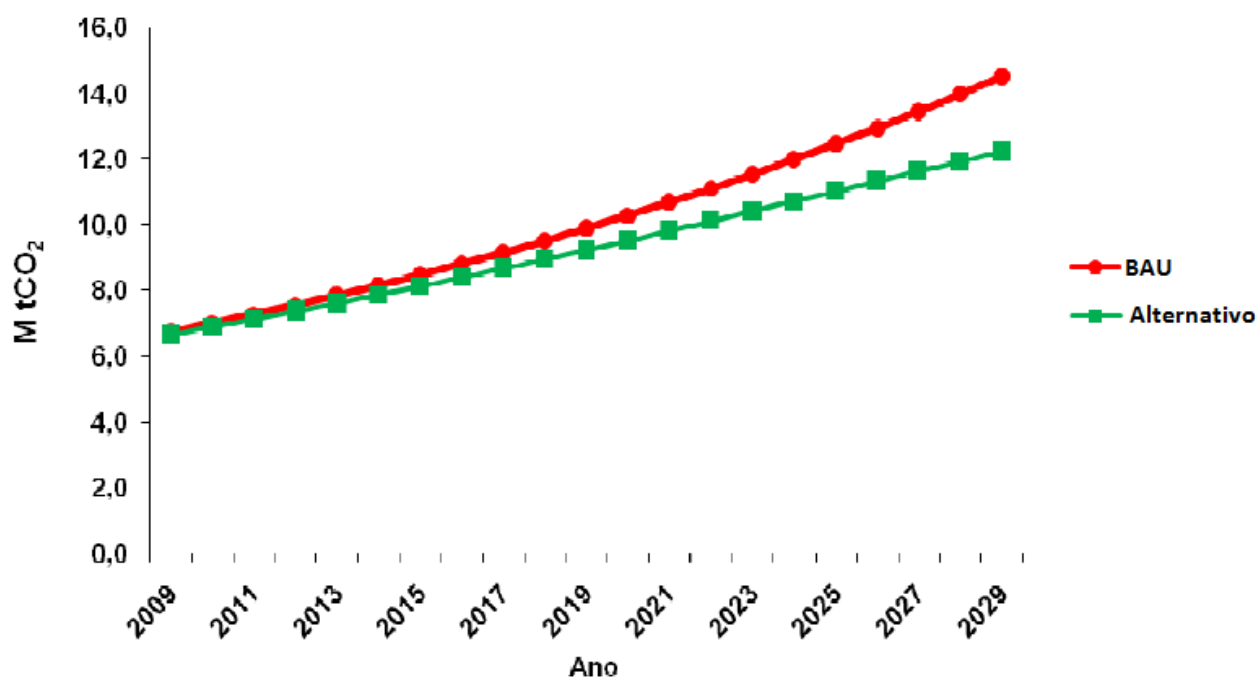


Figura 5: Evolução das emissões de CO₂ para os cenários BAU e Alternativo – 2009 a 2029

Fonte: Elaboração própria.

Cerca de 17,59 milhões de tCO₂ podem ser evitadas com a mudança gradual da matriz de transporte de carga paulista, conforme as diretrizes propostas nesse trabalho. Há de se salientar que quanto mais rápido tal mudança ocorrer, isto é, quanto mais rapidamente a matriz de transporte de carga paulista se tornar menos centrada no modal rodoviário (o mais energético dos modais terrestres), menores serão as emissões evitadas de CO₂ para qualquer período de análise.

Como cada tCO₂ evitada corresponde a um CER, o montante de créditos de carbono que tal projeto pode potencialmente gerar se aprovado pelo EB da UNFCCC, é também considerável, podendo trazer recursos financeiros significativos para o mesmo. Em comparação ao único projeto diretamente ligado ao setor de transporte, envolvendo intermodalidade, aprovado pela EB até dezembro de 2009, apenas no ano de 2009 (primeiro ano do projeto e que gera menos CER's), o Projeto Intermodal possui cerca de 3,5 vezes mais potencial de geração de CER's do que total estimado da fase I (7 anos) do *Project 0672 – Bus Rapid Transit, Project 0672: BRT, Bogotá, Colômbia* (UNFCCC, 2010).

De acordo com o potencial de redução das emissões de CO₂ calculado, foi realizada uma estimativa do potencial financeiro que o projeto de mudança da matriz de transporte de cargas proposto nesse trabalho pode proporcionar com a venda dos CER's. É importante ressaltar que os CER's são emitidos apenas após as reduções das emissões

serem efetivamente verificadas (*ex-post*), e, portanto, não dependem de projeções feitas preliminarmente (FIGUERES & BOSI, 2007). A quantidade de recursos financeiros que um projeto que modifica a matriz de transporte no Estado de São Paulo pode alavancar é considerável. Considerando a preço do crédito de carbono no período de fechamento desse Trabalho (dezembro de 2009) – ou seja, de (12 euros) – a potencial receita com a venda dos CER's atinge (211,08 milhões de Euros⁶² = 578,36 milhões de reais).

Comparando os valores potenciais das vendas dos CER's (12,00 euros) de cerca de R\$ 0,578 bilhão, com os investimentos previstos pela Secretária de Transportes do Estado de São Paulo no modal ferroviário e construção das CLÍ's de cerca de R\$ 5,5745 bilhões⁶³, chega-se a conclusão de que os créditos de carbono possuem força para viabilizar cerca de 10,37% dos investimentos previstos em obras de infraestrutura, constituindo-se, portanto, em não desprezível fonte de receita. Há de se ressaltar que se o Projeto Intermodal Paulista se enquadrar como um MDL Programático, o prazo para obtenção de créditos de carbono aumenta para 28 anos, tendo um quarto período para obtenção de créditos (mais 7 anos), podendo, portanto, aumentar substancialmente tanto os valores de óleo Diesel economizado, como de emissões de CO₂ evitadas e conseqüentemente de receita gerada com a venda das RCE's.

Apesar da maioria dos créditos de carbono do Projeto Intermodal Paulista ser adquirido após 2012, o uso do valor atual dos CER's é válido. Provavelmente os compromissos dos países industrializados Pós-Quito⁶⁴ serão maiores que os atuais (5,2% de diminuição das emissões de CO₂ em relação às emissões de 1990), mesmo a despeito tímidas conquistas alcançadas na COP-15 (Copenhague)⁶⁵. Portanto o mercado de créditos de carbono tende ainda a sofrer uma alta, com os créditos podendo chegar a mais de US\$ 30, segundo estimativas da União Européia.

Conclusões

⁶² Euro a 2,74 R\$. Cotação do dia 10 de dezembro de 2009.

⁶³ Há de se ressaltar que esse valor foi calculado em 2000, estando, portanto defasado para final de 2009, período que foi realizada os cálculos.

⁶⁴ Cabe ressaltar que as metas do primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto, que começaram a vigorar em janeiro de 2008, terminam apenas em 2012 (ano que os países do Anexo 1 terão que demonstrar o cumprimento das suas metas).

⁶⁵ A 15ª Conferência sobre Mudança Climática, ocorrida em Copenhague, no final do ano de 2009 não conseguiu unificar os objetivos ambientais aos econômicos entre os países desenvolvidos e em desenvolvimento, também não conseguiu gerar um documento legal de compromisso entre as nações, e ainda sobrecarregou as expectativas sobre a COP-16, que será sediada em 2010, no México. Do ponto de vista de ações práticas e imediatas para enfrentar a urgência dos problemas climáticos do planeta, a COP 15 ficou muito aquém do esperado.

Observou-ser relevante o potencial que projetos envolvendo mudança de participação da matriz de transporte de cargas de modais mais energo-intensivos (rodoviário) por modais menos energo-intensivos (ferroviário) possui na questão da economia de combustível (no caso, o óleo Diesel) e das mitigações das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa, principalmente o CO₂.

Ao longo de 21 anos (ou seja, de 2009 a 2029), de acordo com as cenarizações inerentes ao presente estudo, a economia de Diesel pode chegar a mais de 6,88 bilhões de litros. Essa economia possui potencial para mitigar cerca de 17,59 milhões de toneladas de dióxido de carbono no mesmo período. Se tal projeto fosse aprovado como MDL, as receitas com as vendas dos CER's poderiam chegar a mais de 211 milhões de Euros, considerando o preço do crédito de carbono na data de fechamento desse Trabalho, valor esse próximo a 10% dos investimentos previstos pelo Plano Diretor da Secretária de Transportes do Estado de São Paulo em infraestrutura no modal ferroviário e nos Centros Logísticos Integrados. Obras essas fundamentais para que a matriz de transporte de cargas de São Paulo se torne menos desbalanceada para o lado do modal rodoviário e para mitigação do crônico problema de congestionamento na cidade de São Paulo.

Referências Bibliográficas

BARTH, M., J., TADI, R., R. **Emissions Comparison Between Truck and Rail**: Case Study of California, 2007. I-40. Transportation Research Record: Journal of the Transportation Research Board. Volume 1520 / 1996. January 18, 2007.

DERSA. Desenvolvimento Rodoviário SA. **Matriz de Transporte de Carga do Estado de São Paulo, ano base – 2006** [mensagem pessoal], 2008. Mensagem recebida por galbieri@fem.unicamp.br em 24/11/ 2008.

FIGUERES, C., BOSI, M.. **Let There be Light in the CDM**, 2007. Achieving Greenhouse Gas Emission Reductions In Developing Countries Through Energy Efficient Lighting Projects In The Clean Development Mechanism. Written by the same authors and published by World Bank's Carbon Finance Unit in November, 2007. Disponível em www.carbonfinance.org

GOLDEMBERG, J; VILLANUEVA, L. D. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**, 2003. Edusp. São Paulo.

HALL, C., P. THARAKAN, J. HALLOCK, C. CLEVELAND, J. JEFFERSON. **Hydrocarbons and the Evolution of Human Culture**, 2004. November, Nature, 426, pp. 318-322, Acesso em 05/06/07. Disponível em: www.nature.com/nature

IEA. International Energy Agency. **Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency**, 2008. Energy Indicators. Key Insights from IEA Indicator Analysis, In Support the G8 Plan of Action.

IEA. International Energy Agency. **Key World Energy Statistics**, 2009. Acesso em 12/01/2010. Disponível em http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1199

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Fourth Assessment Report: Climate Change**, 2007a. Working Group III, Report Mitigation of Climate Change, Chapter 5: Transport and its infrastructure.

IPCC. Painel Intergovernamental das Mudanças Climáticas. **Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima**, 2007b. Mudança do Clima 2007: Sumário para os Formuladores de Políticas.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Fourth Assessment Report: Climate Change**, 2007c. Working Group III, Report Mitigation of Climate Change, Chapter 4: Energy Supply.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Fourth Assessment Report – Climate Change**, 2007d: the Synthesis Report. Acesso em: 12/06/2008. Disponível em: <http://www.ipcc.ch>. Acesso em: 12/06/2008.

NCHRP. National Cooperative Highway Research Program. **Rail Freight Solutions to Roadway Congestion**, 2007. Final Report and Guidebook, Report 586. Transportation Research Board, p. G-8.

PDDT-Vivo. Governo do Estado de São Paulo. PDDT-Vivo 2000/2020: **Relatório Executivo**, 2000. Secretaria dos Transportes de São Paulo/Dersa.

PNLT. Plano Nacional de Logística e Transportes. **Relatório Executivo**, 2007. Ministério dos Transportes & Ministério da Defesa, Governo Federal.

SIMÕES, ANDRÉ FELIPE. **O Transporte Aéreo Brasileiro no Contexto de Mudanças Climáticas Globais: Emissões de CO₂ e Alternativas de Mitigação**, 2003. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Tese (Doutorado).

SOKHI, R. (Ed.). **World Atlas of Atmospheric Pollution**, 2008. Anthem Press, London, UK.

UNFCCC. United Nations Framework Convention on Climate Change. **Project Search**, 2010. Acesso 12, janeiro, 2010.
Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html>

WHITMARSH, L, WIETSCHEL, M. **Sustainable Transport Visions: What Role for Hydrogen and Fuel Cell Vehicle Technologies?**, 2008. Energy & Environment. Vol. 19, Nº. 2.

EVOLUTION OF THE CLIMATE CHANGE REGULATION: ENERGY EFFICIENCY PERSPECTIVES IN THE DEVELOPING COUNTRIES

Viviane Romeiro

Instituto de Eletrotécnica e Energia – IEE/USP, Telefone: 5511-81195999, viviromeiro@usp.br

Virginia Parente

Instituto de Eletrotécnica e Energia – IEE/USP

André Felipe Simões

Escola de Artes, Ciências e Humanidades – EACH/USP

Resumo

O uso racional da energia, associada com a melhoria do desenvolvimento econômico, representa um dos principais desafios no contexto do planejamento energético. Embora o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL tenha alcançado um relativo sucesso em reduzir a emissão de Gases de Efeito Estufa -GEE, a eficiência energética não tem sido considerada ainda como uma medida estratégica para investimentos significativos. Este trabalho assume que a inclusão de mecanismos programáticos e ferramentas de uma regulação mais abrangente poderia representar um potencial para maximizar o MDL em áreas com baixa participação, como transporte e eficiência energética. Além disso, a nova abordagem das Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas (NAMA's), surge como uma opção promissora para o financiamento internacional que poderia ser combinado com outros mecanismos. Desta forma, o objetivo deste trabalho é analisar como a evolução da regulamentação das mudanças climáticas proposta pela Convenção Quadro das Nações Unidas para Mudança do Clima – CQNUMC está contribuindo para fortalecer as ações de eficiência energética nos países em desenvolvimento.

Palavras-chaves: eficiência energética; regulação em mudanças do clima; Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Abstract

The rational use of energy, associated with economic development improvement, represents one of the most challenges in the energy planning context. Although the Clean Development Mechanism - CDM has got a relative success by reducing Greenhouse Gases Emissions- GGE, energy efficiency has not been considered yet as a strategic measure for significant investments. This work assumes that an inclusion of programmatic mechanisms and a more comprehensive regulation tools could represent a potential to maximize the CDM in areas with low participation, such as transport and energy efficiency. Also, the new approach by the Nationally Appropriate Mitigation Actions (NAMA's) emerges as a promising option for international funding that could be combined with other mechanisms. In this way, the aim of this paper is to analyze how the evolution of climate change regulation proposed by the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) is contributing to enhance energy efficiency actions in developing countries.

Key Words: Energy efficiency; climate change regulation; Clean Development Mechanism

1. INTRODUÇÃO

Desde que as mudanças climáticas emergiram como uma problemática de ordem global, questões políticas e regulatórias têm sido extensivamente discutida no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas em Mudanças Climáticas-CQNUMC (ou *United Nations Framework Convention on Climate Change* - UNFCCC) de maneira a estimular um maior compromisso econômico-ambiental entre os países. A atual estrutura de produção, distribuição e consumo vigentes no sistema capitalista tem suscitado a importância de novos modelos mais sustentáveis. Numa perspectiva histórico evolutivo, a atual pertença vinculativa da incidência das ações antrópicas ao problema das mudanças climáticas permanece com certa “exclusividade” e, por consequência, sobre a proteção jurídica ambiental (VARELLA, 2005).

No contexto do uso eficiente de energia, além de discutir suas vantagens e benefícios, importa mencionar sua crescente significância no contexto de mitigação dos Gases de Efeito Estufa – GEE. A eficiência energética tem sido cada vez mais representativa como medida passível de ser utilizada para reduzir a emissão de tais gases na atmosfera ao possibilitar a redução da quantidade de combustíveis fósseis bem como a quantidade de dióxido de carbono liberado (CGEE, 2008).

Em maio de 2007, o Painel Intergovernamental em Mudanças do Clima ou *Intergovernmental Panel on Climate Change*-IPCC divulgou seus dados reforçando a insustentabilidade do modelo de desenvolvimento atual, principalmente no que concerne à dimensão sócio-ambiental. O relatório explicita o aprimoramento da eficiência energética como um dos elementos-chave para combater as mudanças climáticas. Para tanto, ressalta o expressivo potencial de redução das emissões por setor que pode ser obtido até 2030.

Em termos de economia de energia e mitigação de baixo custo, a eficiência energética de uso final em construção e de uso final em serviço industrial, juntamente à agricultura, representam os mais amplos potenciais para emissão de reduções nos países em desenvolvimento, conforme a Fig. 1:

Figura 1

O cenário apresentado poderia ser justificado em razão de que a eficiência energética em tais setores está diretamente relacionada com o estilo de vida de uma sociedade e do desenvolvimento econômico de um país (CHENG *et al*, 2009).

De acordo com *World Energy Outlook* (2008) da Agência Internacional de Energia (ou *International Energy Agency* - IEA), além de contribuir para a segurança energética, pode ser considerada como uma das formas mais acessíveis/eficazes em termos de custo/oportunidade para reduzir o crescimento da demanda de energia e consequentemente as emissões de GEE em curto prazo. Para esta análise, a Agência Internacional de Energia apresenta um cenário acerca dos Custos Totais Marginais (*ACT Map*), conforme visualizado na Fig. 2:

Figura 2

A projeção acima demonstra como as emissões globais de Dióxido de Carbono- CO₂ poderiam ser reduzidas aos níveis atuais em 2050.

Ainda de acordo com IPCC (2007), uma concentração segura de CO₂ na atmosfera para evitar tal cenário seria de 450ppmv (partes por milhão de volume). Neste contexto, a Fig. 3 mostra as fontes de CO₂ evitadas no cenário *Blue Map*⁶⁶ (elaborado no contexto da IEA (2008) comparadas ao cenário base (*baseline*) para 2050.

Figura 3

A curva superior, como cenário de referência, indica a provável taxa de emissão de 62 giga toneladas (Gt) na ausência de ações e esforços em 2050: a curva inferior, 'mapa azul' representa um cenário mais conservador de 14Gt (IEA, 2008). Em ambos cenários, o aprimoramento da eficiência energética, transporte, indústria e geração de energia apresentam o custo-benefício no contexto de redução de emissões.

A redução do desperdício concomitante ao uso eficiente da energia encerra várias forças motrizes, dentre as quais destacam-se (SANTOS, 2008):

- Economia de recursos;
- Aumento de competitividade dos produtos e serviços; □ Proteção e melhoria do meio ambiente.

Jannuzzi (2009) ressalta três fatores essenciais para o aprimoramento da eficiência energética:

- Qualidade da energia: garantir um energético adequado para consumo;
- Qualidade dos equipamentos: investimento em desenvolvimento de tecnologias para incorporar inovações que induzam a redução o consumo e elevem o desempenho energético;
- Atuação do consumidor: melhor compreensão e consciência na escolha e uso dos equipamentos.

Dessa maneira, intenta-se aprimorar o serviço, aumentando a qualidade do energético, evitando desperdícios/perdas desnecessárias e, portanto, reduzindo emissões de gases poluentes, conforme ilustra a Fig. 4:

Figura 4

⁶⁶ Enquanto o cenário *ACT Map* dispõe, o cenário *Blue Map* requer implementação urgente de novas políticas no setor energético. Baseado em hipóteses otimistas sobre o progresso de tecnologias-chave, o cenário *Blue Map* requer implementação de todas as tecnologias envolvendo custo acima de USD 200 por tonelada de CO₂ evitadas. Se o progresso de tais tecnologias não atingirem as expectativas, custos podem crescer aproximadamente USD500 por tonelada. Entretanto, o cenário *Blue Map* apresenta custos mais elevados se comparado ao cenário *ACT Map*.

Em relação às diferentes finalidades de uso final, esta pode ser classificada em residencial, industrial e construção. O padrão de consumo energético para cada classificação é extremamente variável; a residencial, por exemplo, é caracterizada por sua significativa natureza de dispersão (em termos de finalidades, tamanho, condições climáticas e localização da construção bem como tipo de capacidade técnica e tecnologia). Assim, as medidas e políticas necessárias para estimular ações em tais setores exigem o envolvimento de vários atores e agentes de diversos setores da economia (CHENG *et al*, 2009).

2. BARREIRAS INERENTE À DISPERSÃO DA EFICIÊNCIA NO USO FINAL DE ENERGIA

Pode-se considerar que uma das grandes justificativas para o incentivo à eficiência energética está relacionada ao fato de que a redução obtida implica na redução no consumo energético e, portanto na redução de custo. Investir neste tipo de tecnologia implica em altos gastos com investimento em sistemas e equipamentos e muitas vezes significa uma economia final relativamente superior à quantia equivalente à produção energética.

No entanto, mesmo que o custo aparente seja inferior ao custo de produção de energia, o investimento em eficiência energética encontra maior dificuldade para financiamento frente à oferta de energia convencional. Uma possível explicação está relacionada ao fato que os produtores dos recursos energéticos e os consumidores de tais recursos são grupos com enorme diferença de prioridade e acesso a capital (JANNUZZI, 2000).

O Relatório Técnico do *Workshop em Eficiência Energética na Indústria, realizado pelo International Energy Initiative-IEI e Global Energy Assessment-GEA* corrobora tais dados e complementa que o Brasil, particularmente, e os diversos países latino-americanos carecem de políticas de eficiência energética adequadas (IEI, 2008). As políticas do setor energético brasileiro ainda prosseguem lentamente e a rumos incertos. Os instrumentos de política governamental têm-se mostrado pouco eficazes, excessivamente burocratizados e conservadores, exercendo mais a função de fiscalização, com uma série de regulamentos, leis, decretos e portarias e concentrando pouco nas efetividades das ações de prospecção de tecnologias e geração de mecanismos de gestão flexibilizadores para os agentes envolvidos (WRI, 2008)

As falhas de mercado e outras barreiras para o aprimoramento de medidas em eficiência energética são temas já extensivamente discutidos: externalidades, alto custo de transação, falhas organizacionais, *etc.* Dentre as principais barreiras, destacam-se a assimetria de informações, distorções tarifárias além de barreiras comportamentais.

Vários mecanismos políticos e instrumentos de incentivos já foram criados para corrigir tais falhas através de programas e regulações específicas. Tais medidas, entretanto, se executadas inadequada ou insuficientemente, podem criar efeitos muitas vezes contrário ao proposto, resultando em novos entraves. Embora tais manifestações sejam distintas de acordo com os diversos estágios de desenvolvimento econômico dos países, podem ser identificadas em todo tipo de economia: dos países desenvolvidos, emergentes e dos menos desenvolvidos.

Uma visão dos principais entraves que causam falhas de mercado e conseqüentemente criam barreiras de mercado em eficiência energética são alocadas e analisadas a seguir:

2.1 Entraves financeiros:

- **Econômico:**

A instalação de equipamentos e execução de construções mais eficientes requer investimentos adicionais, especialmente no estágio inicial. O ciclo de vida da economia de energia em projetos de construções eficientes são muitas vezes subestimados ou inapropriadamente contabilizados quando no processo de decisão estratégica de um investimento. Somado a este fator, as despesas com tais projetos são comumente relacionadas como parte de uma operação de negócios ou como parte de um custo operacional. Ainda que a economia de energia no ciclo de uso do produto ou serviço justifique os investimentos, vários fatores (como por exemplo, a opção incorreta de um tipo de medida de eficiência energética) corroboram para o risco de sua implementação eficaz (OLSEN *et al*, 2008).

- **Custo-benefício:**

Em razão da natureza dispersa das tecnologias, dificuldade de acesso e conhecimento, o custo transacional para adotar uma tecnologia ainda é relativamente alto nos países em desenvolvimento. Como os custos da transação não são usualmente inseridos na análise econômica do ciclo de vida, podem resultar em percepções errôneas de que os benefícios econômicos dos projetos de EE são demasiados altos.

Ademais, ainda que o montante quantitativo da economia de energia represente uma oportunidade, não é a variável única de decisão, visto que o modo de incitação escolhido e o tipo de relação que ela promove são razoavelmente preponderantes sob o montante alocado à incitação. A questão do efeito econômico-financeiro em longo prazo tem se mostrado pouco influente para aumentar as taxas de participação dos agentes alvos em programas de eficiência energética como de iluminação eletro-eficiente e de produtos energo-eficientes incorporados em tecnologias novas (FIGUERES, 2007).

- **Falha de mercado:**

Somados tais fatores, os altos riscos de créditos, a dimensão do investimento correspondente e a disponibilidade de recursos humanos altamente especializados para o desenvolvimento de projetos resultam em resistência ao financiamento de projetos EE. Empreendedores de projetos e investidores neste setor frequentemente encontram dificuldades em obter fundos através de mecanismos financeiros convencionais, os quais são amplamente baseados em análises de riscos de investimento. Ainda, os métodos de avaliação de riscos para investimentos em eficiência energética, através da economia de energia no ciclo de vida ainda não foram adequadamente estabelecidas (CHENG *et al*, 2009).

2.2 Entraves informacionais\educacionais\ culturais:

A falta de informação adequada é tida como um dos maiores fatores impeditivos no setor de eficiência energética, tanto em termos financeiros quanto em termos de consumo energético. Nos países menos desenvolvidos, especialmente, a ausência de informação está presente em todos os aspectos (OLSEN *et al*, 2008):

-Por parte dos produtores, conhecimento insuficientemente explorado (se considerado o potencial) ou pouca consciência da relevância de priorizar opções de tecnologia que poderiam eficientizar tais processos;

-Por parte dos consumidores, falta de esclarecimento ou discernimento para eleger equipamentos mais eficientes, ainda que mais caros se comparados aos convencionais (a prioridade normalmente é da economia em curto prazo, ou seja, produtos mais baratos ainda que o consumo de energia e recurso em longo prazo seja maior), especialmente para consumidores de baixa renda.

No Brasil, algumas das razões para o alto consumo energético residencial verificado sobretudo nas comunidades de baixa renda podem ser justificadas (JANNUZZI, 2009):

- (a) pela falta de informação sobre a utilidade da eficiência energética;
- (b) instalações elétricas inadequadas;
- (c) pelo fato de que a maioria desses consumidores não prioriza o uso de lâmpadas mais eficientes em razão do custo de aquisição das mesmas, e principalmente;
- (d) pelos refrigeradores em condições precárias de uso, conforme a Fig. 5 apresenta:

Figura 5

Embora as indústrias de equipamento de refrigeradores tenham desenvolvido tecnologias cada vez mais eficientes para os novos modelos, ainda há, no entanto, uma grande concentração de geladeiras velhas e ineficientes em residências de baixa renda (Fig.6).

Figura 6

Nestas residências, a substituição desses equipamentos não se apresenta como prioridade, o investimento com objetivo de economizar energia é muito alto, e conseqüentemente, inviável. Nessas áreas, as geladeiras em condições precárias representam 71% do consumo residencial, seguidas das lâmpadas ineficientes (20.6%), conforme a Fig. 7 (EPE,2008).

Figura 7

Importa salientar, nos últimos anos, o crescimento da preocupação em ampliar o trabalho de conscientização e disseminação da informação; embora tradicionalmente a eficiência energética seja analisada como uma variável técnica, a variável comportamental tem sido inserida gradativamente em seu contexto (CAVALCANTI, 2005). Somada a essa variável comportamental, ressalta-se a importância de um aprimoramento da divulgação desses mecanismos de participação, de forma a induzir e fomentar uma maior participação da sociedade.

2.3 Entraves institucionais\ políticos

Limitada capacidade dos governos em aplicar e aprimorar políticas e programas em eficiência energética, especialmente nos países em desenvolvimento. Ainda que haja estruturas regulatórias razoáveis, os governos locais têm uma atuação limitada e conhecimento insuficiente para lidar com todas as questões demandadas por lei. Nesse sentido, a decisão para executar programas com esse foco, ou mesmo ampliar algum já instituído poderia ser determinada a partir de diretrizes definidas em políticas públicas de fomento à eficiência energética na qual o governo priorizaria algumas estratégias de atuação que correlacionam vários mecanismos de fomento (CHENG *et al*, 2009).

2.4 Estratégias para maximizar ações em eficiência energética e relevância da discussão

Os instrumentos regulatórios são mecanismos para verificar se os aspectos econômicos, financeiros, sociais, e ambientais do desempenho no setor energético estão em sintonia. Estes processos normalmente incluem decisões e considerações importantes como a definição de tarifas e a definição de padrões de serviço e eficiência energética. As decisões que orientam essas ações constituem parte de uma estratégia política de governo, de agentes e estruturas públicas e privadas, como resposta a um conjunto de interesses, aspirações e expectativas de uma parte cada vez mais crescente da sociedade.

Como indicadas na Tab.1, diferentes barreiras poderiam ser abordadas com diferentes instrumentos e medidas políticas inter relacionadas: instrumentos regulatórios, como normas-padrão, regulamentação de contratos, bem como políticas de disseminação de informação, *etc*.

Tabela 1

Cada medida/política aporta vantagens peculiares, grupos distintos e mecanismos operacionais distintos e importa salientar que nenhum deles poderiam separadamente remover todas as barreiras, o que ressalta a importância de ações e estratégias estabelecidas de forma holística. Uma maior prática de gerenciamento, tecnologias e medidas em eficiência energética poderiam ser realizadas com o aumento do desenvolvimento e disseminação de suas informações e ferramentas, de maneira a aumentar o número de recursos humanos qualificados em assessorar e executar medidas, tecnologias e projetos de investimentos climáticos em eficiência do uso de energia (CHENG *et al*, 2008).

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme apresentado, a eficiência energética representa uma importante estratégia de mitigação às mudanças do clima, cujas ações prioritárias estão diretamente relacionadas à efeitos de proteção ambiental que induzem a introdução de energias renováveis e que viabilizam inovações tecnológicas para efficientizar o uso da energia. Contudo, os atuais instrumentos regulatórios e de políticas públicas clima disponíveis necessitam um aprimoramento para canalizar uma maior quantia de investimentos em eficiência energética de uso final.

Os principais entraves estruturais poderiam ser alocados como: 1- Entraves de mercado: projetos muitas vezes de pequena escala e dispersos; projetos envolvem muitos atores (municipalidade, empresas, consumidor) e metodologias pouco flexíveis e limitadas para a alta diversidade de projetos EE; 2- Entraves comportamentais, uma vez que a EE requer transformação da variável comportamental pelos vários atores; 3- Entraves tecnológicos: necessidades distintas do tipo de tecnologia a ser utilizada; heterogeneidade do nível de conhecimento dos usuários e desafios de capacitação de conhecimento e limitação de recursos humanos.

As considerações sugerem algumas experiências com maior grau de eficácia, as quais implicam:

- Na importância da aplicação de tais ações em longo prazo, de forma a evitar os indesejáveis custos dos efeitos de retorno (a interrupção de alguns programas específicos é uma resultante);

No papel crescente da formação de comportamento, através da disseminação de conhecimento e aconselhamento técnico, de forma a induzir a difusão dos programas;

- Na revalorização do objetivo de preservação e continuidade do processo de economia alcançada, oriunda dos ganhos de eficiência energética obtidos.

Considerando que a análise de diretrizes políticas e mecanismos institucionais que coadunam com um plano de transição para uma economia de baixo carbono representa uma etapa essencial na consolidação de um regime climático eficaz, espera-se que as análises dessa pesquisa possam contribuir academicamente para sinalizar uma discussão prática na implementação de políticas setoriais e na tomada de decisões concernentes às avaliações de riscos e estratégias de mitigação das mudanças climáticas relacionadas ao uso da energia.

4. REFERÊNCIAS

ALDY, J.E. & Stavins, Robert N. Economic incentives in a new climate agreement. The Harvard Project on International Climate Agreements. The Climate Dialogue, Copenhagen, 2008.

BARBOSA, Sônia Regina da Cal Seixas. Desenvolvimento e ambiente: questões fundamentais da sociologia contemporânea. Revista Humanitas, 3 (2): 39- 54, ago/dez, 2000.

CASTRO, Alexandre Correia de. Oportunidades de Projetos de Redução de Emissões de Gases do Efeito Estufa no Setor de Transportes através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro, 2007. Tese (Mestrado).

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. *Manual de Capacitação sobre Mudança do Clima e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*. Brasília, 2008.

- CHENG, Chia-Chin & ZHU, Xianli. NAMA's for dispersed Energy End-use Sectors. (In) Olsen, K.H; Fenhann, J; Hinostroza, Miriam. National Appropriate Mitigation Actions-NAMA's and The Carbon Market. Perspectives Series 2009. UNEP Risø Centre on Energy, Climate and Sustainable Development: Roskilde, 2009
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Consumo Residencial de Energia Elétrica na Região Nordeste. Rio de Janeiro: EPE, 2008
- FIGUERES, Chistiana e PHILLIPS, Michael. Scaling Up Demand –Side Energy Efficiency Improvement Through Programmatic. CDM for the Sustainable Development Network of the World Bank. ESMAP Technical Paper 120/07 December 2007
- FRANGETTO, F. W e GAZANI, F. R. Viabilização Jurídica do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo no Brasil. O Protocolo de Kyoto e a cooperação internacional. São Paulo: Petrópolis, 2002.
- GABRIEL, Sgimar. The Kyoto Mechanism have been a success. 4 JIKO Info Special, 2007.
- GOLDEMBERG, José . Ética e mudança do clima. Jornal O Estado de São Paulo, São Paulo, 20 abr. 2009
- HINOSTROZA, M.; Cheng, C.; Zhu, X.; Fenhann, J.; with Figueres, C.; Avendano, F.; Potentials and barriers for enduse energy efficiency under programmatic CDM, Working Paper n.3,CD4CDM Working Paper Series. UNEP Risoe Centre on Energy, Climate and Sustainable Development, Roskilde, 2007
- JANNUZZI, Gilberto de M. Políticas Públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado: Campinas/SP, Editora Autores Associados, 2000.
- JANNUZZI, Gilberto M.; GOMES, Rodolfo.D.M; ROMEIRO, Viviane.R.S & MARTINS, Juliana.M.C. Guiando a prática e promovendo a prestação de contas no setor elétrico. (In):Iniciativa para governança em eletricidade (EGI). Coordenação e secretariado: World Resources Institute (WRI). São Paulo, 2009.
- IEI – International Energy Initiative. Contribuições de países latino-americanos para o Global Energy Assessment (GEA). Workshop sobre eficiência energética na indústria. FIESP, Campinas, 2008
- KNEBEL, Almiro José. Eficiência energética no segmento empresarial: um enfoque a mitigação de Gases de Efeito Estufa. UFRG:Porto Alegre, 2003. Tese (Mestrado).
- MARCOVITCH, Jacques. Para Mudar o Futuro - Mudanças climáticas, políticas públicas e estratégias empresariais. São Paulo: Editora Saraiva, 2006.
- ROCHA, M.T. Aquecimento global e mercado de carbono. Uma aplicação do modelo CERT. ESALQ / USP- São Paulo, 2003. Tese (Doutorado).
- ROMEIRO, Viviane R. S.; Simões, André F. ; Jannuzzi, Gilberto M. Políticas Públicas e Estratégias Regulatórias no Contexto das Mudanças Climáticas Globais: Oportunidades e Limitações do MDL Programático.In:Congresso Brasileiro de Planejamento Energético-CBPE: Salvador, 2008.
- TOPFER, Klaus. The developed countries must prove that they are honest. 4 JIKO Info Special, 2006.
- WORLD RESOURCES INSTITUTE-WRI. Mitigation Actions in China: Measurement, Reporting and Verification. E3G: Washington, 2009.

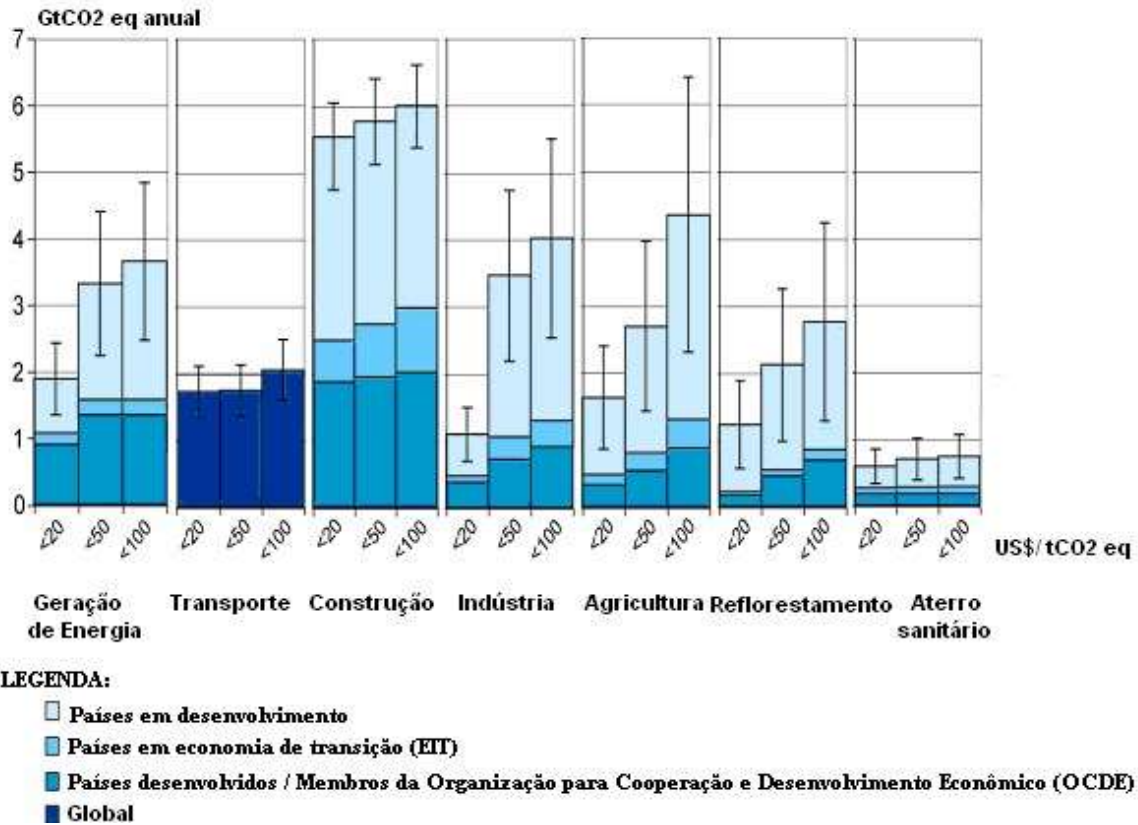


Figura 1 – Potenciais para redução de emissões
Fonte: IPCC, 2007

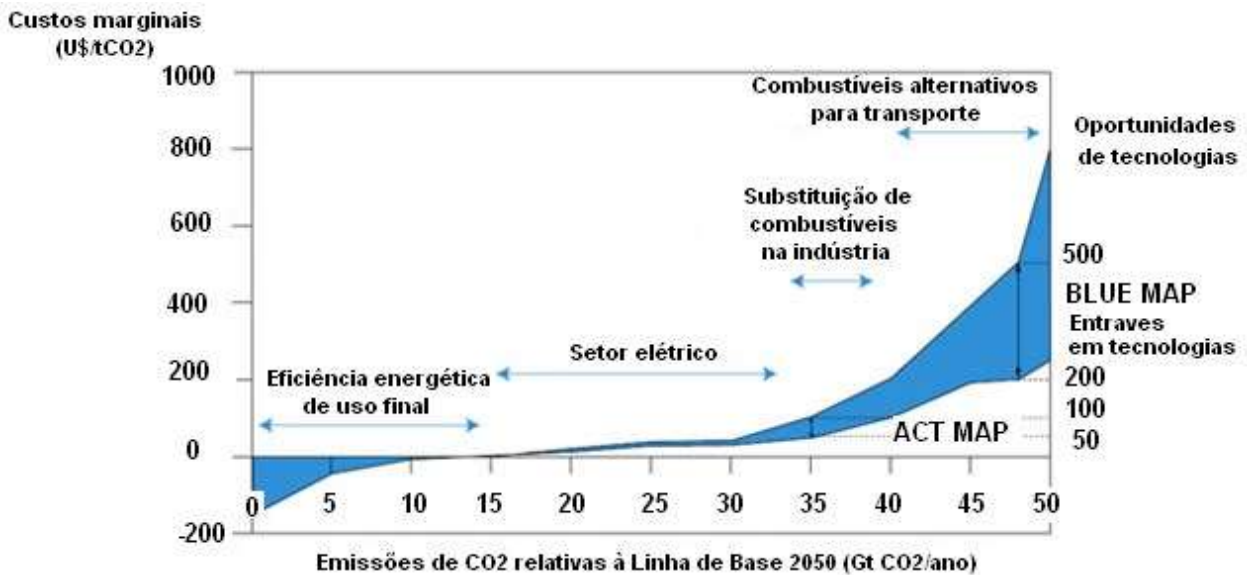


Figura 2 – Custos totais marginais: redução de emissões para o sistema energético 2050

Fonte: IEA, 2008

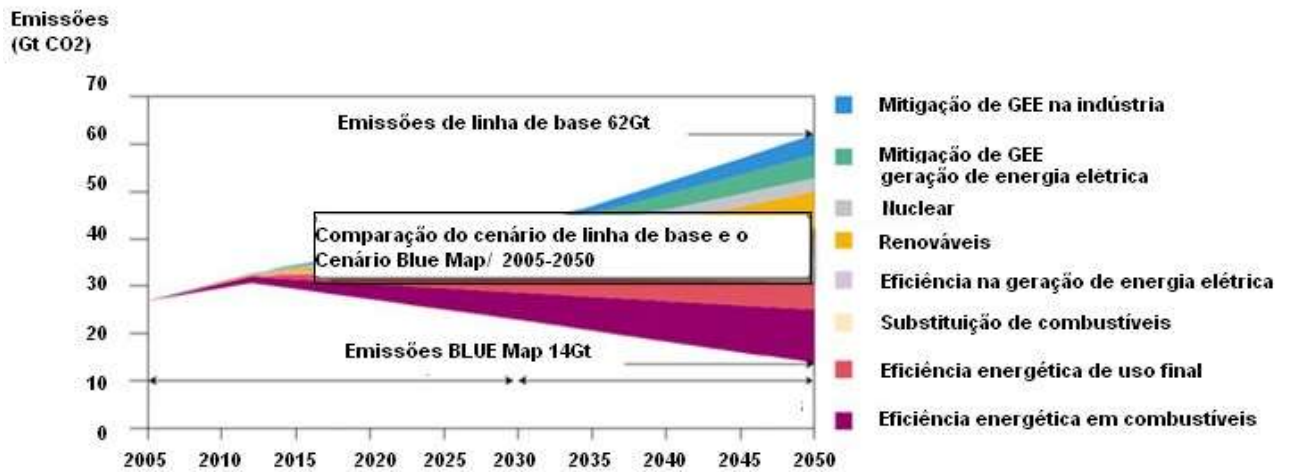


Figura 3 – Comparação Cenário *Blue Map* (2005-2050)

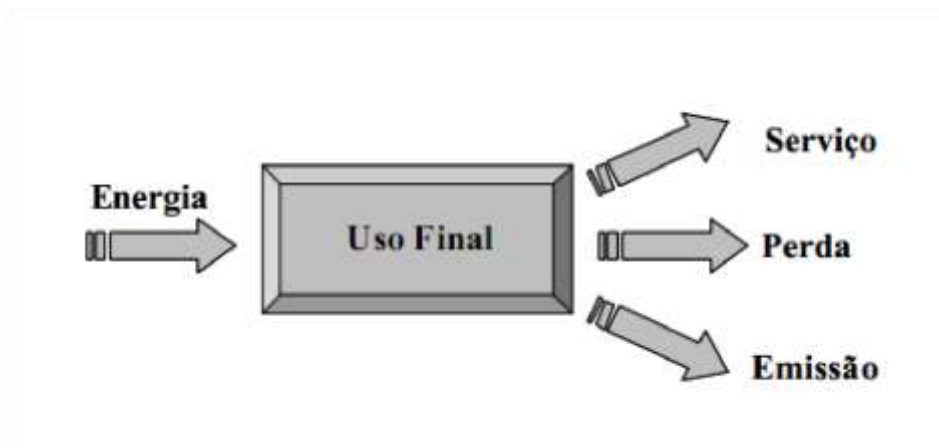


Figura 4 Estrutura eficiência energética de uso

final

Fonte: Knebel (2003).

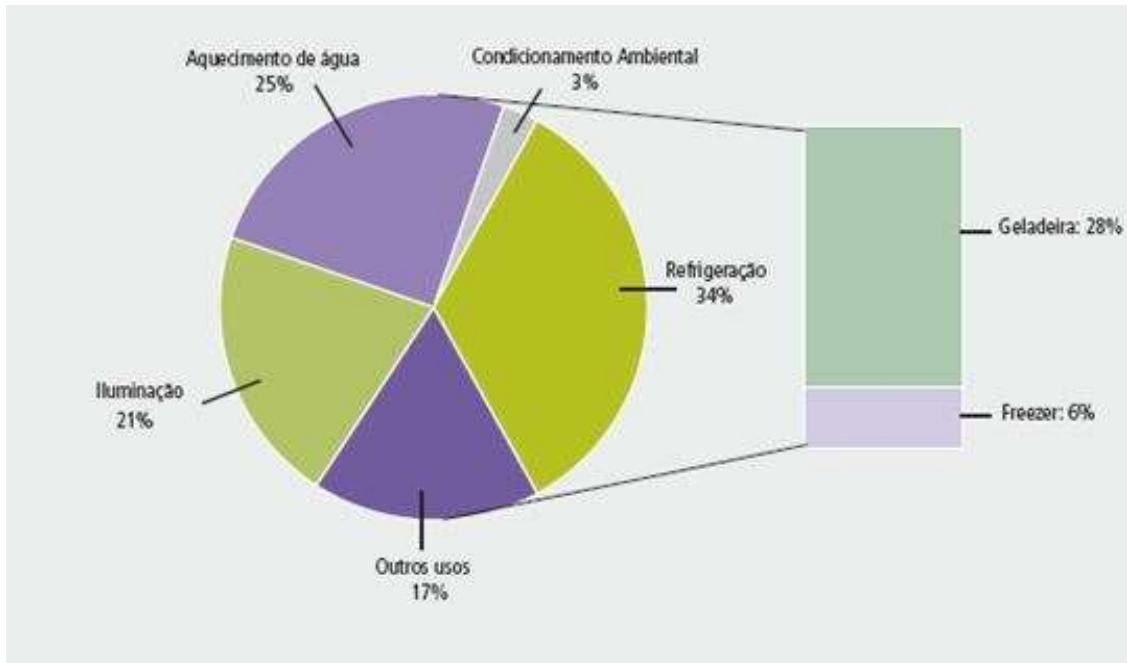


Figura 5 Consumo de energia elétrica de uso final- setor residencial de baixa renda

Fonte: EPE, 2008.



Figura 6 Geladeiras em uso nas comunidades de baixa renda em Salvador –

BA Fonte: PDD/ UNFCCC, 2008.

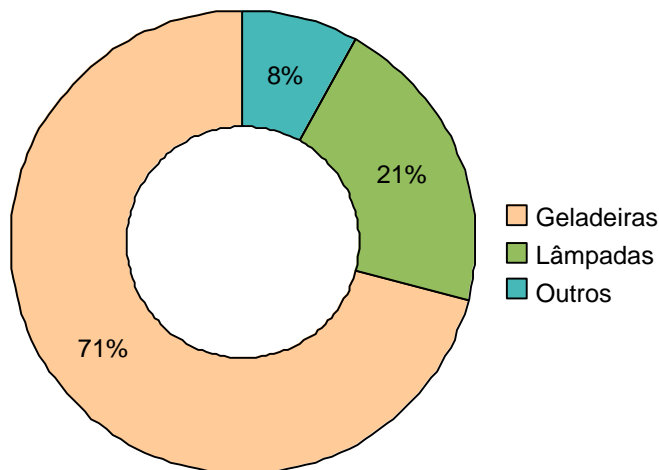


Figura 7 Consumo residencial Região Nordeste : comunidade de baixa renda

Fonte: EPE (2008).

Tabela 1 Políticas/medidas para superar barreiras da eficiência energética de uso final

Barreiras	Modalidade	Instrumentos
econômicas	instrumentos regulatórios	normas-padrão, rotulagem obrigatória, regulamentação de contratos, programas de gerenciamento pelo lado da demanda - GLD
	instrumentos econômicos	Empresas de contratação de desempenho energético, empresas de serviço de conservação de energia- ESCOs, acordos de cooperação e certificados de eficiência energética
	instrumentos fiscais	tributação, taxas de benefícios públicos, isenções fiscais, subsídios, descontos, subvenções
de custo benefício	instrumentos regulatórios	normas-padrão
	instrumentos econômicos	Empresas de contratação de desempenho energético, empresas de serviço de conservação de energia- ESCOs
	ações voluntárias, de informação e apoio	Programas de liderança pública

	instrumentos	normas-padrão, rotulagem obrigatória, regulamentação de contratos,
de falhas de mercado	regulatórios	programas de gerenciamento pelo lado da demanda – GLD
	instrumentos econômicos	Empresas de contratação de desempenho energético, empresas de serviço de conservação de energia, certificados de eficiência energética, mecanismos do Protocolo de Quioto
	instrumento fiscais	tributação, taxas de benefícios públicos, isenções fiscais, subsídios, descontos, subvenções
	ações voluntárias, de informação e apoio	rotulagem voluntária, acordos voluntários, programas de conscientização.
educacional/cultural	ações voluntárias, de informação e apoio	rotulagem voluntária, acordos voluntários, programas de conscientização.
informativas	ações voluntárias, de informação e apoio	rotulagem voluntária, acordos voluntários, programas de conscientização.
	Instrumentos informativos	rotulagem obrigatória, regulamentação de contratos, programas de gerenciamento pelo lado da demanda – GLD e auditorias obrigatórias.
estruturais	Instrumentos políticos	Programas de liderança pública.

Adaptado a partir de *Cheng et al, 2008*.

MANEJO COMUNITARIO DE HUMEDALES DE ALTURA PARA LA ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO.

Celso Recalde, Francisco Prieto, Gabriela Paucar, Benito Mendoza
UNACH, 0059398598161, crecalde672000@yahoo.com

Overview

La problemática ambiental global precisa plantear normativas en base a acuerdos internacionales o al menos regionales; que finalmente se convierten en responsabilidades locales e incluso individuales. La conservación de los recursos naturales propuesta desde costosos escritorios lo ejecutan campesinos y agricultores apoyados por gobiernos seccionales. En la práctica, resulta que se pretende solucionar problemas globales con acciones y presupuestos locales.

En el Ecuador se presentan dos corrientes que procuran la conservación de los recursos naturales, así, en la provincia de Azuay en el Parque Nacional Cajas⁶⁷ se “compra” los terrenos a ser protegidos y se espera que la naturaleza de manera espontánea se regenere; y por otro lado, la propuesta comunitaria que pretende en coordinación con los habitantes del sector ejecutar acciones técnicamente planteadas que combinan tecnologías de punta con conocimientos ancestrales.

Methods

Se ha generalizado el “tirarse la bolita”, entre los países desarrollados que buscan mecanismos para “mitigar” su contribución económica. En países como el nuestro las provincias prósperas y las ciudades no invierten en acciones compensatorias hacia los sectores de donde se obtienen los recursos naturales que sustentan su desarrollo.

Las políticas ambientales son dictadas por líderes y técnicos que en contados casos han trabajado en campo y muchos desconocen la realidad socioeconómica y ambiental de su jurisdicción; ejecutando recetas elaboradas en otros continentes con realidades muy diferentes a las nuestras. Como investigadores universitarios en estos últimos 15 años se ha trabajado directamente con las comunidades, tratando de cumplir con los lineamientos de las autoridades e intereses de los lugareños. De ahí la propuesta Manejo Comunitario de Humedales de Altura para la Adaptación al Cambio Climático.

⁶⁷ www.cajaspark.com

Es evidente la importancia que dieron los antepasados aborígenes a la conservación de los recursos naturales como normativa “legal”, limitando la intervención humana en ecosistemas frágiles, demostrado con vestigios arqueológicos la existencia de obras de ingeniería civil para el manejo de los recursos naturales. En el Ecuador y en referencia al manejo de recursos hídricos existen “represas” construidas por culturas antiguas con sus respectivas obras para el mantenimiento y distribución del recurso⁶⁸, lográndose de esta manera una recarga hídrica natural, siendo esta forma más eficiente de guardar energía, (mas en la actualidad se utilizan bombas mecánicas) además han perdurado evidencias de su legislación ambiental: lagunas “bravas”, seres mitológicos que protegen el monte, las ofrendas al páramo, a los bosques, montañas ò lagunas⁶⁹, sabidurías ancestrales que deben ser interpretadas y adaptadas a la realidad actual, posiblemente a costos irrisorios comparados con las famosas transferencias tecnológicas a llave en mano.

Esta manera ancestral de conservar los páramos y humedales andinos combinada con ciencias y tecnologías de punta como sensores remotos, modelos matemáticos, hidrología, físico química del agua, GIS, biología, etc., son el marco teórico del cual se desarrollan innovadores planes de manejo que en la Provincia de Chimborazo Ecuador, se los conoce como “Siembra de Agua”.

Fortalecer el compromiso de los principales usuarios de los recursos naturales, analizando los potenciales beneficios socioeconómicos que representan el recuperar y aprovechar sustentablemente los conocimientos ancestrales; en Latinoamérica generalmente son las comunidades indígenas las poseedoras de alternativas técnicas validadas por milenios.

Para poder participar de esta riqueza patrimonial intangible se ha planteado nuevos paradigmas que mencionan estrategias para lograr un verdadero diálogo de saberes, colocando al mismo nivel a científicos como a comuneros. De esta forma se convierten en un invaluable recurso creencias, supersticiones, técnicas y metodologías empíricas sustentadas en una visión diferente, pero científicamente válidas. Comprendiendo el contexto en que fueron planteadas se pueden vislumbrar la lógica que las sustenta, citando como ejemplo: los Judíos para evitar la triquinosis están prohibidos consumir carne de cerdo, en los Hindúes para proteger su ganadería elevaron a nivel de pecado el matar una res, y en pleno siglo XXI países como Cuba se paga con 16 años de cárcel el matar una vaca sin el permiso de las autoridades, garantizando así la conservación de este suministro para proveerse de productos lácteos y proteína.

Las comunidades andinas también poseen estrategias ancestrales para la protección de zonas silvestres que han tenido una estrecha relación con sus creencias. Lagunas bravas que tragan gente, seres mitológicos que secuestran a las mujeres jóvenes, la necesidad de dar ofrendas al páramo, bosques, montañas ò lagunas con vidas animales e incluso humanas a fin de obtener sus favores.

68 Hortencio Celi, “Sobre tierras de comunidad con la hacienda de San Lorenzo y Santa Gertrudis”, Archivo de la Corte de Justicia de Loja, 1782.

69 Galo Ramón, “La historia aborígen y colonial”, 2008, Loja Ecuador.

Es evidente la importancia que dieron nuestros antepasados a la conservación de los recursos naturales con normativa “legal” que limitaba la intervención humana en ecosistemas frágiles, demostrado en evidencias arqueológicas las obras de ingeniería civil orientadas al manejo de los recursos naturales, represas construidas por culturas antiguas, la distribución del agua realizada con el uso de acueductos, el riego por terracerías etc.

La UNACH con el auspicio del Ministerio de Patrimonio ejecutó el proyecto de revalorización cultural Qhapaq Ñan, en el tramo Achupallas – Paredones, evidenciándose que aún existe en la memoria de las comunidades en forma de leyendas como las de: Espíndola, Laguna de Sonsaguin, testimonios de existencia de seres mitológicos, como el sacharuna, pincharuna, la serpiente de culebrillas, etc., que protegen los páramos y ocasionalmente encantan a los viajeros descuidados.

Estructuras monumentales como terracerías, canales, que son una muestra del manejo ancestral del recurso hídrico, afirman que estas normativas y tecnologías ancestrales se están asimilando y en muchos casos actualizando a nuestra realidad, lo que implica ahorro de recursos económicos al no importarse paquetes tecnológicos extranjeros que en la mayoría de los casos no se ajustan a nuestras necesidades.

Esto ha obligado a desarrollar una tecnología propia que combina nuestra riqueza patrimonial intangible con los recursos tecnológicos actuales como son sensores remotos, GIS, técnicas de diagnóstico de calidad de agua, de inventario de recursos hídricos, de biodiversidad, etc.

Se puede inferir que la estrategia ancestral aparentemente buscaba bajar la presión sobre los páramos, que recién en el siglo XX la ciencia occidental pretende implementar buscando mitigar la presión antropogénica sobre los páramos y áreas silvestres en general.

Bajar la presión sobre los humedales y páramos en general, no solo permitirá el suministro de agua dulce por más tiempo, sino que se ahorraría en el tratamiento del agua y mantenimiento de infraestructura al poseer fuentes limpias gracias a un manejo adecuado de los humedales.

La Universidad Nacional de Chimborazo está desarrollando una técnica para cuantificar los volúmenes aproximados de agua y el stock de carbono acumulados en los páramos andinos con datos y formalismos científicos actuales a fin de considerar las compensaciones ambientales dirigidas hacia las comunidades que habitan estos sectores. Se pretende ejecutar un paquete tecnológico integral que combina técnicas de recarga de humedales, distribución y consumo de los recursos hídricos, la propuesta se basa en el proyecto “MANEJO DE SUBCUENCAS HÍDRICAS Y CARACTERIZACIÓN TERRITORIAL AMBIENTAL, CONSIDERANDO EL PAISAJE CULTURAL ANDINO”.

En actividades previas se observó que la quema de los páramos afecta gravemente a los humedales; en las comunidades de Chimborazo (San Juan-Riobamba-Chimborazo), Pichàn Central (San Isidro-Guano-Chimborazo) se realizó un inventario y un monitoreo de caudales observándose a los pocos días de la quema la desaparición del agua del humedal de la comunidad Chimborazo y una disminución drástica de más del 60% del volumen superficial del agua acumulada en el humedal de Pichan Central. De igual forma se observa que los caminos ancestrales fueron construidos sobre los divisorios de agua, a fin de producir el mínimo impacto ambiental y de paso garantizaban la permanencia del camino por más tiempo.

Los sistemas nacionales de áreas protegidas en Venezuela, Ecuador, Colombia y Perú, incluyen 6 millones de hectáreas en 60 sitios del CEAN, pertenecientes a diferentes categorías de protección, siendo el Parque Nacional Sangay PNS, una de las más importantes de la región andina tropical, abarca amplios paisajes inalterados, sus altos niveles de endemismo y diversidad ecológica, aspectos que determinaron su declaración en 1983 como Patrimonio Natural de la Humanidad por la UNESCO (Rivera, 2007).

Uno de los ecosistemas más representativos en el PNS es el paramo, el cual abarca los Andes del Norte y la alta montaña centroamericana. Dada la naturaleza de “islas de hábitat” de la mayoría de los páramos, es en ellos en donde los fenómenos más complejos de especiación y endemismo han tenido lugar (Sklenář y Ramsay, 2001; WWF, 2010), albergando la flora tropical de montaña más diversa en el mundo (Smith y Cleef, 1988).

Entre los atributos más notables de los páramos está su gran diversidad de fuentes de agua dulce proveniente de los glaciares y de la atmósfera, las cuales se manifiestan en cochas, charcas, pantanos, lagos y corrientes de agua que emergen del subsuelo. Debido a que los suelos y la vegetación de los páramos retienen enormes cantidades de agua, en términos prácticos podría decirse que estos ecosistemas son, en su mayor extensión, grandes sistemas hídricos (WWF, 2010) que a lo largo del tiempo han acumulado un importante stock de carbono.

El área de estudio de la presente publicación comprende dos regiones: Complejo Ozogoché y el Qhapaq Ñan, se ubican en el extremo sur oeste del PNS en las provincias de Chimborazo (Cantón Alausí, Parroquia Achupallas) y Cañar (Cantón Cañar, Parroquia Ingapirca). El recurso hídrico es una de las características más importantes de la región, debido a la presencia de 2 sistemas lacustres (Atillo y Ozogoché), gran cantidad de lagunas, espejos de agua y ríos que pertenecen a las cuencas altas de los ríos Paute y Upano, los cuales forma parte de la cuenca del río Santiago, siendo esta una de las 7 cuencas hidrográficas que posee la Cordillera Real Oriental (Colombia, Ecuador y Perú) (WWF, 2010).



Figura 1. Hotspot de los Andes Tropicales Andino (Fuente: <http://www.oei.org.ar>).



Figura 2. Qhapaq Ñan, Camino Principal (Fuente: Conservation International, 2007)

En el caso de la microrregión estudiada, la evidencia acumulada hasta el momento muestra la red de caminos imperiales trazados por los Incas, así como el sistema de “archipiélagos cerrados” que organizaban para la producción agropecuaria, adaptándose a la ecología andina.

En efecto, los Incas advirtieron el carácter inestable del suelo y prefirieron trazar el Qhapaq Ñan por la altura de las cordilleras, para lo que buscaron una zona más estable. De esa manera, mostraron un admirable y no superado manejo de los riesgos geológicos de la zona. El trazado del camino, como se puede observar hoy en día entre Achupallas y Culebrillas, buscó la cima; el divorcio de aguas para evitar cortar el talud e incluso las quebradas, esto le dio una enorme estabilidad a pesar de los años, en contraste con las vías modernas del mismo sector que aún no terminan de estabilizarse.

El camino incaico, a diferencia de otras regiones no se sobrepuso a los caminos locales: se creó como una estructura de caminos y edificaciones propias conectadas con los caminos locales. En Chacapamba, Antonio Fresco identificó a cinco kilómetros de estas edificaciones, una calzada recta, las zanjas de drenaje y los muros de un puente; más al sur, el tambo de Paredones de Culebrillas con sus muros laterales, canales de drenaje, un extenso conjunto de edificios. Otro aspecto interesante es el trazo del camino por la altura, separado de los principales núcleos de la población local, implementándose el modelo de archipiélagos cerrados acorde a “islas de hábitat” de los ecosistemas de paramo. La evidencia arqueológica señala que en la zona se construyeron terrazas y canales de riego, pero los arqueólogos no han confirmado aún la autoría de estos elementos. Según Galo Ramón otro aspecto a considerarse es el manejo vertical similar al actual manejo de cuencas, en que cada ayllu controlaba un territorio desde la montaña alta y fría, hasta la zona baja o caliente. En la actualidad algunas comunidades indígenas andinas conservan estas técnicas recalándose que las familias de mayor influencia viven en la zona más alta, evidenciando la importancia que se da a los páramos.

Results

Se realizó una evaluación ecológica rápida de la zona oeste, sector de influencia del Qhapaq Ñan, desde el 26 de Agosto al 2 de Septiembre, y del 22 al 29 de Septiembre del 2010 prospecciones al campo para determinar la riqueza de plantas y animales siguiendo las rutas que los lugareños habitualmente utilizan. En la primera salida se estableció como campamento base la cabaña para turistas en Ozogoche Alto (2° 15.256´ S, 78° 35.876´ W) a 3.780 msnm.

MAGTAYÁN (Complejo Ozogoche)

Ruta recorrida: Pantano Ozogoche Alto-Laguna de Magtayan

Coordenadas Inicio: 2° 15.459´ S, 78° 36.010´ W

Coordenadas Final: 2° 14.285´ S, 78° 34.964´ W

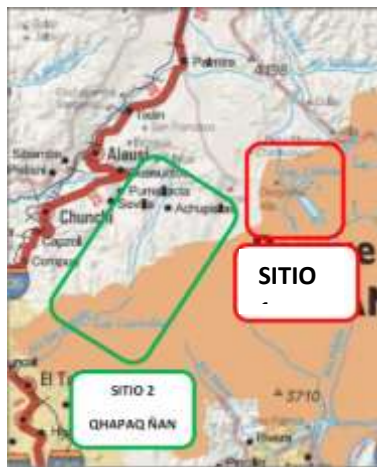


Figura 3. Área de Estudio (Fuente: Modificado de Rivera, 2007)



**Imagen 1.
Laguna**



**Laguna Yanacocha (izquierda) y
Sontzahuin (derecha).**

Los páramos y bosques del área mostraron presencia de 128 especies de plantas, además se están definiendo los estudios específicos a realizarse en el 2012. Los páramos predominantemente de pajonales, se registraron como familias más representativas: Asteraceae (33 especies), Fabaceae (9 especies) y Poaceae (9 especies).

El Complejo Lacustre Ozogoché fue la región donde se registró la mayor cantidad de especies (92 especies) debido a la presencia de tres formaciones vegetales muy diferenciadas: Paramo de Almohadillas, Paramo Herbáceo y Herbazal Lacustre Montano Alto.

En cuanto a endemismo y estatus actual de conservación, se registraron 14 especies, siendo la más importante: *Brachyotum jamesonii* (Melastomataceae), por encontrarse dentro de la categoría Vulnerable (tanto a nivel nacional como global).

Tabla1. Lista de especies de plantas endémicas según Tropicos.org (2010 registradas en el área de estudio y su categoría de amenaza nacional y global).

N o	FAMILIA	Especie	Amenaza Naciona l*	Amenaza Global* *
1	Alstroemeriaceae	<i>Bomarea glaucescens</i> (Kunth) Baker	NT	NT
2		<i>Aetheolaena involucrata</i> (Kunth) B. Nord	LC	LC

3		<i>Aetheolaena lingulata</i> (S chldl). B. Nord	NT	NT
4		<i>Aristeguietia glutinosa</i> (Lam.) R.M.	LC	LC
5		<i>Diplostephium ericoides</i> (Lam.) Cabrera	LC	LC
6	Asteraceae	<i>Gynoxys hallii</i> Hieron	LC	LC
7		<i>Hypochaeris sonchoides</i> Kunth	LC	LC
8		<i>Kingianthus paniculatus</i> (Turcz.)H.Rob.	NT	NT
9	Calceolariaceae	<i>Calceolaria</i> cf. <i>hyssopifolia</i> Kunth	LC	LC
10		<i>Coursetia dubia</i> (Kunth)	NT	NT
11	Fabaceae	<i>Dalea</i> cf. <i>humifusa</i> Benth	NT	NT
12		<i>Lupinus kunthii</i> J. Agardh	DD	DD
13	Melastomataceae	<i>Brachyotum alpinum</i> Cong	LC	LC
14		<i>Brachyotum jamesonii</i> Triana	VU	VU

* según Valencia et al. (2000) ** según IUCN (2010)

Con respecto a las aves, se registraron 87 especies correspondientes a 31 familias en 16 días de muestreo. Las familias más diversas fueron Trochilidae (colibríes) y Tyrannidae (atrapamoscas) con 10 especies cada una, Furnariidae (canasteros) con 7 y Scolopacidae (zarapitos) con 6 especies, equivalente al 38% de todas las especies registradas en solo 4 familias, mientras que 15 familias fueron registradas únicamente por una sola especie. Alrededor del 17% de las especies corresponden a aves acuáticas las cuales pertenecen a las familias: Anatidae, Rallidae, Scolopacidae, Podicipedidae, Charadriidae y Laridae, mientras que el 13% conciernen a especies rapaces pertenecientes a las familias Cathartidae, Accipitridae, Falconidae y Strigidae.

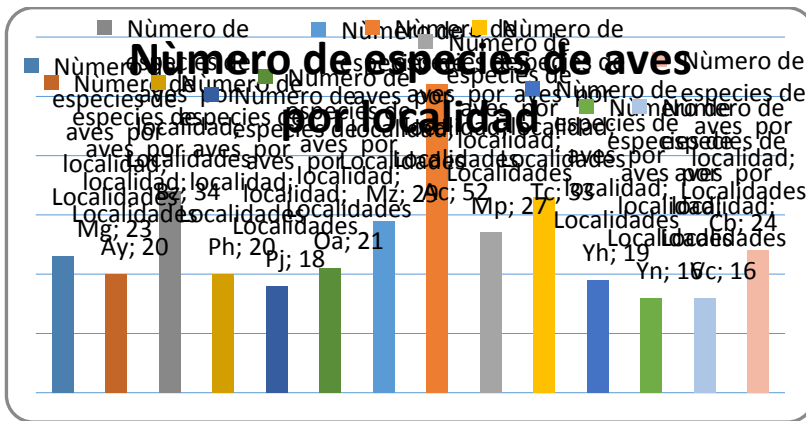


La localidad o área con mayor número de especies fue Achupallas (2.700 – 3.700 msnm) con 52 especies, seguida de Boazo (3.780 – 3.880 msnm) con 34 especies y Tres Cruces (3.850 – 4.250 msnm) con 33 especies registradas. Por otro lado, se registraron 9 especies que poseen rangos de distribución restringida a un Bioma y/o endémicas aves EBA; estas especies son: *Synallaxis azarae* especie restringida al Bioma de los Andes Centrales (CAN); *Phalcoboenus carunculatus*, *Gallinago nobilis*, *Oreotrochilus chimborazo*, *Eriocnemis mosquera*, *Cinclodes excelsior*, *Scytalopus canus*, *Diglossa lafresnayi* y *Diglossa humeralis*, especies restringidas al Bioma Andes del Norte (NAN), y de igual forma *Phalcoboenus carunculatus* y *Cinclodes excelsior*, son también especies restringidas al EBA de los Paramos de los Andes Centrales (043).

de especies fue Achupallas (2.700 – 3.700 msnm) con 52 especies, seguida de Boazo (3.780 – 3.880 msnm) con 34 especies y Tres Cruces (3.850 – 4.250 msnm) con 33 especies registradas. Por otro lado, se registraron 9 especies que poseen rangos de distribución restringida a un Bioma y/o endémicas aves EBA; estas especies son: *Synallaxis azarae* especie restringida al Bioma de los Andes Centrales (CAN); *Phalcoboenus carunculatus*, *Gallinago nobilis*, *Oreotrochilus chimborazo*, *Eriocnemis mosquera*, *Cinclodes excelsior*, *Scytalopus canus*, *Diglossa lafresnayi* y *Diglossa humeralis*, especies restringidas al Bioma Andes del Norte (NAN), y de igual forma *Phalcoboenus carunculatus* y *Cinclodes excelsior*, son también especies restringidas al EBA de los Paramos de los Andes Centrales (043).

Respecto a especies amenazadas se registraron 3 que se encuentran bajo alguna categoría de amenaza a nivel nacional: *Vultur gryphus* (En Peligro Critico CR), ubicadas entre la laguna de Yahuarcocha y el valle del río Espindola; *Podiceps occipitalis* (Vulnerable VU) avistándose 3 individuos en la laguna de Tres Cruces y *Circus cinereus* (Casi Amenazada NT) que se observaron en 3 localidades: Magtayan, Pichahuina y Osogoche Alto. La única especie que pudo registrarse en la región y que se encuentra en alguna categoría de amenaza a nivel global es *Vultur gryphus* (Casi Amenazada NT).

Grafica 1 Especie de aves por localidad.



Fuente: autores.

Se registraron 27 especies de mamíferos correspondientes a 17 familias. Cricetidae (ratones de campo) con 6 especies registradas, es la familia más representativa del área de estudio, seguida de Cervidae (venados) con 3 especies encontradas y Didelphidae (raposas), Vespertilionidae (murciélagos) y Felidae (felinos) con 2 cada una.

En cuanto a ordenes (taxon superior a familia), los roedores fueron los más representativo con 9 especies en 4 familias (Cricetidae, Erethizontidae, Caviidae, Cuniculidae), seguido de los carnívoros con 6 especies en 5 familias (Felidae, Canidae, Ursidae, Mustelidae, Mephitidae), artiodactilos con 4 especies en 2 familias (Cervidae, Camelidae) y los murciélagos con 3 especies en 2 familias (Vespertilionidae, Phyllostomidae). Las localidades donde se obtuvieron mayor cantidad de registros son: Magtayan con 23, Achupallas con 13, Boazo con 12 y Manzano con 11; mientras que en tres localidades (Pucajaca, Yahuarcocha y Yanacocho) apenas se pudo registrar las 3 especies más comunes de la región. Una especie endémica para el país *Cryptotis montivaga*, la cual fue registrada a través de estudios previos en Magtayan y de manera indirecta (restos óseos encontradas en fecas de lobos) en Pichahuina y Mapahuina, 5 especies que se encuentran dentro de alguna categoría de amenaza a nivel global, en tanto que a nivel nacional se registró una especie adicional a las antes mencionadas, registrándose 6: *Tremarctos ornatus* en Peligro (EN), *Leopardus pajeros*, *Puma concolor* y *Pudu mephistophiles* como Vulnerables (VU) y *Cuniculus taczanowskii* y *Mazama rufina* dentro de la categoría Casi Amenazada (NT).

Cabe señalar la presencia de 2 especies en todas las localidades gracias a encuentros directos (registros visuales) e indirectos (huellas y fecas) de forma constante en los recorridos, determinando que ocurren de manera común en la región. Estas especies son: *Sylvilagus brasiliensis* (Leporidae) y *Lycalopex culpaeus* (Canidae). Por otro lado, de las 27 especies, 11 (40,74 %) fueron registradas únicamente por entrevistas con los guías y recopilación bibliográfica de estudios realizados en las mismas localidades en años anteriores.

Grafica 2: Especies de mamíferos por localidad



Fuente: autores

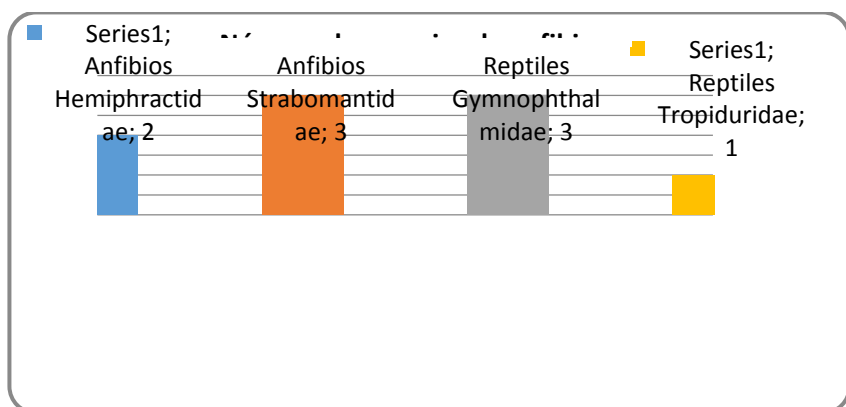
Los anfibios estuvieron representados por 5 especies de 2 familias (Hemiphractidae y Strabomantidae), mientras que en reptiles, se registraron 4 especies de 2 familias (Gymnophthalmidae y Tropiduridae). Tanto Achupallas como Culebrillas registraron el mayor número de registros (4 especies de anfibios y 2 especies de reptiles), mientras que en Pichahuina, Pucajaca, Tres Cruces, Yahuarcocha, Yanacocha y Verdecocha, localidades que se encuentran bordeando o superando los 4.000 msnm, únicamente se pudo registrar una especie de anfibio (*Pristimantis curtipes*) y ningún reptil.

Se registraron 4 especies endémicas para el país: *Gastrotheca pesustes*, *G. riobambae*, *Pristimantis orcesi* y *P. riveti*, mientras que el resto son endémicas de Colombia y Ecuador. Tres no pudieron ser identificadas a nivel de especie y por lo tanto no pueden ser analizadas si son endémicas y/o si están dentro de alguna categoría de amenaza. Respecto a especies amenazadas, todas salvo *Pristimantis curtipes*, están dentro de alguna categoría de amenaza a nivel nacional (Ron et al. 2008, Carrillo et al. 2005): *Gastrotheca pesustes* en Peligro (EN), *Gastrotheca riobambae* y *Pristimantis orcesi* en Vulnerable (VU), y *Pristimantis riveti*, *Pholidobates montium* y *Stenocercus guentheri* casi amenazados (NT), mientras que únicamente 3 especies se encuentran dentro de alguna categoría

de amenaza a nivel global (IUCN, 2010): *Gastrotheca pseustes* y *G. riobambae* en Peligro (EN) y *Pristimantis riveti* casi amenazada (NT).

Las especies que fueron registradas de forma regular fueron *Pristimantis curtipes* (encontrada en todas las localidades) y *Gastrotheca pseustes*, mientras que *Pristimantis orcesi* y *P. riveti* solo se las pudo registrar mediante investigación bibliográfica (estudios realizados en las mismas localidades en años previos).

Grafica 3: Especies de anfibios y reptiles por familia



Fuente: autores

Tabla 2. Resultados Físico Químico de calidad de agua

PARÁMETROS	UNIDAD	PUNTOS DE MUESTREO						
		P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
Temperatura del agua	°C	7.7	11.1	7.8	7.8	8	11	11.2
Temperatura ambiente	°C	11	10.7	11	8.4	5	20	10.2
Potencial Hidrógeno (pH)	Ppm	7.22	7.4	6.45	6.3	7.68	8	8.7
Oxígeno Disuelto (OD)	mg/l	10.9	9.5	17.5	10.89	10.33	11.9	10.7

Sulfatos	mg/l	1	0	18	2	4	1	7
Fosfatos	Ppm	5	15	5	15	15	15	5
Nitratos	Ppm	21.2	18.9	3.6	17.1	12.2	26.8	19.3
Turbidez	JTU	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
Conductividad	uS/cm	15.2	23.8	23.8	24.3	15.7	12.9	16
Color	Ppm	< 0.1	12	83	70	21	12	< 0.1
Caudal	m3/s	2.31	2.3	0.842	0.21	0.166	0.066	0.35

Responsables: Benito Mendoza, Patricio Santillán, Pablo Jaramillo - 04/09/2010

Los parámetros medidos están dentro de los rangos permisibles para la conservación de la biodiversidad, de acuerdo al Texto Unificado de la Legislación Ambiental Secundaria del Ecuador (TULAS).

Tabla 3. Análisis ICA

RANGO	90 – 100	70 – 89	50 – 69	25 – 49	0 – 24
CALIFICACIÓN	EXCELENTE	BUENA	MEDIA	MALA	MUY MALA

Responsable: Benito Mendoza 05/09/2010

Como demuestra la evaluación del ICA en todos los puntos tomados de muestreo el agua es de Buena calidad, para la preservación de la flora y fauna, uso agropecuario, sin embargo, para el consumo humano es necesario realizar desinfección con cloro.

En el sistema lacustre existen especies que indican calidad de agua BUENA, sin embargo, es necesario crear un Índice de Calidad Biológico para zonas de más de 3000 m.s.n.m.

Tabla 4. Análisis Macro invertebrados

PUNTOS DE MUESTREO	ORDEN	FAMILIA	NOMBRE COMÚN
P1	Decapoda	Palaeomonidae	Camarones de Río
	Trichoptera	Hydroptilidae	Casa de piedras en forma recta
	Tricladia	Planaridae	Planarias
	Phylum Annelida	Oligochaeta	Lombrices acuáticas
P2	Decapoda	Palaeomonidae	Camarones de Río
	Ephemeroptera	Leptophlebiidae	Moscas de Mayo o efímeras
	Tricladia	Planaridae	Planarias
	Phylum Annelida	Oligochaeta	Lombrices acuáticas
	Mollusca	Gastropoda	Caracoles
P3	Decapoda	Palaeomonidae	Camarones de Río

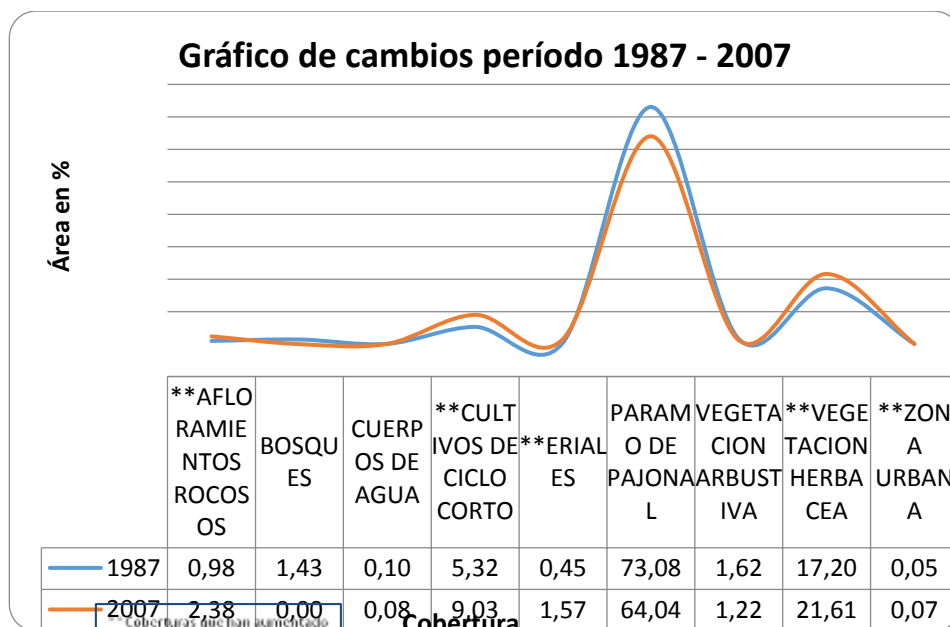
	Díptera	Tipulidae	Larvas de moscas
	Ephemeroptera	Leptophlebiidae	Moscas de Mayo o efímeras
P4	Decapoda	Palaeomonidae	Camarones de Río
	Tricladia	Planaridae	Planarias
	Phylum Annelida	Oligochaeta	Lombrices acuáticas
P5	Decapoda	Palaeomonidae	Camarones de Río
	Trichoptera	Hydroptilidae	Casa de piedras en forma recta
	Phylum Mollusca	Bivalvia	Conchas y Mejillones
	Tricladia	Planaridae	Planarias
	Phylum Annelida	Oligochaeta	Lombrices acuáticas
P6	Decapoda	Palaeomonidae	Camarones de Río
	Phylum Mollusca	Bivalvia	Conchas y Mejillones
	Phylum Annelida	Oligochaeta	Lombrices acuáticas
	Mollusca	Gastropoda	Caracoles
P7	Decapoda	Palaeomonidae	Camarones de Río
	Trichoptera	Hydroptilidae	Casa de piedras en forma recta
	Phylum Mollusca	Bivalvia	Conchas y Mejillones
	Tricladia	Planaridae	Planarias
	Phylum Annelida	Oligochaeta	Lombrices acuáticas

Responsable– Patricio Santillán 05/09/2010

Respecto al uso del suelo de acuerdo al levantamiento de información a través de las entrevistas realizadas a la comunidad, el uso del suelo en el sector es de un 5% para agricultura, el 30% es para ganadería y el restante 65% es pajonal con parches de bosques y reforestación en su mayoría con pinos, lo que perjudica a los ecosistemas.

Análisis multitemporal de la cobertura vegetal y su influencia en la producción de agua en las microcuencas de los ríos Sauca, Manzano y Juval mediante imágenes satelitales y herramientas SIG.

Gráfica 3: Cobertura vegetal en el período de 1987-2007



Fuente: Autores

Gráfica 4: Caudales medios anuales calculados en el modelo WEAP vs observados para las tres épocas de estudio.

Cuadro comparativo de las tres épocas de análisis

m³/s

	1989	2001	2007
■ CAUDAL OBSERVADO	0,756	0,387	0,424
■ CAUDAL WEAP	0,163	0,380	0,477

Elaborado por: Autores.

Conclusions

Los índices de diversidad obtenidos indican que la riqueza de especies de manera general es alta, sin embargo un gran porcentaje de las especies (40,7%) fue registrado por entrevistas con los guías y mediante recopilación bibliográfica, por lo que para corroborar si los páramos estudiados poseen una riqueza de mamíferos alta, es necesario realizar un estudio complementario.

La biodiversidad presente muestra la importancia de conservar los remanentes de bosque y los páramos del área de estudio, algunas de estas especies se encuentran protegidas por la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres.

Es importante incorporar el área de estudio al proyecto de monitoreo del Oso de Anteojos (*Tremarctos ornatus*) que está llevando a cabo la organización Cordillera Tropical en el sector de la cuenca alta del río Paute.

Es necesario realizar estudios más detallados con la finalidad de buscar especies que podrían estar ocurriendo en los hábitats de la región y cuyo estado de conservación es preocupante como *Atelopus exiguus*, registrada en otros estudios en el sector de Culebrillas.

Mediante el índice de Sorensen se pudo encontrar, que la similitud entre las diferentes localidades es baja.

De acuerdo al ICA el agua de todo el complejo mantiene buena calidad de agua.

Para la siguiente etapa del proyecto se instalaran dos estaciones meteorológicas, se completará la línea base del área de estudio, un estudio hidrogeológico, el balance hídrico, se construirá una propuesta de un índice de calidad biológica de agua para sistemas hídricos y lacustres de la sierra andina sobre los 3000 m.s.n.m., teledetección multiespectral y radar - alta resolución espacial, temporal para el cálculo de volúmenes de agua en la zona andina ecuatoriana y el cálculo del stock de carbono son insumos básicos para la propuesta alternativas de manejo comunitario para la conservación de los recursos naturales.

Es necesario un Manejo Comunitario de Humedales de Altura para la Adaptación al Cambio Climático que rebata con la tendencia de “compra” de las zonas protegidas y su posible regeneración natural.

References

Hortencio Celi, "Sobre tierras de comunidad con la hacienda de San Lorenzo y Santa Gertrudis", Archivo de la Corte de Justicia de Loja, 1782.

Galo Ramón, "La historia aborígen y colonial", 2008, Loja Ecuador.

Calles. 2007. Manual básico de monitoreo de la calidad del agua Monitoreo físico-químico, microbiológico, biológico e hidrológico. Fundación Natura. Quito – Ecuador.

EPA. 1997. Volunteer stream monitoring: A methods manual. United States Environmental Protection Agency. Office of water. USA.

Deffontaines, B., Chorowicz, J. 1991. Principles of drainage basin analysis from multisource data: application to the structural analysis of the Zaire basin. *Tectonophysics*, 194: 237-263.

Donker, N. 1992. Automatic extraction of catchment hydrologic properties from digital elevation data. *ITC Journal*, 3: 257-265

Nemani, R.; Running, S. Estimation of regional surface resistance to evapotranspiration from NDVI and thermal-IR AVHRR data. *J. Appl. Meteor.* 1989, 28, 276-284.

UNESCO, Guía Metodológica para la Elaboración del Balance Hídrico de America del Sur, Roslac. 1982, 1-87.

UNESCO. Manual de uso y conservación del agua en zonas rurales de America Latina y el Caribe. Proyecto Regional Mayor para la utilización y conservación de los recursos hídricos en áreas rurales de América Latina y el Caribe (PRM). 1994.

Deem, S. L., W. B. Karesh, W. Weisman y M. M. Uhart. 2003. La salud de la vida silvestre en la conservación: con referencia a América Latina. En: Polanco-Ochoa R. (ed.). Manejo de Fauna Silvestre en Amazonia y Latinoamérica: sección de trabajos V Congreso Internacional. CITES y Fundación Natura. Bogotá, Colombia.

Harden C. 1992. Incorporating the effects of road and trail networks in watershed-scale hydrologic and soil erosion models. *Physical Geography* 13(4): 368-385.

Molinillo, M. y M. Monasterio. 2002. Patrones de Vegetación y Pastoreo en Ambientes de Paramo. *Ecotropicos* 15(1): 19-34.

Ojasti, J. 2001. Especies Exóticas Invasoras. Estrategia Regional de Biodiversidad para los Países del Trópico Andino. Caracas, Venezuela

Pena, L. 2005. Situación Actual de los Camélidos Sudamericanos en el Ecuador. Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación. FAO. Quito, Ecuador.

Podwojewski, P. y J. Poulénard. 2000. Los Suelos de los Paramos del Ecuador. En: Mena, P. A., C. Josse y G. Medina (eds.). Los Suelos del Paramo. Serie Paramo No. 5. Grupo de Trabajo en Paramos del Ecuador GTP/Abya Yala. Pp. 5-26. Quito, Ecuador.

Salgado, S. 2008. Impacto de la quema sobre la vegetación y supervivencia de *Polylepis incana* Kunth y *Polylepis pauta* Hieron en los páramos de Itulcachi y Papallacta. Tesis de Licenciatura de Ciencias Biológicas. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Pontificia Universidad Católica del Ecuador. Quito, Ecuador.

Suarez, L. 1998. Los páramos como paisajes culturales en el Ecuador. En: Mujica B., E. (ed.). Paisajes Culturales en los Andes. Memoria Narrativa, Casos de Estudio, Conclusiones y Recomendaciones de la Reunión de Expertos. Capítulo 12. Arequipa y Chivay, Perú.

SESIÓN 4

AN EVALUATING OF DIESELISATION POLICIES AND THEIR EFFECT ON ENERGY CONSUMPTION AND CO₂ EMISSIONS USING AN INTEGRAL APPROACH.

Miguel A. Tovar
University of Essex

This version: February 2011

Abstract

Reducing energy consumption and CO₂ emissions in the transport sector is a priority for England and other European countries as part of their commitments acquired in the Kyoto protocol and the Voluntary Agreement. To reach these goals, it has been proposed to increase the market share of diesel vehicles which are more efficient than petrol ones. Based on partial approaches, previous research concluded that increasing the share of diesel vehicles will decrease CO₂ emissions (see Jeong (2009) and Zervas (2005)). Unlike these approaches, I use an integral approach based on discrete choice models to analyze diesel vehicle penetration in a broader context of Transport in England. I provide for the first time, empirical evidence which is in line to Bonilla (2009)'s argument that only improvements in vehicle efficiency will not be enough to reach their goals of mitigation of energy consumption and CO₂ emissions. The model shows the technical limitations that diesel vehicles penetration face and that only a combination of improvements in public transportation and subsidies to new diesel vehicles can reduce the amount of energy consumption and CO₂ emissions.

*JEL-codes:*C25, Q41, Q53. *Keywords:* Passenger car, Fuel demand, Diesel penetration.

Corresponding author: Miguel Tovar, Department of Economics, University of Essex, Wivenhoe Park, Colchester, Essex, CO4 3SQ, United Kingdom. E-mail: matova@essex.ac.uk. Fax: +44 1206 87 2724. Phone: +441206874373.

This is still a work in progress, please do not quote without authors permission.

Introduction

England along with other European countries needs to design policies to reduce the amount of emissions of carbon dioxide (CO₂) and other pollutants as part of their commitments acquired in the Kyoto protocol and the Voluntary Agreement for the European Union (EU). The transport sector contributes with 30% of the total CO₂ emissions and it accounts for 60% of the total oil consumption in the OECD countries⁷⁰. For this reason policies addressed to reduce the amount of emissions focus their attention on this sector. One of the strategies to reduce energy consumption and CO₂ emissions is to increase energy efficiency in the sector. In this sense, increasing diesel vehicles has been proposed as a strategy given that these vehicles are more efficient than the petrol ones. According to Bonilla (2009), increasing the share of diesel vehicles in England and therefore the average fuel economy⁷¹ is achievable only in the long run and can be driven by income and car prices. In the case of Korea, Lee and Cho (2009) estimate the future demand of diesel vehicles, finding that consumers could increase the demand of those vehicles when the price of diesel is relatively cheaper than petrol. Kim et al (2006) found that changes in diesel price can be an effective policy to make changes in the share of diesel vehicles in the total vehicle stock.

⁷⁰ See OECD Annual Report 2009. www.oecd.org/dataoecd/38/39/43125523.pdf.

⁷¹ The average fuel economy is the average of the ratio between distance travelled and energy consumed.

It is unclear however, if only increasing the number of diesel vehicles can solve the problem of reducing energy consumption and the mitigation of green house gases. In this line, based on analyzing improvements in the efficiency of new vehicles in the UK, Bonilla (2009) concluded that it is likely that the EU environmental agreements will not be reached given that these improvements are not sufficient. Jeong et al (2009) analyzed the effect of introducing diesel vehicles in the Korean economy. They found that increasing the number of diesel vehicles has decreased carbon emissions but it also has increased the general amount of pollutants. Similar results were found for Ireland by Zervas (2006). The fact that improvements in energy efficiency fail to reach their goals can be attributed to a *rebound effect*. According to Frondel and Peters (2007) having more efficient vehicles can make energy use cheaper and therefore it can increase its consumption. Therefore, how to introduce more efficient vehicles in the economy is still an unanswered question. Moreover, modelling dieselisation of the vehicle stock requires an integral approach that allows the evaluation of improvements of efficiency and changes in commuter preferences in a broader context of transport. In this sense, all previously mentioned studies visualize diesel vehicle penetration as an isolated phenomenon, and therefore this limits the analysis. The objective of this paper is to improve the modelling approach providing an integral analysis that will bring new evidence of the effect of improving the average fuel efficiency on energy consumption and CO₂ emissions by the an increase in the number of diesel vehicles.

Integral approaches have been used by Mohammadian and Miller (2003) to estimate vehicle ownership and type of vehicle decision. More recently Chiou et al (2009) analyzed changes in energy and emissions based on integrated model that follows a "bottom up style" where several modules such as vehicle ownership, type of vehicle and usage are linked through technical principles to estimate changes in energy consumption and emissions. The model was applied to a Korean survey that was carried out in 2006. While their objective was not to analyze diesel vehicle penetration, this structure allowed them to have a broader vision of the effects that changes in preferences of drivers for different vintages of vehicles and usage have on energy consumption and green house emissions.

In this paper, diesel vehicle penetration is analyzed by expanding Chiou et als (2009) model to be applied to a repeated cross section dataset that allows the study of changes across time. Unlike Chiou et al (2009), the model proposed here comprises two additional modules. One for travel mode to analyze commuters behaviour and other for new acquired vehicles. This allows the effects on energy consumption and CO₂ emissions of improvements in public transportation to be included. In addition, the ownership module is estimated in a two stage fashion. This structure allows to analyse the effect of improvements in public transportation along with managing diesel vehicle penetration on energy consumption and CO₂ emissions. My model also distinguishes London from other regions to analyze possible regional effects. The estimation is based on the National Travel Survey (NTS) for the case of England from 1998 to 2006. The NTS carries out a survey of household transport behaviour in the UK. The dataset reports information in different dimensions such as transport mode, vehicle type and usage choice.

The results show evidence that diesel vehicle penetration faces technical limitations given that these vehicles are more likely to be purchased by male consumers with high income and with preferences for heavy vehicles. Therefore manufactures need to make these vehicles accessible to different kind of driver regardless of gender or socioeconomic level. Moreover the model provides empirical evidence that subsidizing either fuel or car price of diesel vehicles does not decrease energy consumption and CO₂ emissions. This effect is attributed to fact that these policies increase also the usage of diesel vehicles prompting a *rebound effect* as found by Frondel et al (2007). Therefore, in contrast to Jeong (2009) and Zervas (2005), only by increasing the diesel vehicle penetration, there will not be mitigation effects on energy consumption and CO₂ emissions. These findings support the Bonilla

(2009)s argument that increasing the number of diesel vehicles will not be enough to reach Englands environmental compromises. Nevertheless a combination of introducing vehicle efficiency via subsidizing new diesel cars along with an increase in the number of buses can reduce energy consumption and emissions of CO₂:

The paper comprises five sections. Section 2 describes the econometric techniques used and the details of how the modules are linked. The following two sections explain the dataset used and the econometric results. The fourth and the fifth ones provide the results of the policies experiments and conclusions respectively.

The model and methodology

The general structure

The model is a modular estimation that comprises five modules linked through technical factors. The first module estimates the elements that determine the commuters decision for transport mode, from now onwards denoted as $m1$. Module 2, estimates the households decision of how many cars to own ($m2$). The third module analyzes the individual decision of vehicle type ($m3$) while $m4$ estimates changes in the vehicle stock and finally module 5 ($m5$) estimates the annual kilometres that vehicles are used. The model structure is depicted in the Fig 1.

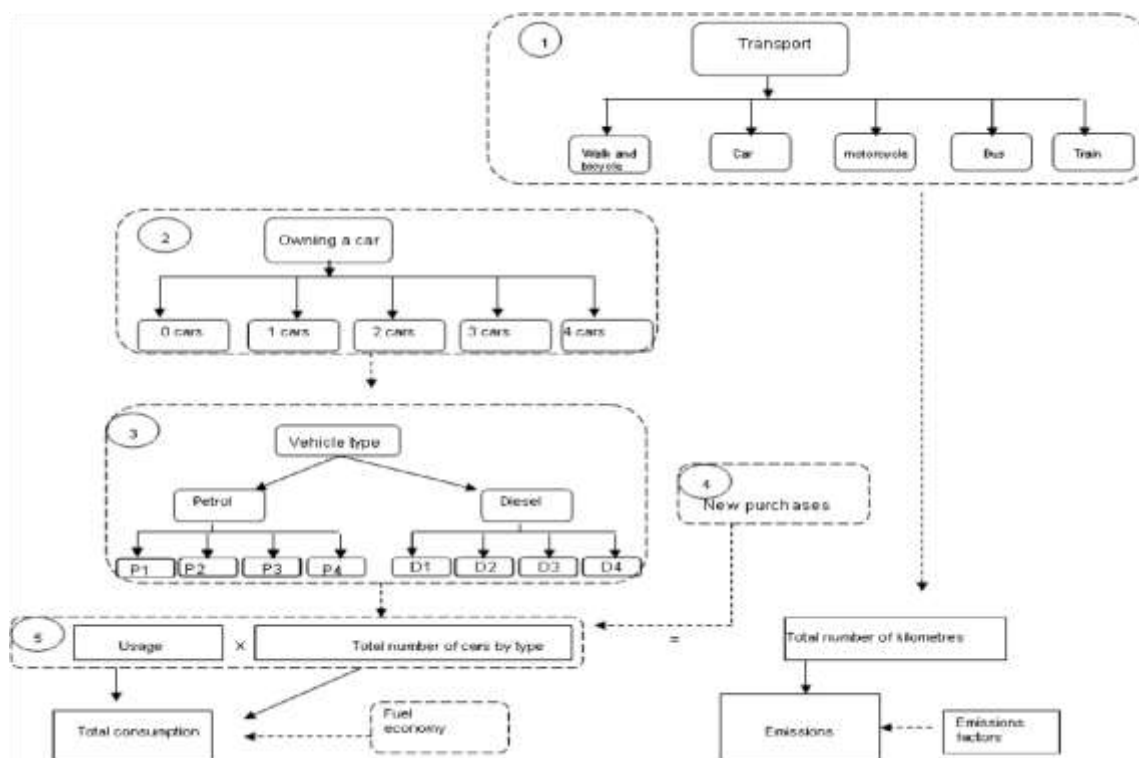


Fig 1. Integrated structure

Chiou et al (2009) estimate the sensitivity of commuters to changes in transport cost by using a stated preferences methodology⁷², however, the NTS dataset is not designed to allow for this kind of estimation. Therefore *m1* is added to estimate the sensitivity of commuters to changes in transport modes prices. This fact, unlike Chiou et al (2009), allows the model to accommodate for changes in prices and other factors that determine commuters decision of travelling mode.

In the second module (*m2*) the total number of vehicles is estimated based on the total number of British households and the probability of vehicle ownership. The total number of vehicles is desegregated by using a Nested Logit model estimated in *m3*: It provides the shares needed to disaggregate the vehicle stock by fuel and vintage. New purchases of vehicles are estimated in module 4 by using an ordered probit model. Finally, the intensity of vehicle usage is estimated in *m5* where the annual kilometres can be disaggregated by type and vintage of vehicle. Once the number of vehicles per different categories is multiplied by the annual kilometres, it is straight forward to estimate energy consumption and emissions. This is carried out by using the average amount of fuel consumption per kilometre and emission factors provided by the Department of Transport⁷³. Emission factors are broken down by vintage, fuel and engine capacity and therefore real shares taken from the NTS are used to disaggregate the vehicle stock at engine capacity level.

⁷² According to Azebedo et al (2003), a revealed preferences estimation is based on factual information while a stated preferences one is based on the possible reaction of demand to hypothetical changes in prices.

⁷³ Table A8 and C4 display factors of efficiency and emissions used in this estimation. These estimates are available at <http://www.dft.gov.uk/pgr/statistics/datatablespublications/energyenvironment/> and <http://www.dft.gov.uk/pgr/roads/environment/emissions/>.

To introduce changes in commuter preferences, changes in $m1$ are transmitted to the model by the ratio of probabilities of travelling by car $\frac{p_{car}^{m1(1)}}{p_{car}^{m1(0)}}$. Where p_{car}^{m1} is the probability that an individual chooses to travel by car in region h at time t and it is estimated in $m1$. In $\frac{p_{car}^{m1(1)}}{p_{car}^{m1(0)}}$ two scenarios are compared. The base scenario (0) and an alternative scenario (1), where for instance prices of public transportation have changed. More details are provided in the next sections.

2.1.1 Mode Transport module

The $m1$ module presents five options for commuters: walking, bicycle, car, motorcycle, bus and train. The estimation of p_{car}^{m1} is carried out by using a Conditional Multinomial Logit model (CML) where follows the next specification

$$(1) \quad U_{ijht} = x_{ijht}^{m1'} + z_{iht}^{m1'} + \varepsilon_{ijht}^{m1},$$

where U_{ijh} is the utility of individual i of alternative j in region h at time t which is not observable. Moreover, x_{ijht}^{m1} is the vector of alternative-specific variables while z_{iht}^{m1} comprises the case-specific variables. Therefore, the probability that individual i chooses alternative j in region h at time t is estimated by

$$(2) \quad P_{ijht} = \frac{\exp(x_{ijht}^{m1'} + z_{iht}^{m1'})}{\sum_{l=1}^m \exp(x_{ilht}^{m1'} + z_{iht}^{m1'})},$$

and $j = 1, \dots, J$, $i = 1, \dots, I$, $t = 1, \dots, T$ and $h = 1, \dots, H$. In this framework, the error terms ε_{ijht}^{m1} are assumed to be independent and identically distributed (i.i.d.). Therefore, when an individual is comparing two alternatives, the addition of a new one does not affect the distribution of the probability that the individual attributes to the two initial alternatives. That is, ε_{ijht}^{m1} does not contain any alternative-specific unobservable information.

The previous property is technically called the Independence from Irrelevant Alternatives (IIA). In some situations this property cannot be a realistic representation. Nevertheless, it can be relaxed assuming that ε_{ijht}^{m1} can be correlated across alternatives. Ben-Akiva (1974) introduced a Nested Multinomial Logit (NML) that relaxes the IIA assumption. In $m1$, commuters face a two levels tree of decision. In the first level, commuters choose between travelling by non motorized mode, private motorized and public motorized which are called by Cameron (2009) as limbs j while the elements that belong to each limb are called branches denoted as k . The first nest or branch comprises the choices walking and cycling, the second one car and motorcycle and the third one bus and train. In this structure the probability that individual i in region h at time t travels by car is denoted as p_{21ht} . The subscript 21 denotes second limb (private motorized) and first choice (car) in the branch. The probability to choose an alternative k within a branch that belong to limb j is estimated as follows

$$(3) \quad P_{ijkht} = P_{ijht} \quad P_{ik/jht} = \frac{\exp(v'_{ijht} + \beta_j I_{ijht})}{\sum_{n=1}^j \exp(v'_{inht} + \beta_n I_{inht})} \frac{\exp(x'_{ijkht} / \tau_j)}{\sum_{l=1}^k \exp(x'_{ijlht} / \tau_j)},$$

where the vector v_{ijht} comprises all the variables that only varies across individuals, limbs region and time while the vector x_{ijkht} comprises the variables that varies across all the subscripts. Notice that x_{ijkht} in this procedure and x_{ijht}^{m1} in the CML, contains the same information the only difference is that in the nested method the elements of x_{ijht}^{m1} are divided into k groups.

The variable I_{ijht} is the inclusive value. The economic intuition is that once the individuals choose the alternative at the bottom level, then the information of this utility is brought back to the highest level through the inclusive value. It is dened as

$$(4) \quad I_{ijht} = \ln \left[\sum_{l=1}^{k_j} \exp(x'_{ilht} \beta_j / \tau_j) \right]$$

Moreover, β_j is called the dissimilarity parameter and its value must be between zero and one. β_j will provide information about the correlation across alternatives in a nest⁷⁴. Following Yu-Chiun et al s (2009) methodology, when β_j is found to be out of its range, then a conditional logit model is used instead.

Ownership Module

The UK vehicle ownership has been analyzed by Dargay and Hanly (2004)^b applying ordered probit models. Their strategy was to estimate the probability to own s vehicles where s takes values from zero to three. The authors used the British Panel Survey which does not include any variable of vehicle price and therefore it was needed either to impute zero price or allowing for missing values for the households that own zero vehicles. Even though in their paper it is not explicit the way that the problem was solved, according to Frondel and Vance (2010) in this situation a two stage procedure is more appropriated given that there a sample selection problem. In the rst step a probit model is estimated to control for the sample selection problem prompted by the zero cases.

In this paper I Follows Frondel and Vance (2010)s philosophy where in the rst step a probit model is estimated to compute the probability to be a vehicle owner. For the second stage, instead of estimating other model for the number of vehicles owned by households I use real actual shares for owning s cars, where $s = 1, 2, 3$ or more vehicles. The product of the probabilities obtained from the rst stage and these shares provide an estimate of p_{sht}^{m2} . Therefore for the rst stage $Y_{iht}^{m2} = 1$, if household i in region h at time t owns a car and 0 otherwise. The probability is estimated as follows

$$Pr(Y_{iht}^{m2} = 1) = \frac{\exp(x_{iht}^{m2} \beta_{m2})}{1 + \exp(x_{iht}^{m2} \beta_{m2})}$$

(5) Pr:

iht

For the second decision, real shares from the NTS are used as follows

$$(6) \quad p_{sht}^{m2} = Pr(Y_{iht}^{m2} = 1) \text{ Shares of owning } s \text{ cars,}$$

with this speciation changes in $Pr(Y_{iht}^{m2} = 1)$ will modify the probability to own s vehicles in region h at time t .

Vehicle type and availability

This module estimates the probability of choosing a car type g in region h at time t denoted as p_{ght}^m ³. As shown in Fig1, this module is designed to give to the individuals eight choices of vehicles. The choices are a result of the combination of di/erent vintages and fuel type. The vintages options are: up to 1 year, from 1 to 3, from 3 to 5 and over 5 while the fuel choices are either petrol or diesel vehicles. The estimation is carried out by using a CML

⁷⁴ See Train (2003).

and a *NML* as in module 1 following expressions (2) and (3). Nevertheless, in this module the decision tree that drivers face has two limbs, one for petrol and other for diesel vehicles. The branches in each limb represent different choices of vehicle vintages.

On the other hand, to estimate the new purchases of vehicles the NTS provides information about the *vehicle availability* recorded in three answers: 1) vehicle in regular use, 2) possibly will come into use and 3) new acquired vehicle. The last answer is particularly interesting given that I can estimate the changes in the probability of buying a diesel car given changes in either fuel or car prices of those vehicles. Therefore, the probability that individual *i* in region *h* at time *t* chooses alternative *a* for vehicle type *g* from *vehicle availability* denoted as *va* is estimated using an order probit model as follows.

I assume that the unobservable index function denoted as Y_{ight}^{m4va} is contained in the interval $(\alpha_{1;a}, \alpha_{2;a}]$, where the subscripts $\alpha_{1;a}, \alpha_{2;a}$ are threshold values. Therefore the probability that households choose alternative *a* is given by

$$(7) \quad \Pr(Y_{ight}^{m4va} = \alpha_{gh}) = \Pr(\alpha_{1;a} < Y_{ight}^{m4va} \leq \alpha_{2;a}) = P(Y_{ight}^{m4va} \leq \alpha_{2;a}) - P(Y_{ight}^{m4va} \leq \alpha_{1;a}) \\ = F(\alpha_{2;a} - x_{ight}^{m4va}) - F(\alpha_{1;a} - x_{ight}^{m4va}), a = 1, \dots, A,$$

where x_{ight}^{m4va} comprises all the independent variables such as fuel and car prices, income, traffic and household size. $F(\cdot)$ is the cumulative distribution of the error terms.

Energy consumption and emissions

The total number of households that own *s* vehicles at time *t* in region *h* is estimated by the following expression

$$(8) \quad NH_{sht} = (p_{sht} \cdot N_{ht});$$

where N_{ht} ⁷⁵ is the total number of households in region *h* at time *t*.

Once this decision is made, commuters can choose the kind of car that they want to buy. Fig1 shows that they can choose two general options: petrol or diesel vehicles for different vintages. The probability to choose a vehicle of type *g* in region *h* at time *t* is denoted as p_{ght}^{m3} . It is estimated by using *CML* and *NML*. To compute the number of vehicles of type *g* in region *h* at time *t* (i.e.

TV_{ght}), the total number of vehicles *TV* in region *h* at time *t* are estimated as follows

$$(9) \quad TV_{ht} = \sum_{s=1}^4 NH_{sht} \cdot s,$$

where *s* takes values from 1 to 4 denoting the number of cars that households can own. TV_{ght} is computed by expression (10) as follows

$$(10) \quad TV_{ght} = TV_{ht} \cdot p_{ght}^{m3},$$

where p_{ght}^{m3} is the probability to own a car type *g* in region *h* at time *t* estimated in *m3*. Moreover $g = 1;2;\dots;G$:

⁷⁵ See Table A6 for details on the number of households.

The introduction of new vehicles is estimated in module 4 by expression (7), particularly by changes in the probability for new acquired vehicle. Therefore under an alternative scenario (i.e. subsidies to new diesel cars), TV_{ght} is multiplied by the difference in (7) with respect to the base scenario as follows

$$(11) \quad TV_{ght} \quad (1 + \Pr(Y_{ight}^{m4va} = \text{new acquired vehicles})),$$

where $\Pr(Y_{ight}^{m4va} = \text{new acquired vehicles})$ is the change in the probability of new acquired vehicle for a given change in fuel or car prices.

Regarding the annual kilometres that vehicle g is used (i.e. $usage_{ght}$), it is estimated in module 5 by the following expression

$$(12) \quad \ln Y_{ight}^{m5} = X_{ight}^{m5} \beta_{m5} + \epsilon_{iht},$$

where $\ln Y_{ight}^{m5}$ is the logarithm of the annual kilometres of individual i in region h at time t of the g type, ϵ_{iht} is the error term and X_{ight}^{m5} is the matrix with all the independent variables. More specific details of the variable used in the estimation are provided in the next section. The model is estimated by Pooled Ordinary Least Squares (POLS). Notice that $usage_{ght}$ is estimated as the exponential function from (12).

On the other hand, the total kilometres (i.e. TM_{ght}) by car type g in region h at time t is estimated by the following expression

$$(13) \quad TM_{ght} = TV_{ght} \quad usage_{ght} \quad \frac{p_{carht}^{m1}(1)}{p_{carht}^{m1}(0)},$$

where $\frac{p_{carht}^{m1}(1)}{p_{carht}^{m1}(0)}$ measures the proportion of change in the probability of travelling by car estimated in $m1$. It compares the scenario base (0) and the scenario of changes in bus prices (1): Notice that in the base scenario $\frac{p_{carht}^{m1}(1)}{p_{carht}^{m1}(0)} = 1$: Consequently, fuel consumption and emissions are estimated as follows

$$FV_{ght} = TM_{ght} \cdot efficiency_{gt}$$

where $efficiency_{gt}$ is the fuel average consumption per mile in g category at time t :

The amount of CO₂ emissions in region h at time t is computed by the following expression⁷⁶

$$CO_{2ght} = TM_{ght} \quad emission \ factors$$

Empirical results

The dataset

The dataset is provided by the National Travel Survey (NTS) and it comprises information at individual, household and vehicle level. The data is generated by an annual survey carried out in the United Kingdom. However, in this research only the case of England is analyzed. Moreover, only information of individuals with age greater than 16 years is considered. This follows Dargay and Hanly (2004)^o who only consider individuals with legal age to drive in the UK. The estimation is carried out for $T = 9$ years (from 1998-2006) and it distinguishes two regions ($H = 2$),

⁷⁶ The emission factors are provided by vintage, fuel and engine capacity as shown in Table C4. The vehicle stock was disaggregated by engine capacity using shares from the NTS.

London and the rest of England. Three dummy variables to identify three periods are included in the models. *Period1* comprises years from 1998 to 2000, *Period2* from 2001 to 2003 and *Period3* from 2004 to 2006, this is done in order to reduce the number of parameters to be estimated.

Although the dataset covers a considerable range of variables in the transport sector, there are some inconsistencies and lacks of information related to household income and prices of transport mode and cars. For this reason, the NTS dataset is complemented by using information provided by the Department for Transport (DfT) and the Automobile Association (AA). This complementary information and the modules where it is used is displayed in Table A1.

Table A1: Complementary variables to the NTS

Variable	Units	Used in module
<i>Comute cost</i>	pence/km	m1
<i>car price</i>	pence/km	m3,m4,m5
<i>income</i>		m3,m4
<i>fuel price</i>	pence/litre	m2,m3,m4,m5
<i>efficiency</i>	km/litre	m3,m4,m5
<i>Emission factors</i>	kilograms/km	simulation
<i>Bus availability</i>		m2
<i>Traffic</i>	vehicle kilometers/person	m1,m4
<i>Density</i>	Kilometers/person	m2
<i>Region</i>	1= London and 0= other regions	m1,m2,m3, m5
<i>Period 1</i>	1998-2000	all
<i>Period 2</i>	2001-2003	all
<i>Period 3</i>	2004-2006	all

The variable *Car price* is provided by the AA broken down by type of cost and per type of vehicle. Moreover, because of the lack of information about *income*, this variable is built by using the following expression: $1=(socioeconomiclevel+1)$; where *socioeconomic level* is a categorical variable that varies from 0 to 4 where the highest level is 0. The variables *Number of cars* and *distance travelled* are also used as proxy variables for income level in modules *m1* and *m5*.

Regarding *m1*, commuters face ve choices (i.e. $J = 5$; where 1 = walking and cycling, 2 = car, 3 = motorcycle, 4 = bus and 5 = train) as depicted in Fig1. Table A2 shows the number of trips taken by commuters. Notice that the sample size of the survey has been increasing across periods.

This has been done to increase the representativeness of the survey.

Table A2: Trips taken by commuter and Prices

Item	Region	Period1 ^a	Period2	Period3
------	--------	----------------------	---------	---------

Number of trips	Other regions		London		Other regions		London	
	Period	Frequency	Period	Frequency	Period	Frequency	Period	Frequency
	1	29536	10.1112%	57222	10.1082%	74861	10.1139%	
	2	233061	79.7839%	454802	80.3398%	589000	79.5753%	
	3	1887	0.6461%	3854	0.6808%	5228	0.7063%	
	4	21396	7.3246%	36748	6.4915%	50299	6.7955%	
	5	6234	2.1341%	13471	2.3797%	20792	2.8090%	
	1	5124	10.2395%	11022	10.8790%	17339	2.3425%	
	2	27652	55.2605%	46587	45.9810%	57346	7.7476%	
	3	502	1.0037%	1316	1.2989%	1208	0.1633%	
	4	7088	14.1643%	17751	17.5204%	22795	3.0796%	
	5	9674	19.3320%	24641	24.3206%	32093	4.3359%	

Prices ^b	Other regions		London		Other regions		London	
	Period	Price	Period	Price	Period	Price	Period	Price
	1	0.0000		0.0000		0.0000		0.0000
	2	0.2643		0.2906		0.1837		0.1837
	3	0.2593		0.2593		0.2956		0.2956
	4	0.1238		0.1244		0.2732		0.2732
	5	0.0555		0.0611		0.0596		0.0596

The numbers from 1 to 5 denote transport modes as follows: 1 walking and cycling, 2: travelling by car, 3: motorcycle, 4: bus and 5: train.

^aThe column located after *Period* shows relative frequencies. ^bPrices are expressed as pence per km.

The columns entitled as *Period* show the absolute frequency whereas the columns beside show the relative frequency⁷⁷. One can see that travelling by car is more popular in other regions than in London. Therefore, the use of public transportation is considerably inferior in other regions than in London. However, in London motorcycles are more intensively used than in other regions.

Given that the information about transport cost from the NTS presents considerable missing values for the car option and none for walking or bicycle; the variable *Commute* cost is built as follows. For the case of car price, the Automobile Association provides prices of driving per mile for diesel and petrol vehicles⁷⁸ and an average of them is used as cost of this modality. For bus and train prices, a cost is obtained from the NTS dataset where the total

⁷⁷ Absolute frequencies normalized by the total number of events.

⁷⁸ See Moring Cost provided by the Automobile Association available at http://www.theaa.com/motoring_advice/running_costs/archive.html ¹⁰See Hole and FitzRoy (2004).

cost is divided by total distance travelled to get an estimation for the cost of travelling per mile. Finally, the cost of walking and cycling is set equal to zero¹⁰. These prices can be seen also in Table A2.

Module 2 is estimated using household information level and it estimates the total number of vehicles. The specification includes the variable *Bus availability* which is estimated by multiplying *Bus frequency* (provided by the NTS) by the number of buses for different regions (provided by the Department for Transport)⁷⁹. This variable captures the effect of the number of vehicles in the region weighted by the bus frequency in the households neighborhood. Table A3 and A4 show that *Bus frequency* is much higher in London than in other regions which explains why in other regions the number of households with zero cars is lower than in London.

<i>Item</i>	<i>Category</i>	<i>Code</i>	<i>Period1</i>		<i>Period2</i>		<i>Period3</i>	
<i>Socioeconomic level</i>	A	0	1781	26.9953%	2982	22.2640%	3942	22.3230%
	B	1	1922	29.1305%	4995	37.2936%	6784	38.4186%
	C	2	1724	26.1324%	3310	24.7123%	4290	24.2931%
	D-E	3-4	1170	17.7418%	2107	15.7301%	2643	14.9654%
<i>Member with license</i>	0	0	1389	20.4923%	2722	19.4357%	3266	17.8638%

⁷⁹ Available at <http://www.dft.gov.uk/pgr/statistics/datatablespublications/vehicles/>

	1	1	2357	34.7882%	5010	35.7777%	6551	35.8317%
	2+	2-3	3030	44.7195%	6271	44.7866%	8465	46.3046%
<i>Number of cars</i>								
	0	0	1800	26.5656%	3410	24.3501%	4110	22.4809%
	1	1	3053	45.0553%	6256	44.6761%	8084	44.2206%
	2	2	1621	23.9225%	3645	26.0338%	5116	27.9817%
	3+	3-4	302	4.4566%	692	4.9400%	972	5.3168%
<i>Number of bicycles</i>								
	0	0	3844	56.7314%	7128	50.9035%	8960	49.0100%
	1	1	1235	18.2259%	3050	21.7842%	4297	23.5052%
	2+	2	1697	25.0427%	3824	27.3123%	5025	27.4849%
<i>Bus frequency^a</i>								
	0	0	110	1.6286%	138	0.9842%	126	0.6893%
	1	1	620	9.1510%	1049	7.4928%	1316	7.2007%
	2	2	1266	18.6806%	3048	21.7670%	3936	21.5310%
	3	3	2793	41.2191%	5427	38.7535%	7076	38.7052%
	4	4	1987	29.3207%	4341	31.0025%	5827	31.8737%

<i>em</i>	<i>Category</i>	<i>Code</i>	<i>Period1</i>		<i>Period2</i>		<i>Period3</i>	
<i>Walking to bus station^b</i>	0	0	5877	86.7301%	12058	86.1142%	15692	85.8346%
	1	1	667	9.8402%	1425	10.1776%	1886	10.3149%
	2	2	159	2.3453%	382	2.7278%	515	2.8179%
	3	3	27	0.4056%	65	0.4636%	106	0.5822%
	4	4	46	0.6788%	72	0.5169%	82	0.4505%

See footnote in Table A1 for notation used in this Table. Moreover, the column *Code* shows the values assumed for the discrete variable.

^a0 denotes less than once a day, 1:at least once a day, 2:at least 1 an hour, 3:at least 1 every half hour, 4:at least 1 every quarter hour .

0 denotes 6 mins. or less, 1:7-13 mins, 2:14-26 mins, 3: 27-43 mins, 4:44 mins or more.

Table A4. Variables at household level in London (number of households)

<i>Item</i>	<i>Category</i>	<i>Code</i>	<i>Period1</i>	<i>Period2</i>	<i>Period3</i>			
<i>Socioeconomic level</i>	A	0	337	29.8082%	511	23.1070%	730	26.0998%
	B	1	429	37.9161%	1022	46.2339%	1330	47.5309%
	C	2	227	20.0856%	409	18.5138%	425	15.1995%
	D-E	3-4	138	12.1901%	268	12.1453%	313	11.1698%
<i>Member with license</i>	0	0	296	25.0600%	659	27.7318%	750	25.0794%
	1	1	458	38.8320%	920	38.7010%	1156	38.6418%
	2+	2-4	426	36.1080%	798	33.5672%	1085	36.2788%
<i>Number of cars</i>	0	0	436	36.9475%	982	41.3177%	1192	39.8258%
	1	1	534	45.2562%	979	41.2124%	1296	43.3070%
	2	2	176	14.8864%	364	15.3358%	423	14.1479%
	3+	3-4	34	2.9099%	51	2.1341%	81	2.7193%
<i>Number of bicycles</i>	0	0	806	68.2736%	1580	66.5110%	1854	61.9584%
	1	1	202	17.1175%	485	20.3993%	638	21.3154%
	2+	2	172	14.6090%	311	13.0897%	500	16.7261%
<i>Bus frequency</i>	0	0	1	0.0850%	3	0.1143%	1	0.0315%
	1	1	2	0.1428%	1	0.0387%	5	0.1830%
	2	2	28	2.3893%	36	1.5320%	26	0.8855%
	3	3	370	31.3449%	536	22.5640%	385	12.8559%
	4	4	780	66.0381%	1800	75.7510%	2574	86.0440%

Moreover, as displayed in Table A5, in London *Density* (i.e. number of kilometers per person) is lower than in other regions and consequently this refrains households in London from buying a vehicle despite of the fact that

A4: Cont

<i>Item</i>	<i>Category</i>	<i>Code</i>	<i>Period 1</i>		<i>Period 2</i>		<i>Period 3</i>	
<i>Walking to bus station</i>	1	0	1044	88.4336%	2106	88.6532%	2676	89.4245%
	2	1	120	10.1714%	236	9.9129%	278	9.2792%
	3	2	16	1.3951%	30	1.2517%	37	1.2276%
	4	3	0	0.0000%	0	0.0000%	0	0.0687%
	5	4	0	0.0000%	0	0.1822%	0	0.0000%

See footnote in Table A3 for notation used in this Table.

in London more households are between level A and B of *Socioeconomic level* than in other regions which implies a higher income level than in other regions.

Table A5. Traffic and density variables

<i>Item</i>	<i>Units</i>	<i>Region</i>	<i>Period 1</i>	<i>Period 2</i>	<i>Period 3</i>
<i>Traffic</i>	Thousand of annual vehicle-kilometers per person	Other regions	8.6237	8.9169	9.1185
		London	4.5314	4.4579	4.3953
<i>Density</i>	Kilometers per capita	Other regions	0.4874	0.4850	0.4745
		London	0.1448	0.1417	0.1391
<i>Households</i> ^a	Million of households	Other regions	17.0939	17.6796	18.3376
		London	2.9721	3.0858	3.0810

^aThe total number of households is provided by the Department for Transport while the distribution between regions is estimated by using data from the NTS.

In module 3, the shares for the type of vehicle are estimated. Tables A6 and A7 show the characteristics of the sampled vehicle that are broken down by fuel type, vintage and region.

Table A6: Variables at vehicle level in other English regions except London (number of vehicles).

<i>Item</i>	<i>Fuel</i>	<i>Category</i>	<i>Code</i>	<i>Period1</i>	<i>Period2</i>	<i>Period3</i>			
<i>Vehicles</i>	Petrol	stock	0	50560	86.1997%	106236	81.7864%	137388	77.4268%
	Diesel	stock	1	8094	13.8003%	23658	18.2136%	40055	22.5732%
<i>Gender</i>	Petrol	Female	0	20418	40.3832%	45880	43.1863%	61648	44.8719%
		Male	1	30142	59.6168%	60357	56.8137%	75739	55.1281%
	Diesel	Female	0	2375	29.3436%	6240	26.3767%	10977	27.4047%
		Male	1	5719	70.6564%	17418	73.6233%	29078	72.5953%
<i>Property</i>	Petrol	Household	0	47173	93.3014%	101000	95.2041%	134000	97.1897%
		Company	1	3387	6.6986%	5088	4.7959%	3875	2.8103%

	Diesel	Household	0	7171	88.5937%	20808	87.9529%	35303	88.1366%
		Company	1	923	11.4063%	2850	12.0471%	4752	11.8634%
<i>employment</i>	Petrol	Other	0	15334	30.3281%	35348	33.2725%	45351	33.0098%
		Full time	1	35226	69.6719%	70889	66.7275%	92036	66.9902%
	Diesel	Other	0	1705	21.0654%	5156	21.7922%	9434	23.5518%
		Full time	1	6389	78.9346%	18503	78.2078%	30621	76.4482%
<i>Socioeconomic level</i>	Petrol	A	0	18778	37.4180%	30527	29.5660%	38551	28.5219%
		B	1	12799	25.5037%	36457	35.3093%	49377	36.5315%
		C	2	13252	26.4064%	25712	24.9030%	33500	24.7854%
		D-E	3-4	5356	10.6720%	10554	10.2217%	13734	10.1612%
	Diesel	A	0	2903	36.0195%	7085	30.8343%	12813	32.3400%
		B	1	1584	19.6525%	6105	26.5710%	11272	28.4488%
		C	2	2727	33.8378%	8071	35.1272%	12339	31.1426%
		D-E	3-4	845	10.4903%	1716	7.4674%	3197	8.0686%

Table A6: Cont

<i>Vehicle size</i>	Petrol	Medium	1	44681	88.3725%	87908	82.7472%	112000	81.7860%
		Large	2	5879	11.6275%	18329	17.2528%	24943	18.2140%
	Diesel	Medium	1	5567	68.7719%	12726	53.7917%	20338	50.7768%
		Large	2	2528	31.2281%	10932	46.2083%	19716	49.2232%
<i>Vehicle capacity^a</i>	Petrol	Up to 1500cc	0	24176	47.9229%	50387	47.4625%	64895	47.2704%
		Over 1500cc	1	26271	52.0771%	55774	52.5375%	72390	52.7296%
	Diesel	Up to 1500cc	0	593	7.3829%	1045	4.4249%	3006	7.5118%
		Over 1500cc	1	7441	92.6171%	22563	95.5751%	37017	92.4882%
<i>Household size</i>	Petrol	1member	1	6226	12.3143%	14709	13.8453%	18933	13.7808%
		2	2	20423	40.3946%	44039	41.4537%	57010	41.4953%
		3+	3-5	23910	47.2912%	47489	44.7010%	61445	44.7239%
	Diesel	1	1	734	9.0715%	2343	9.9020%	3805	9.4994%
		2	2	3203	39.5668%	8940	37.7887%	15424	38.5080%
		3+	3-5	4157	51.3616%	12376	52.3093%	20825	51.9926%
<i>Vehicle availability^b</i>	Petrol	0	0	6135	97.1232%	12822	96.7697%	16668	97.3599%
		1	1	115	1.8227%	307	2.3168%	345	2.0150%
		2	2	67	1.0541%	121	0.9135%	107	0.6250%
	Diesel	0	0	990	97.9797%	2893	97.9902%	4911	98.3165%
		1	1	10	0.9598%	44	1.4980%	50	1.0027%
		2	2	11	1.0605%	15	0.5119%	34	0.6808%

Table A6: Cont

<i>Item</i>	<i>Fuel</i>	<i>Category</i>	<i>Code</i>	<i>Period 1</i>		<i>Period 2</i>		<i>Period 3</i>	
<i>Vehicle age^c</i>	Petrol	0	0	4153	8.2137%	9638	9.0719%	8671	6.3113%
		1	1	4008	7.9275%	10204	9.6053%	11360	8.2685%
		2	2	4120	8.1495%	9278	8.7334%	11916	8.6733%
		3	3	7198	14.2357%	17356	16.3367%	24437	17.7867%
		4	4	31081	61.4737%	59761	56.2528%	81004	58.9601%
	Diesel	0	0	743	9.1753%	3281	13.8698%	4917	12.2753%
		1	1	740	9.1398%	2636	11.1423%	5173	12.9140%
		2	2	978	12.0823%	1831	7.7386%	4593	11.4680%
		3	3	1865	23.0350%	3384	14.3051%	6972	17.4059%
		4	4	3769	46.5675%	12526	52.9442%	18400	45.9368%

See footnote in Table A3 for notation used in this Table.

cc stands for cubic capacity.

0 denotes in regular use, 1 Possibly will come into use and 2 Newly acquired vehicle.

0 denotes: up to 1 year, 1: 1-2 years, 2: 2-3 years, 3: 3-5 years and 4 :over 5 years.

<i>Vehicles</i>	Petrol	Stock	0	7074	88.8870%	13503	88.3487%	16996	86.1482%
	Diesel	Stock	1	884	11.1130%	1781	11.6513%	2733	13.8518%
<i>Gender</i>	Petrol	Female	0	3111	43.9704%	5818	43.0860%	7678	45.1744%
		Male	1	3964	56.0296%	7685	56.9140%	9318	54.8256%
	Diesel	Female	0	222	25.0721%	418	23.4898%	648	23.7304%
		Male	1	663	74.9279%	1362	76.5102%	2084	76.2696%
<i>Property</i>	Petrol	Household	0	6040	85.3741%	10996	81.4355%	13710	80.6660%
		Company	1	1035	14.6259%	2507	18.5645%	3286	19.3340%
	Diesel	Household	0	503	56.8960%	901	50.6216%	1144	41.8731%
		Company	1	381	43.1040%	879	49.3784%	1588	58.1269%
<i>Employment</i>	Petrol	Other	0	2009	28.3970%	4320	31.9956%	5139	30.2390%
		Full time	1	5065	71.6030%	9183	68.0044%	11856	69.7610%
	Diesel	Other	0	184	20.8169%	380	21.3544%	615	22.5148%
		Full time	1	700	79.1831%	1400	78.6456%	2117	77.4852%
<i>Socioeconomic level</i>	Petrol	A	0	2754	39.3806%	3963	30.7228%	5571	33.7545%
		B	1	2205	31.5325%	5098	39.5174%	6968	42.2194%
		C	2	1545	22.0935%	2807	21.7625%	2837	17.1913%
		D-E	3-4	489	6.9934%	1032	7.9973%	1128	6.8347%
	Diesel	A	0	252	28.5278%	465	26.8034%	1051	40.1433%
		B	1	222	25.1243%	535	30.8042%	800	30.5571%
		C	2	367	41.4899%	621	35.7460%	683	26.0762%
		D-E	3-4	43	4.8580%	115	6.6464%	84	3.2234%

Table A7: Cont

<i>Vehicle size</i>	Petrol	Medium	1	6040	85.3741%	10996	81.4355%	13710	80.6660%
		Large	2	1035	14.6259%	2507	18.5645%	3286	19.3340%
	Diesel	Medium	1	503	56.8960%	901	50.6216%	1144	41.8731%
		Large	2	381	43.1040%	879	49.3784%	1588	58.1269%
<i>Vehicle capacity</i>	Petrol	Up to 1500cc	0	3108	44.0660%	5955	44.0991%	7468	43.9808%
		Up to 1500cc	1	3944	55.9340%	7548	55.9009%	9512	56.0192%
	Diesel	Up to 1500cc	0	45	5.1730%	83	4.7051%	220	8.0824%
		Up to 1500cc	1	825	94.8270%	1689	95.2949%	2505	91.9176%
<i>Household size</i>	Petrol	1member	1	1192	16.8439%	2574	19.0638%	2901	17.0710%
		2	2	2809	39.7109%	5029	37.2409%	6030	35.4808%
		3+	3-5	3073	43.4452%	5900	43.6953%	8064	47.4482%
	Diesel	1	1	110	12.4452%	220	12.3683%	316	11.5654%
		2	2	314	35.4466%	737	41.3935%	925	33.8426%
		3+	3-5	461	52.1082%	823	46.2382%	1492	54.5920%
<i>Vehicle availability</i>	Petrol	0	0	858	97.0676%	1617	96.7363%	2054	97.3356%
		1	1	23	2.5937%	44	2.6143%	49	2.3044%
		2	2	3	0.3387%	11	0.6495%	8	0.3600%
	Diesel	0	0	109	99.2327%	217	97.3369%	336	98.9751%
		1	1	0	0.0000%	3	1.4063%	2	0.6718%
		2	2	1	0.7673%	3	1.2568%	1	0.3531%

Notice that the number of diesel vehicles has been increasing across years in both regions, however, diesel vehicles have a stronger presence in other regions than in London. Moreover, in both regions there are more male drivers who own a diesel car than female ones. Notice also that every period there are heavier diesel vehicles in the vehicle stock. In both regions *property* (i.e. 1 if the a company pays for the vehicle cost, 0 otherwise) is higher for diesel vehicles than for the petrol ones. Notice also that the same occurs for the variable *employment* (i.e. 1 if the households main earner has a full time job, 0 otherwise). Additionally, the frequency of lowest boundary of *socioeconomic level* (i.e. D-E) is smaller for diesel vehicle owners than for petrol ones. This shows that income levels are important drivers for the diesel vehicle penetration as pointed out by Bonilla (2009).

Table A7: Cont

<i>Item</i>	<i>Fuel</i>	<i>Category</i>	<i>Code</i>	<i>Period 1</i>		<i>Period 2</i>		<i>Period 3</i>	
<i>Vehicle age</i>	Petrol	0	0	476	6.7236%	929	6.8765%	933	5.4916%
		1	1	527	7.4506%	1154	8.5486%	1220	7.1778%
		2	2	515	7.2849%	1175	8.7000%	1255	7.3823%
		3	3	959	13.5579%	2258	16.7194%	3074	18.0895%
		4	4	4597	64.9830%	7988	59.1555%	10513	61.8589%
	Diesel	0	0	98	11.1140%	339	19.0508%	270	9.8801%
		1	1	133	15.0414%	105	5.9026%	332	12.1458%
		2	2	86	9.7522%	167	9.3659%	361	13.2229%
		3	3	200	22.5748%	298	16.7432%	481	17.6134%
		4	4	367	41.5176%	871	48.9375%	1288	47.1377%

See footnote in Table A6 for notation used in this Table.

Regarding the degree of dispersion for *vehicle age*; there is a higher dispersion for petrol vehicles than for the diesel ones.

In module 3 individuals face eight vehicle choices ($G = 8$): These choices are the result of the combination of the two general alternatives of fuel: petrol or diesel and four choices of vehicle vintages: 1) less than one year, 2) from 1 to 3 years, 3) from 3 to 4 and 4) over 5. Regarding vehicle age, one can see in Table A7 and A8 that in London the petrol vehicle stock is older than in other regions, however, the diesel vehicle stock is newer in London.

The variable *Car price*; which is also used in modules 4 and 5, is adjusted applying a discounted factor to control for vehicle age as proposed by the Royal Automobile Club Foundation for Motoring⁸⁰. The fuel price is divided by the vehicle efficiency to take into consideration that drivers face relative prices according to the vintage and efficiency of their vehicles that change across time. These variables are provided by the DfT in *Transport Statistics Great Britain 2008*⁸¹ and are displayed in Table A8.

⁸⁰ See Transport Price Indices, 2009, <http://www.racfoundation.org/>

⁸¹ This version is available at <http://www.dft.gov.uk/pgr/statistics/datatablespublications/tsgb/>

Table A8: Prices and efficiencies per type of vehicle

<i>Item</i>	<i>Fuel</i>	<i>Category</i>	<i>Period 1</i>	<i>Period 2</i>	<i>Period 3</i>
<i>Car price</i> ^a	Petrol	Up to 1 year	15.0985	18.3937	20.6827
		From 1 to 3	12.8337	15.6347	17.5803
		From 3 to 5	8.7319	10.6377	11.9615
Pence/km	Diesel	Over 5	5.3600	6.5298	7.3424
		Up to 1 year	19.7846	23.4456	26.4817
		From 1 to 3	16.8169	19.9287	22.5095
Pence/km	Diesel	From 3 to 5	11.4421	13.5594	15.3152
		Over 5	7.0236	8.3232	9.4010
		Fuel Price	Petrol	0.7198	0.7634
Pence/litre	Diesel	0.7370	0.7835	0.8880	
<i>Efficiency</i> (Km/litre)	Petrol	Up to 1 year	12.2105	12.7203	13.1935
		From 1 to 3	10.6768	10.8569	11.3063
		From 3 to 5	10.7270	10.8328	10.9513
		Over 5	10.0372	10.0261	10.3424
	Diesel	Up to 1 year	14.9914	16.0482	15.9384
		From 1 to 3	14.9914	13.5346	14.1562
		From 3 to 5	10.9753	11.1471	11.2828
		Over 5	10.9753	11.1471	11.2828

^a This price includes cost of depreciation, service, insurance cost and tax road and other costs. However, it does not include fuel cost. The values are the average of periods of three years reported by the AA in the case of car prices and the DfT in the case of fuel prices and efficiencies. Additionally, the next factor was used in the conversion from gallons to litres: 1 Imperial gallon = 4.54609188 litres

Module 4 estimates the number of new purchases that will increase the total number of vehicles. The model is an ordered probit where the number of alternatives is equal to 3 ($A = 3$): It uses the answer of vehicle availability recorded in the NTS as follows: 1) vehicle in regular use, 2) possibly will come into use and 3) new acquired vehicle. The dataset comprises, household and vehicle levels. Table A6 and A7 show the distribution of the variable *Vehicle availability*: Notice that there is not significant differences across regions for this variable. Moreover, in both regions the number of new acquired diesel vehicles increased only during the two first periods.

The final module ($m5$); computes the annual kilometres using a lineal specification applied to a dataset that comprises household and vehicle levels. The NTS provides several measures of the kilometres that the vehicles are used. Most of them have a considerably number of missing values and the rest are expressed as intervals. Therefore expression (12) is estimated using an average of the interval of the annual kilometres per type of vehicle. Table A9 and A10 display the distribution of the annual kilometres and as pointed out by Bonilla (2009) diesel vehicle are more intensively used than petrol ones, however, this is only true in other regions.

Table A9: Annual kilometres Traveled in other English regions except London

Fuel	Category	Period1		Period2		Period3	
Petrol	under 805	36	0.5701%	191	1.4436%	254	1.4764%
	805-3217	277	4.4150%	773	5.8315%	956	5.5672%
	3219-6436	734	11.7142%	1691	12.7652%	2176	12.6725%
	6437-9654	1617	25.8034%	3402	25.6737%	4625	26.9289%
	9656-14482	1959	31.2739%	4155	31.3537%	5806	33.8085%
	14484-24138	1082	17.2747%	2116	15.9719%	2467	14.3627%
	24140-33794	392	6.2534%	700	5.2846%	662	3.8521%
	33795-48279+	169	2.6951%	222	1.6757%	229	1.3317%
Diesel	under 805	3	0.2750%	26	0.8913%	27	0.5349%
	805-3217	25	2.4623%	49	1.6557%	102	2.0407%
	3219-6436	47	4.6976%	184	6.2192%	246	4.9127%
	6437-9654	170	16.9027%	457	15.4714%	828	16.5391%
	9656-14482	267	26.5829%	854	28.9137%	1553	31.0102%
	14484-24138	236	23.4726%	706	23.9068%	1172	23.4075%
	24140-33794	154	15.3573%	430	14.5720%	696	13.9097%
	33795-48279+	103	10.2497%	247	8.3699%	383	7.6452%

See footnote in Table A3 for notation used in this Table.

Table A10: Annual Kilometres Traveled in London

Fuel	Category	Period1		Period2		Period3	
Petrol	under 805	7	0.7787%	28	1.6818%	34	1.5903%
	805-3217	56	6.3514%	114	6.7837%	143	6.7406%
	3219-6436	125	14.2556%	302	17.9568%	355	16.6955%
	6437-9654	259	29.6578%	498	29.6217%	689	32.4475%
	9656-14482	290	33.1584%	496	29.5107%	662	31.1710%
	14484-24138	96	10.9660%	172	10.2498%	187	8.7814%

	24140-33794	32	3.6725%	50	2.9944%	48	2.2419%
	33795-48279+	10	1.1596%	20	1.2011%	7	0.3319%
Diesel	under 805	0	0.0000%	0	0.0000%	1	0.0425%
	805-3217	2	0.2607%	3	0.1903%	11	0.4996%
	3219-6436	8	0.9165%	15	0.8701%	28	1.3075%
	6437-9654	20	2.2567%	44	2.5888%	85	3.9797%
	9656-14482	25	2.8398%	81	4.7995%	104	4.8841%
	14484-24138	24	2.7881%	48	2.8383%	57	2.6691%
	24140-33794	20	2.3398%	20	1.2008%	40	1.8709%
	33795-48279+	11	1.2361%	12	0.6942%	18	0.8256%

See footnote in Table A3 for notation used in this Table.

In the next subsections, the results from the model will be presented. The module of estimation are: 1) module of transport, 2) ownership, 3) vehicle type and 4) usage. Additionally, in the next section the results of the policy simulation will be analyzed.

Module of transport mode

The estimated for the *CML* and the *NML* are displayed in Table B1.

Table B1: Estimates for the transport mode in module (*m1*).

CML and *NML* as specied in expressions (2) and (3).

Dependent variable:Transport mode coded from 1 to 5.

<i>Alternative Specific Independent V variables</i>	<i>CML</i>	<i>CML</i>	<i>NML</i>	<i>NML</i>
$\log(\text{Comute cost}=\text{distant travelled})$	-0.5443***	(0.0038)	-1.0874***	(0.0076)
<i>Case Specific Independent V variables</i>				
<i>Traffic</i>				
2	-0.2053***	(0.0266)	-0.188***	(0.0267)
3	0.3824***	(0.0825)	-0.1028***	(0.0296)
4	-0.6098***	(0.0325)	-0.9009***	(0.0378)

5	1.4467***	(0.0678)	2.4461***	(0.098)
<i>Region (London = 1)</i>				
2	-0.6094***	(0.0262)	-0.5616***	(0.0261)
3	0.5235***	(0.0725)	-0.3939***	(0.0305)
4	2.9632***	(0.0309)	-0.4782***	(0.0420)
5	2.9632***	(0.0489)	4.5545***	(0.0847)
<i>Number of transfers</i>				
2	-0.7697***	(0.0865)	-0.6421***	(0.0878)
3	-1.8492***	(0.2893)	-0.8107***	(0.0957)
4	1.7095***	(0.0859)	0.7931***	(0.1067)
5	3.4085***	(0.0872)	4.6122***	(0.1308)
<i>Porpuse of travelling</i>				
2	-0.0508***	(0.0034)	-0.0529***	(0.0034)
3	-0.5038***	(0.0403)	-0.1178***	(0.0082)
4	-0.0624***	(0.0040)	-0.0438***	(0.0045)
5	-0.1686***	(0.0101)	-0.248***	(0.0164)

Table B1: Cont.

<i>Commuter age</i>	CML	CML	MNL	MNL
2	0.2352***	(0.0049)	0.2299***	(0.0050)
3	0.0288	(0.0187)	0.2002***	(0.0062)
4	0.0336***	(0.0071)	0.1389***	(0.0138)
5	-0.1568***	(0.0101)	-0.5393***	(0.0411)
<i>Number of owned cars</i>				
2	1.0190***	(0.0146)	1.0226***	(0.0149)
3	0.1103***	(0.0370)	0.8814***	(0.0184)
4	-0.6787***	(0.0199)	-1.1219***	(0.0425)

	5	0.0836***	(0.0241)	0.9327***	(0.0721)
<i>Number of</i>					
<i>owned bicycles</i>	2	-0.2981***	(0.0091)	-0.2930***	(0.0090)
	3	0.1380***	(0.0273)	-0.2302***	(0.0109)
	4	-0.4388***	(0.0130)	-0.4528***	(0.0157)
	5	-0.3677***	(0.0183)	-0.2807***	(0.0292)
Year specific e/ects					
<i>Period1</i>					
<i>Period2</i>					
<i>Period3</i>					
<i>Dissimilarity parameters</i>					
<i>non motorized</i>					
<i>private motorized</i>					
<i>public motorized</i>					
				1	
				0.1382***	(0.0116)
				2.6750**	(0.1416)

Notice that 2 denotes travelling by car, 3 motorcycle, 4 bus and 5 train. Walking and cycling is the base choice alternative. Standard errors are given in parenthesis. "*": significant at 10 percent level. "***":

significant at 5 percent level. "****": significant at 1 percent level. Year e/ect parameters are available upon request from the author.

Between the two estimations, the CML is chosen as the dissimilarity parameters in the NML are out of the theoretical range. The estimates related the logarithm of the ratio *cost=distant travelled* show that the election of the transport mode is highly sensitive to prices which allows designing policies to reduce car dependence favouring the public transport modes such as train and buses. In this estimation, I used *distant travelled* as proxy for income.

When people face several stages in their journey, travelling by bus and train are more preferable than other alternatives, as it can be seen in Table B1 where estimates across choices for *number of stages* are statistically significant and positive as in Train (1980).

The dataset lacks of information about income, however, the number of cars attributed to the commuters household can be used as proxy variable for income and as Table B1 shows, the travelling decision is strongly a

matter of income. Notice that commuters with high income will rarely travel by bus. Regarding the number of bicycles attributed to the commuters household, it affects negatively the probability of travelling by car, bus or train. However, it increases the probability to travel by motorcycle and therefore this mode and cycling are complements rather than substitutes. For this reason, encouraging the use of bicycle could also increase the use of motorcycle having perverse effects in terms of emissions.

Ownership module

The parameters for the first stage related to households decision to own a car can be seen in Table B2.

Table B2: Coefficients of the first stage of the ownership module (m_2) given by expression (7).

Dependent variable: 1 if the household is a vehicle owner, 0 otherwise.

<i>Bus availability</i>	-0.4212***	(0.0275)
<i>Household size</i>	0.9934***	(0.0177)
<i>Walk time to bus stop</i>	0.1185***	(0.0237)
<i>Socioeconomic level</i>	-0.4337***	(0.0095)
<i>Density London</i>	-0.9829***	(0.3214)
<i>Density other regions</i>	0.5209***	(0.0882)
<i>Period1</i>	0.9685***	(0.1466)
<i>Period2</i>	1.1130***	(0.146)
<i>Period3</i>	1.1854***	(0.1455)

See footnote in Table B1 for notation used in this Table.

*Bus availability*⁸² has a negative effect on the decision of buying a car. In the same vein, the time taken to walk to bus station increases the probability of buying a car. This shows that improving public transportation can encourage travellers to reduce car dependence and with that reducing the amount of energy used and emissions in the sector.

In Chiou et al (2009), the estimates related to *density* show a positive effect on the probability of car ownership. Nevertheless, the authors do not distinguish different regions as I did in this research. As shown in Table B2, in London high density of vehicles prevents people from buying a car while in other regions, density is associated with the increase of cars as in Chiou et al (2009).

On the other hand, *Socioeconomic level* has a positive effect on car ownership as in Train (1980).

Moreover, time effect is statistically significant showing that car ownership changes across time.

Module of vehicle type

The estimates for the *CML* and the *NML* are displayed in Table B3.

⁸² This variable is constructed by multiplying the information about bus frequency provided by the NTS and the number of buses provided by the Department for Transport.

Table B3: Coefficients of CML and NML models for vehicle type (m3) estimated as shown by expressions (2) and (3). Dependent variable is coded as numbers from 1 to 8 for different combination of fuel type and vintage.

<i>Alternative Specific Independent Variable</i>	<i>CML</i>	<i>CML</i>	<i>NML</i>	<i>NML</i>
<i>(car price=income)</i>	-0.0128***	(0.0007)	-0.0001***	(0.0000)
<i>(fuel price=efficiency)=income</i>	-0.0642***	(0.0062)	-0.0006***	(0.0000)
<i>Case Specific Independent Variable</i>				
<i>Driver gender(male = 1)</i>				
2	-0.0059	(0.0466)	-0.0001	(0.0005)
3	-0.0236	(0.0470)	-0.0003	(0.0006)
4	0.2285***	(0.0420)	0.0026***	(0.0000)
5	0.3052***	(0.0813)	0.2536***	(0.0001)
6	0.3668***	(0.0654)	0.2548***	(0.0010)
7	0.2642***	(0.0687)	0.2533***	(0.0008)
8	0.4298***	(0.0529)	0.2559***	(0.0008)
<i>Property(1 = if company car)</i>				
2	-0.3591***	(0.0681)	-0.0041***	(0.0009)
3	-1.3788***	(0.0841)	-0.0157***	(0.0015)
4	-2.8108***	(0.0864)	-0.0330***	(0.0000)
5	0.6644***	(0.0889)	0.7201***	(0.0001)
6	0.2385***	(0.0788)	0.7026***	(0.0427)
7	-1.0875***	(0.1109)	0.6873***	(0.0427)
8	-2.2253***	(0.1128)	0.6873***	(0.0427)
<i>Employment(1 = full time)</i>				
2	0.0406	(0.0493)	0.0005	(0.0006)
3	0.1587***	(0.0499)	0.0019***	(0.0006)
4	0.0003	(0.0441)	0.0001***	(0.0001)

5	0.3552***	(0.0914)	0.2477***	(0.0001)
6	0.2806***	(0.0705)	0.2486***	(0.0001)
7	0.3417***	(0.0752)	0.2474***	(0.0008)
8	0.2625***	(0.0551)	0.2474***	(0.0008)

Table B3: Cont. *Household size*

-0.0038 (0.0211)	-0.0001 (0.0003)		
0.0505**	(0.0213)	0.0005 (0.0003)	
0.0735***	(0.0190)	0.0008***	(0.0000)
0.1318***	(0.0329)	0.0486***	(0.0001)
0.0969***	(0.0273)	0.0485***	(0.0000)
0.1216***	(0.0292)	0.0480***	(0.0003)
0.0766***	(0.0231)	0.0480***	(0.0003)
<i>Car size</i>			
-0.0654***	(0.0170)	-0.0007***	(0.0002)
-0.0907***	(0.0171)	-0.0009***	(0.0002)
-0.1062***	(0.0149)	-0.0011***	(0.0000)
0.3254***	(0.0243)	0.3224***	(0.0001)
0.2668***	(0.0207)	0.3215***	(0.0000)
0.2666***	(0.0223)	0.3203***	(0.0002)
0.1854***	(0.0184)	0.3203***	(0.0002)
<i>Engine capacity</i>			
0.0577 (0.0520)	0.0006 (0.0006)		
0.1333***	(0.0518)	0.0014**	(0.0006)
0.0471 (0.0462)	0.0005***	(0.0000)	
1.8483***	(0.1158)	2.0386***	(0.0001)
1.9191***	(0.0843)	2.0408***	(0.0000)
2.2683***	(0.0881)	2.0478***	(0.0017)
2.2038***	(0.0697)	2.0455***	(0.0013)

Table B3: Cont.

<i>Region</i> (1 = London)				
2	0.1068	(0.075	0.0011	(0.000
		4)		9)
3	0.2324***	(0.075	0.0028	(0.000
		5)	***	9)
4	0.2878***	(0.067	0.0034	(0.000
		9)	***	0)
5	-0.2890**	(0.132	-	(0.000
		8)	0.5729	1)

6	-0.3620***	(0.109	-	(0.045
		7)	0.5744	5)

7	-0.3037***	(0.117	-	(0.045
		2)	0.5734	5)

8	-0.3839***	(0.088	-	(0.045
		9)	0.5746	5)

<i>Year specific effects</i>	<i>Period1</i>			
	<i>Period2</i>			
	<i>Period3</i>			
	<i>Dissimilarity parameters</i>			
<i>petrol</i>			0.0118	(0.000
			***	9)
<i>diesel</i>			0.0134	(0.000
			***	0)

See footnote in Table B1 for notation used in this Table. Moreover, 2 denotes petrol vehicles from 1 to 3 years, 3: from 3 to 5 and 4: over 5. The numbers from 5 to 8 refer to the same vintages for diesel vehicles. The alternative base is 1 which denotes petrol vehicles up to 1 year. Year effect parameters are available

upon request from the author.

In both specification changes in the ratio *fuel price=efficiency* which estimates the price of driving a kilometre relative to the households vehicle efficiency has a stronger effect on the decision of the kind of vehicle than the ratio *carprice=income*: This fact has important policy implications as a policy based on subsidizing diesel price will be more effective for increasing the number of diesel vehicles than subsidizing *car price*. However, environmental

implications have to be taken into account and this will be one of the policy exercises that will be analysed in the next section.

On the other hand, as it can be seen in Table B3, in both specifications the *vehicle size* and being a male driver increase the probability of buying a diesel vehicle. The preference for male drivers for heavy vehicles is consistent with Chiou et al (2009) results. Therefore making these vehicles lighter could attract female drivers. Moreover, the model shows that not only making lighter vehicles is important to increase vehicle diesel penetration but also making cheaper ones. That is, it is more likely that drivers prefer a diesel vehicle either when the company pays for the vehicle cost or when the driver has a full time job. This is shown in the estimates for the binary variables *Property* and *Employment* where the former takes value of 1 if a company pays for the vehicle cost and 0 otherwise while in the latter one 1 is assumed for full time job 0 otherwise. Therefore income is an important driver for diesel vehicle penetration as pointed out by Bonilla (2009).

Regarding regional effects, the model shows that living in London decreases the probability to buy a diesel car. This is due to the fact that in London other transportation choices are more important than travelling by car and therefore spending more money on expensive vehicles is needless⁸³.

Even though both models provides similar conclusions according to Train (2003) only the *NML* could capture more realistically substitution patterns. Additionally, the dissimilarity parameters denoted as *petrol* and *diesel* are positives and with value less than one which is according to the Random Utility Models. Therefore in the policy experiment the *NML* is used to analyze the potential substitution between petrol and diesel vehicles given changes in fuel and car prices⁸⁴.

Changes in the vehicle stock are measured by changes in the probability of having a new acquired vehicle. The estimates from the ordered probit model are displayed in Table B4.

Table B4: Coefficients for *vehicle availability* of module (*m4*) estimated by an ordered probit model as in (7) .

Dependent variable: 1) vehicle in regular use, 2) possibly will come into use and 3) new acquired vehicle.

$\log(\text{fuel price} = \text{efficiency})$	-1.1330***	(0.2197)	$\log(\text{car price} = \text{income})$	-0.1410***	(0.0194)	<i>Driver gender</i> (male = 1)	0.2244***	(0.0257)
<i>Number of owned cars</i>	0.2089***	(0.0130)						
<i>Traffic</i>	-0.0214	(0.0510)						
<i>Fuel type</i> (diesel = 1)	-0.3861***	(0.0490)						
<i>Period1</i>	0.0827**	(0.0362)						
<i>Period2</i>	0.1247***	(0.0275)	α_1	4.8559***	(0.5235)	α_2	5.3711***	(0.5196)
See footnote in Table B1 for notation used in this Table.								

⁸³ See Table A2 for number of trips by modality.

⁸⁴ The models and the simulation results from the policy experiments are coded in stata 10 as its shown in Cameron (2003).

As shown the probability of choosing a new acquired vehicle is more sensitive to changes in the ratio *fuel=efficiency* than to changes in the *car price*. Moreover, this probability also increases for male drivers and with the number of cars owns by the households that I used as proxy for the income level. The variable *Traffic* has the right sign but it is not statistically significant in this specification.

Usage

Regarding the estimates for the intensity in car usage, Table B5 shows that the *annual kilometres* is more sensitive to changes in the ratio *fuel=efficiency* than to changes in the *car price* as in modules 3, 4 and as in Chiun et al (2009).

Table B5. Coefficients for the lineal model of usage (*m5*) given by expression (12)

Dependent variable ln(Driven annual kilometres)		
$\log(\text{fuelprice}=\text{efficiency})$	-0.4406***	(0.0723)
$\log(\text{car price}=\text{income})$	-0.2395***	(0.0086)
<i>Age of diesel car</i>	-0.2345***	(0.0065)
<i>Age of petrol car</i>	-0.1710***	(0.0057)
<i>Driver gender</i> (male = 1)	0.0986***	(0.0069)
<i>No Full licence</i>	0.0400***	(0.0054)
<i>Employment</i> (1 = full time)	0.2609***	(0.0076)
<i>Household size</i>	0.008**	(0.0037)
<i>Socioeconomic level</i>	-0.0385***	(0.0031)
<i>Region</i>	-0.1412***	(0.0112)
<i>Year</i>		
<i>R2</i>	0.9928	

See footnote in Table B1 for notation used in this Table.

Moreover, Table B5 shows the following results that are in line with the ones obtained by Chiun et al (2009): 1) vehicle age has a negative effect in the vehicle usage, 2) being a female driver reduces the amount of usage and finally 3) drivers with higher income use car more intensively than low income ones. Therefore the vehicle age reduce the intensity of car usage, women tend to undertake shorter journeys than men do and high income drivers use car more intensively than lower income ones.

Policy Analysis

The first step before simulating the effect of some policies on the level of energy, emissions and diesel vehicle penetration is to generate a base scenario as closely as possible with real data. However, official data are not always available with the needed degree of disaggregation to make a comparison possible. Table C1 displays official data for the key variables of the output of my model.

Table C1. Official data of key variables

Diesel Vehicles ⁸⁵	Thousand vehicles	2.57928	3.35501	4.73919
Petrol consumption	Thousands of tonnes of fuel	17.6892		14.9864
Diesel consumption	Thousands of tonnes of fuel	3.2445		4.7180
CO ₂ emissions	Ktonnes	60,481	59,970	58,165
Diesel penetration	percentage	12.3795%	15.2371%	20.3055%
<i>Concept</i>	<i>Units</i>	<i>Period1</i>	<i>Period2</i>	<i>Period3</i>
Petrol Vehicles	Thousand vehicles	18.2502	18.6362	18.5803

⁸⁵ Estimated with the shares for UK provided by the Department for transport in Transport Statistics Great Britain 2008. Data from fuel consumption are taken from the Department of Energy and Climate Change while emissions are taken from the National Atmospheric Emissions Inventory. Vehicle data and Diesel penetration are provided by the Department for Transport.

Note that there is not data available for energy consumption for the first period. Moreover, because of the lack of data, the total English vehicles are disaggregated by type of fuel using UK shares provided by the DfT. The differences of the output of my model with the values displayed in Table C1 are shown in Table C2.

Table C2: Differences between the model and real data

<i>Concept</i>	<i>Period1^a</i>	<i>Period2</i>	<i>Period3</i>
Petrol Vehicles	-2.2411%	-2.3759%	-2.0046%
Diesel Vehicles	8.1637%	15.0464%	6.7272%
Petrol consumption		-11.3445%	-2.9973%
Diesel consumption		1.6678%	-8.4665%
CO ₂ emissions ^b	-14.4641%	-11.4361%	-7.8663%

The differences are related with data from table C1.

^aThere is not official data available.

^bThere is not available official data disaggregated by type of fuel.

The model reproduces with high accuracy the number of vehicles, fuel consumption, diesel penetration and the amount of CO₂ emissions. The deviations with respect to real data are mainly due to three factors. First, limitations in information. The vehicles displayed in Table C1 are an estimation given that the Department for transport (DfT) in *Transport Statistics Great Britain 2008* (TSGB2008) does not provide this information. Additionally, the lack of information on annual kilometres travelled prompts a biased estimation of this variable and consequently there could be some bias in the fuel and CO₂ estimations. Second as pointed out in TSGB-2008, the average energy consumption per kilometre was estimated with high sampling errors given that a small sample size was used¹⁷. Finally some bias can come from sampling errors in the NTS. Therefore these inaccuracies can explain the deviations shown in Table C2. Notice also that the DfT does not provide information about fuel consumption for cars broken down by fuel for the first period and consequently it is not possible to compare my results with official data for this period.

Regarding the strategies for the policy simulation, these are shown in Table C3.

Table C3: Model strategy of simulation

<i>Policies</i>	<i>Variables to manipulate</i>	<i>Model manipulation</i>
Increasing buses (10%)	<i>Bus availability</i>	m2
Subsidizing bus fees (15%)	<i>Comute cost</i>	m1
Decreasing diesel price (5%)	<i>Average fuel price; fuel price</i>	m2, m3, m4
Subsidizing new diesel car (5%)	<i>Comute cost; carprice</i>	m1, m3, m4

¹⁷See Transport Statistics for Great Britain 2008, Table 3.4

In the first column one can see the policies to be evaluated, in the second one the variables that are manipulated, and in the third one the modules of the model that are involved. The percentages chosen are arbitrary, however, the model can be evaluated at any percentage of policy change.

The first scenario to be analyzed is the improvement and subsidies in public transportation.

On the other hand, in order to estimate CO₂ emissions, the following factors are taken from the DfT and are displayed in Table C4.

Table C4: Emission factors used in the estimation

<i>Item</i>	<i>Fuel</i>	<i>Category</i>	<i>Period 1</i>	<i>Period 2</i>	<i>Period 3</i>
<i>Emission factors</i> Kg/Km	Petrol 1400 cc ^a	Up to 1 year	135.8506		
		From 1 to 3	146.5898		
		From 3 to 5	146.5898		
		Over 5	166.6889		
	Petrol 1400-2000 cc	Up to 1 year	213.6013		
		From 1 to 3	225.3541		
		From 3 to 5	225.3547		
		Over 5	254.4713		
	Diesel 1400 cc	Up to 1 year	98.8368		
		From 1 to 3	98.0836		
		From 3 to 5	98.0836		
		Over 5	115.5358		
	Diesel 1400-2000 cc	Up to 1 year	182.4086		
		From 1 to 3	195.2804		
		From 3 to 5	195.2804		
		Over 5	230.3365		

^a cc stands for cubic capacity.

Tables C5 and C6 display the effect of an increase of 10% in the number of buses and 15% of subsidies in the bus price. The relative changes are with respect to the base scenario. Notice also that *Usage* refers to vehicle-kilometres that is the product of the number of vehicles and the kilometres that each vehicle is used.

One can see in Table C5 that increasing the number of buses reduces all the levels of the variables given that it reduces the number of vehicles in the stock while in Table C6 a subsidy in bus price reduces only the usage of vehicles.

Table C5: Effect of increasing 10% in the number of buses in Other regions and London

	<i>Period1</i>	<i>Period2</i>	<i>Period3</i>	<i>Period1</i>	<i>Period2</i>	<i>Period3</i>
Other regions						
London						
<i>Diesel share</i>	14.0071%	18.2162%	22.5528%	9.6414%	11.7550%	14.6536%
<i>Energy Consumption</i>	-1.1553%	-1.0733%	-2.4879%	-1.2794%	-1.2531%	-1.1430%
<i>CO₂ emissions</i>	-1.1553%	-1.0733%	-2.4879%	-1.2794%	-1.2531%	-1.1430%
<i>Total vehicles</i>	-1.1553%	-1.0733%	-2.4879%	-1.2794%	-1.2531%	-1.1430%
<i>Usage diesel</i>	-1.1553%	-1.0733%	-2.4879%	-1.2794%	-1.2531%	-1.1430%

<i>Usage Petrol</i>	-1.1559%	-1.0733%	-2.4879%	-1.2794%	-1.2531%	-1.1430%
---------------------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

Table C6: Effect of a subsidy of 15% in bus fares in Other regions and London

	Other regions			London		
	Period 1	Period 2	Period 3	Period 1	Period 2	Period 3
<i>Diesel share</i>	14.0071%	18.2162%	22.5528%	9.6414%	11.7550%	14.6536%
<i>Energy Consumption</i>	-0.6577%	-0.6096%	-0.6213%	-1.3593%	-1.3444%	-1.3986%
<i>CO₂ emissions</i>	-0.6577%	-0.6096%	-0.6213%	-1.3593%	-1.3444%	-1.3986%
<i>Total vehicles</i>	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%	0.000%
<i>Usage diesel</i>	-0.6577%	-0.6096%	-0.6213%	-1.3593%	-1.3444%	-1.3986%
<i>Usage Petrol</i>	-0.6577%	-0.6096%	-0.6213%	-1.3593%	-1.3444%	-1.3986%

Moreover, Table C5 does not show significant differences in changes across regions. Table C6 however, shows that subsidizing bus fares has a stronger effect in London than in other regions. Notice that the changes are the same for all the concepts in both tables given that changes in either number of buses or bus fares affect only two modules of the model and therefore these changes are transmitted in the whole system proportionally. Nevertheless, notice that the model is taking into account the amount of energy and emissions coming from household and consequently emissions coming from buses and other way of transportation are not considered.

Regarding possible subsidies to diesel price and price of new diesel vehicles, Tables C7 and C8 show that almost the same diesel vehicle penetration can be obtained by using these policies. Notice however, that subsidizing fuel prices increases considerably more energy consumption and consequently the amount of CO₂ emissions than subsidizing the car price.

Table C7: Effect of decreasing 5% of diesel prices in Other regions and London

	Period1	Period2	Period3	Period1	Period2	Period3
Other regions				London		
<i>Diesel share</i>	14.0211%	18.2388%	22.5735%	9.6514%	11.7710%	14.6684%
<i>Energy Consumption</i>	0.4596%	0.6114%	0.5744%	0.2367%	0.2633%	0.4423%
<i>CO₂ emissions</i>	0.3860%	0.5659%	0.5013%	0.1882%	0.2251%	0.3698%
<i>Total vehicles</i>	0.0097%	0.0192%	0.0174%	0.0067%	0.0124%	0.0113%
<i>Usage diesel</i>	3.2620%	3.1941%	2.1676%	2.1902%	1.9877%	2.3580%
<i>Usage Petrol</i>	-0.0066%	-0.0083%	-0.0093%	-0.0045%	-0.0057%	-0.0061%

C8: Effect of decreasing 5% in car prices for new diesel vehicles in Other regions and London

	Period 1	Period 2	Period 3	Period 1	Period 2	Period 3
	Other regions			London		
<i>Diesel share</i>	14.0077%	18.2178%	22.5541%	9.6419%	11.7562%	14.6546%
<i>Energy Consumption</i>	0.1121%	0.0833%	0.0669%	0.0008%	0.0050%	-0.0065%
<i>CO₂ emissions</i>	0.1125%	0.1080%	0.0788%	0.0040%	0.0158%	0.0059%
<i>Total vehicles</i>	0.0002%	0.0002%	0.0001%	0.0004%	0.0002%	
<i>Usage diesel</i>	1.0217%	0.7401%	0.4823%	0.2466%	0.1146%	
<i>Usage Petrol</i>	-0.0006%	-0.0013%	-0.0005%	-0.0010%	-0.0010%	

That is, by subsidizing diesel price the usage intensity increases considerably given that this policy encourages all diesel drives to buy and drive more diesel vehicles while by subsidizing the price of new diesel cars only some buyers and drivers are encouraged to do so. Nevertheless, as shown in Table B5, the annual kilometres increases with the newest cars and consequently energy consumption and CO₂ emissions increase too. This effect is similar across regions. As previously mentioned, in Chiun et al (2009) the main objective was not to analyse the effect of improvements in energy efficiency, however, in his model they provided empirical evidence that reduction in either fuel or car price will prompt increases in energy demand and CO₂ emissions. In addition they shown, as in my estimation, that energy demand and CO₂ emissions are more sensitive to changes in fuel price than to car price. Notice also that in this model, improvements in the efficiency levels would prompt a similar effect than subsidizing diesel prices on energy consumption and CO₂; prompting the so called *rebound effect* by Frondel et al (2007)⁸⁶.

It is important to highlight that only by decreasing the average fuel consumption through introducing more efficient vehicles will not help to reach the goal of mitigation of energy consumption and CO₂ emissions. Unlike Jeong et al (2009) and Zervas (2005), having more efficient vehicles increases CO₂ emissions and therefore a policy focused unilaterally on increasing diesel penetration will not solve the problem of high energy consumption and emissions levels.

Policies that are applied in an isolated way tend to omit the effect in other variables and therefore combination of policies can give a more efficient result. In this sense Table C9 displays the effect of a policy combination. As it is shown at the beginning of this analysis, increasing the use of public transportation via more buses and cheaper fares, reduces energy consumption and emissions and therefore their combination is the one with the strongest effect among the policies analyzed. Certainly buses also consume energy and pollute, however, one bus cannot pollute more than 30 vehicles if the passengers decide to travel by car.

C9: Effect of an increase of 10% in the number of buses and 15 % of a subsidy in bus fares in

Other regions and London

⁸⁶ This is due to the fact that I use in the model the ratio *fuel price=efficiency* to introduce fuel prices.

Period1 Period2 Period3 Period1 Period2 Period3

		Other regions			London		
<i>Diesel share</i>		14.0071%	18.2162%	22.5528%	9.6414%	11.7550%	14.6536%
<i>Energy Consumption</i>		-1.8054%	-1.6763%	-3.0938%	-2.6214%	-2.5806%	-2.5256%
<i>CO₂ emissions</i>	-1.8054%	-1.6763%	-3.0938%	-2.6214%	-2.5806%	-2.5256%	
<i>Total vehicles</i>	-1.1553%	-1.0733%	-2.4879%	-1.2794%	-1.2531%	-1.1430%	
<i>Usage diesel</i>	-1.8054%	-1.6763%	-3.0938%	-2.6214%	-2.5806%	-2.5256%	
<i>Usage Petrol</i>	-1.8054%	-1.6763%	-3.0938%	-2.6214%	-2.5806%	-2.5256%	

Increasing the average fuel efficiency in the transport sector by increasing the diesel vehicle share appears to be a reasonable way to proceed to reduce energy consumption. Nevertheless, either subsidizing car or fuel prices increases not only the number of diesel vehicles but also their usage. Moreover, there are always commuters with strong preferences for travelling by car and therefore, increasing diesel vehicle penetration has to be combined with improvements in public transportation. This is shown in Tables C10 and C11 when combining the increase of number of buses with either subsidizing diesel price (i.e Table C10) or the price of new diesel cars (i.e. Table C11) reduces energy consumption and the amount of emissions. Notice however, that subsidies to buy new diesel cars combined with increases in the number of buses as displayed in Table C11 presents the best results in terms of reducing the amount of energy and emissions.

Table C10: Effect of an increase of 10% in the number of buses and 5 % of a decrease in diesel price in Other regions and London

	Period1	Period2	Period3	Period1	Period2	Period3
Other regions						
London						
<i>Diesel share</i>	14.0211%	18.2388%	22.5735%	9.6514%	11.7710%	14.6684%
<i>Energy Consumption</i>	-0.7010%	-0.4684%	-1.9278%	-1.0458%	-0.9931%	-0.7058%
<i>CO₂ emissions</i>	-0.7738%	-0.5135%	-1.9992%	-1.0937%	-1.0308%	-0.7774%
<i>Total vehicles</i>	-1.1457%	-1.0543%	-2.4710%	-1.2729%	-1.2409%	-1.1319%
<i>Usage diesel</i>	2.0690%	2.0865%	-0.3743%	0.8827%	0.7097%	1.1880%
<i>Usage Petrol</i>	-1.1618%	-1.0815%	-2.4970%	-1.2838%	-1.2587%	-1.1491%

C11: Effect of an increase of 10% in the number of buses and a decrease of 5 % in new diesel car prices in Other regions and London

Period1 Period2 Period3 Period1 Period2 Period3

		Other regions			London	
<i>Diesel share</i>	14.0077%	18.2178%	22.5541%	9.6419%	11.7562%	14.6546%
<i>Energy Consumption</i>	-1.0445%	-0.9909%	-2.4227%	-1.2787%	-1.2481%	-1.1495%
<i>CO₂ emissions</i>	-1.0441%	-0.9664%	-2.4111%	-1.2755%	-1.2375%	-1.1372%
<i>Total vehicles</i>	-1.1551%	-1.0727%	-2.4877%	-1.2793%	-1.2527%	-1.1429%
<i>Usage diesel</i>	-0.1454%	-0.3411%	-2.0176%	-1.1856%	-1.0096%	-1.0298%
<i>Usage Petrol</i>	-1.1559%	-1.0746%	-2.4893%	-1.2799%	-1.2541%	-1.1440%

Conclusions

In this paper an integral approach was used to analyze the effect of policies of increasing diesel vehicle penetration on energy consumption and CO₂ emissions. By using a survey carried out in England, it was found that diesel vehicle penetration faces technical limitations that challenge the manufacture industry. The estimation shows that it is needed to make diesel cars more accessible to all drivers regardless of gender or economic position. Moreover, the model provides empirical evidence that policies aimed to having more efficient vehicles based on subsidizing either fuel or car prices will increase the intensity of using those cars. Consequently, these policies increase energy consumption and CO₂ emissions. This last conclusion is opposite to the one reached by Jeong et al (2009) and Zervas (2006) who did not use an integral approach. Therefore this paper provides empirical evidence that support the Bonilla (2009)s argument that the policy of improving vehicle efficiency as part of the UKs participation in the European Union Voluntary agreement will not be able to reach its goals of energy consumption and CO₂ mitigation. Additionally, this results support the Frondel and Peters (2007)s argument that when energy services becomes cheaper, it will prompt a *rebound effect*.

On the other hand, given that despite improvements in public transportation there will be commuters who prefer to travel by car, therefore, a better way to introduce more efficient vehicles in the economy is by subsidizing new diesel car purchases and simultaneously increasing the number of buses. This combination of policies reduces energy consumption and emissions across regions and time.

An issue for further research is to include in the model a scrap module to estimate more accurately flows in vehicle stock and fuel consumption coming from motorcycles.

References

- Azevedo C D, Herriges JA and Kling CL (2003), "Combining Revealed and Stated Preferences: Consistency Tests and Their Interpretations," *American Journal of Agricultural Economics*, 85, 3, 525-537.
- Bonilla D (2009), Fuel demand on UK roads and dieselization of fuel economy, *Energy Policy*, 37, 3769-3778
- Ben-Akiva, M (1974), Structure of Passenger Travel Demand Models, *Transportation Research Record*, 526, 26-42.
- Ben-Akiva, M and Lerman RS (1985), " Discrete Choice Analysis: Theory and Application to Travel Demand, The MIT Press.
- Cameron CA (2009), "Microeconomics Using Stata", Stata Press.
- Dargay J and Hanly M (2004)^a, "Land Use and Mobility", ESRC Transport Studies Unit.
- Dargay J and Hanly M (2004)^b, Volatility of Car Ownership, Commuting Mode and Time in the UK, ESRC Transport Studies Unit.
- Frondel M ,Peters J, and Vance C (2007), " Identifying the Rebound: Evidence from Germany Household Panel", Ruhr Economic Paper.
- Hole, A and FitzRoy, F (2004), "Commuting in Small Towns in Rural Areas: The Case of St. Andrews". Department of Economics, University of St. Andrews.
- Jeong SJ, Kim KS, Park JW (2009), "CO2 emissions change from the sales authorization of diesel passenger cars: Korean case study", *Energy Policy*, 37, 7, 2630-2638
- Kim JH, Lee S, Preston J (2006), "The Impact of the Fuel Price Policy on the Demand for Diesel Passenger Cars in Korean Cities", *International Review of Public Administration*, 10, 2, 61-73.
- Mohammadian A and Miller EJ (2003), "Empirical Investigation of Household Vehicle Type Choice Decisions", *Transportation Research Record*, 1854, 99-106.
- Lee J and Chob Y (2009), " Demand forecasting of diesel passenger car considering consumer preference and government regulation in South Korea ", *Transportation Research Part A : Policy and Practice*, 43, 4. 420-429.
- Chiou YC, Wen CH, Tsai SH and Wang WY (2009), Integrated modeling of car/motorcycle ownership, type and usage for estimating energy consumption and emissions ,*Transportation Research PartA : Policy and Practice*, 43, 7, 2009.
- Train K (1980), "A Structured Logit Model of Auto Ownership and Mode Choice", *Review of Economic Studies*, 47, 357-370.
- Train K (2003), "Discrete Choice Methods with Simulation", Cambridge University Press.
- Zervas E (2006), "CO2 benet from the increasing percentage of diesel passenger cars. Case of

Ireland", *Energy Policy*, 34, 17, 2848-2857

INTEGRACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA A SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA: RESULTADOS DE ESTUDIOS NORTEAMERICANOS Y EUROPEOS, Y APLICACIONES PARA LATINOAMÉRICA

Germán G. Lorenzón

Ingeniero Electricista

Grupo de Investigación en Sistemas Eléctricos de Potencia

Universidad Tecnológica Nacional

Facultad Regional Santa Fe

Lavaise 610, S3004EWB

Santa Fe – Argentina

TE +54 342 460 1579 interno 216 glorenz@frsf.utn.edu.ar

Pablo A. Ruiz

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Energy Practice

Charles River Associates

Boston, MA 02116, Estados Unidos

TE +1 617 425 6469 pruiz@crai.com

1.- Introducción.

La generación de energía eléctrica presenta nuevos desafíos, como ser: el aumento en los costos de las energías basadas en el uso de combustibles fósiles, la necesidad de reducción de las emisiones contaminantes, y la necesidad de disponer de energía eléctrica de manera confiable, entre otros. Lo que sumado a la reducción de los costos de inversión en generación eólica, debido a los incentivos a las energías renovables no convencionales y la aplicación de nuevas tecnologías, ha dado como resultado un incremento importante en la capacidad instalada de generación eólica a nivel mundial. Es así que, en los últimos años, y en términos de potencia instalada, la utilización de energía eólica ha tenido un crecimiento exponencial de, aproximadamente, el 30% anual. Debido a los factores antes mencionados, se estima que este crecimiento será sostenido en los próximos años.

En términos absolutos, la potencia instalada global supera los 160 GW, alcanzando elevados

niveles de penetración en sistemas puntuales, como el sistema oeste de Dinamarca y el sistema portugués. La capacidad eólica mundial está concentrada en Europa, Norteamérica y Asia (97% de la capacidad mundial).

La generación de la energía eléctrica a partir de fuentes de generación eólica tiene características muy particulares, las que la diferencian sustancialmente del resto de las fuentes de generación convencionales utilizadas masivamente hoy en día. Dentro de las características más importantes se pueden enumerar:

- Los parques eólicos suelen estar alejados de los centros de carga (sobre todo en sistemas con gran extensión geográfica).
- La gran variabilidad e incertidumbre respecto a la potencia disponible en el corto plazo.
- Los parques eólicos están compuestos por un gran número de generadores de pequeña potencia (hasta 5 MW).
- Coeficientes de correlación entre parques eólicos que, dependiendo de su ubicación geográfica, pueden ser muy elevados.

Como se podrá observar a lo largo del presente trabajo, si bien es posible integrar grandes cantidades de generación eólica a los sistemas, debido a estas características distintivas, su impacto es importante. Requiriéndose fuertes inversiones en transmisión, cambios en la manera en la que actualmente se operan, planifican y diseñan los sistemas, como así también en el marco regulatorio. Estos cambios también inciden de manera significativa en los costos totales de inversión del sistema, en los costos operativos y en los precios del mercado.

Por todo esto, en América Latina, los elevados objetivos de integración de energía eólica, y su incipiente desarrollo, requerirán en el mediano plazo la aplicación de políticas técnicas y económicas efectivas para poder cumplir los objetivos, y para poder hacerlo a costos razonables.

En cuanto a la metodología seguida en este trabajo, se presentará un resumen de conclusiones obtenidas en estudios de integración eólica en Estados Unidos y Europa, en particular del estudio conducido por los autores para Southwest Power Pool (SPP)⁸⁷. SPP es el gerenciador de la red eléctrica de ocho estados del sudoeste de Estados Unidos, con una carga pico de 52 GW y uno de los mayores potenciales eólicos en el territorio continental de Estados Unidos. En particular, se mencionarán los resultados relacionados a inversiones requeridas en transmisión, incrementos de reservas, impactos de la generación eólica en la operación del resto del plantel de generación, costos de integración, situaciones de limitaciones económicas a la generación eólica, correlaciones geográficas de potencia eólica y sus implicaciones.

2.- Pasado, Presente y Futuro de la Energía Eólica en el Mundo.⁸⁸

En el Mundo

La capacidad instalada mundial alcanzada en el año 2009 fue de aproximadamente 160 GW, con

⁸⁷ Ver Apéndice para más información sobre SPP.

⁸⁸ En la mayoría de los casos se presentan los resultados correspondientes a 2009; pues a la fecha de confección del presente trabajo no se disponía de los resultados correspondientes a 2010.

una tasa de crecimiento del orden del 30% respecto al año precedente, más allá de la crisis financiera de 2008 (consecuencia de incentivos y marcos regulatorios acertados, y que ha demostrado ser una inversión de riesgo comparativamente bajo). Las perspectivas para el 2010 eran de 203 GW con un crecimiento casi exponencial, por lo que la potencia instalada se duplicaría aproximadamente cada tres años. Según [19], las expectativas de crecimiento se vienen cumpliendo, pues en el primer semestre de 2010 se instalaron, a nivel mundial, 16 GW.

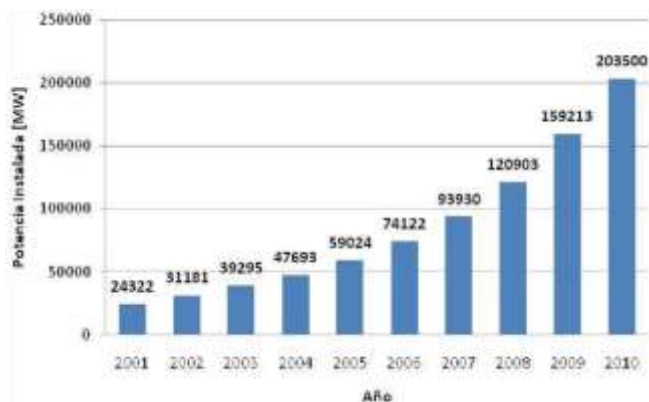


Figura 1. Capacidad Mundial Instalada [MW]. [19]

La generación eólica mundial en 2009 produjo una energía igual a 340 TWh, por lo que el factor de capacidad medio mundial fue de 0,24⁸⁹. A modo comparativo, este volumen energético es igual a la demanda de Italia (la séptima economía del mundo), o al 2% de la energía eléctrica consumida en el mundo.

Hasta 2009, de los 82 países que utilizan energía eólica, sólo 35 poseían una capacidad instalada mayor a 100 MW, y 49 incrementaron su capacidad instalada en dicho año. Estados Unidos (EE.UU.) es el país con mayor capacidad instalada, seguido por China, quien integró al sistema 13,8 GW sólo en 2009. Por otro lado, a nivel continental, Europa es el continente con mayor capacidad instalada, seguido por Asia y Norteamérica. Ver Figura 2 y Figura 3.

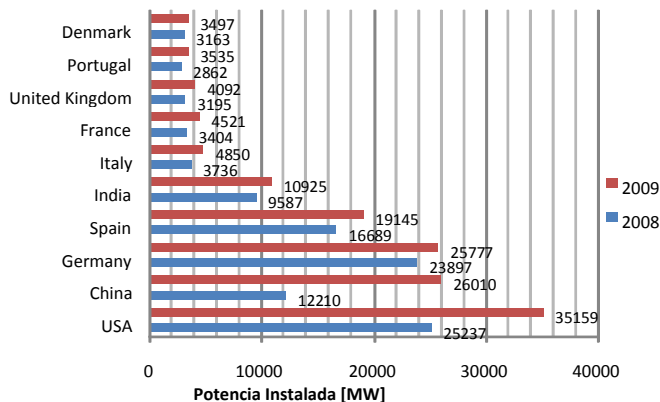
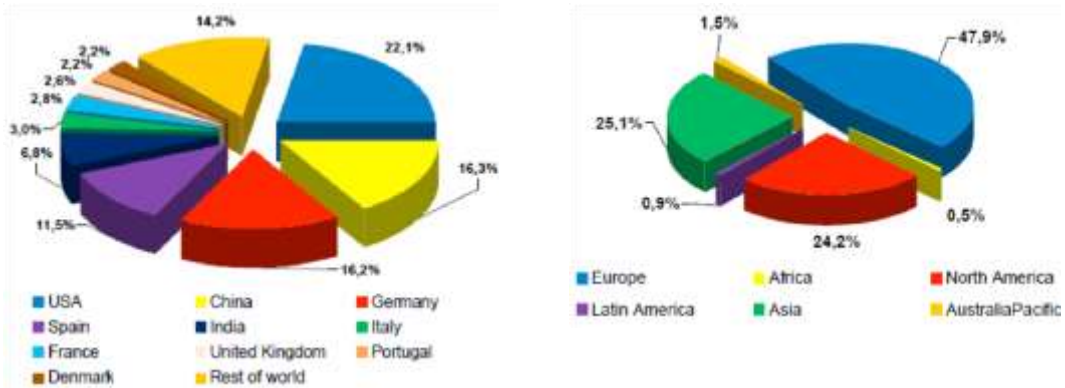


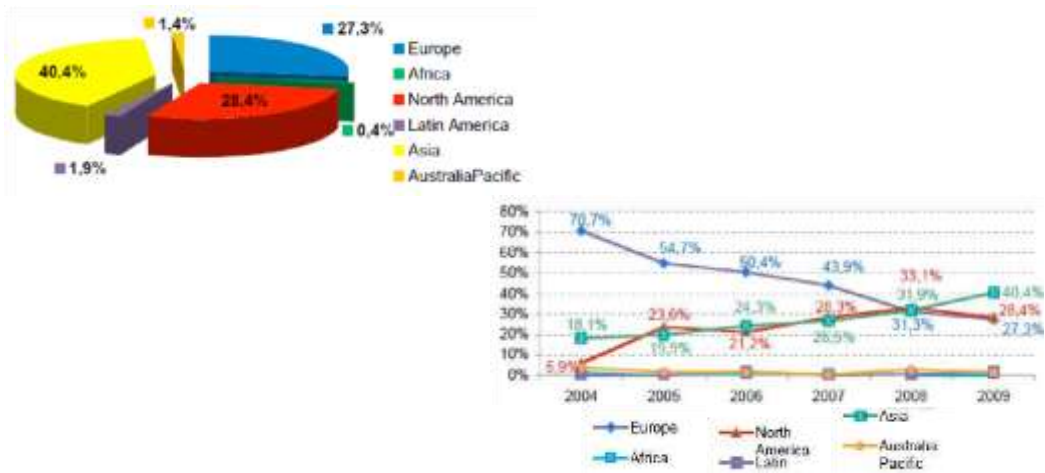
Figura 2. Países con Mayor Capacidad Instalada [MW]. [19]

⁸⁹ El Factor de Capacidad es la relación entre la energía realmente generada durante un año, y la energía que habría generado si hubiese operado 8760 horas a potencia nominal.



a. Por País. b. Por Continente.
Figura 3. Participación Porcentual en la Capacidad Instalada Total. [19]

De las nuevas instalaciones realizadas en 2009, el 40% se instalaron en Asia, el 28% en Norteamérica y el 27% en Europa (totalizando entre los tres continentes el 97% de las nuevas instalaciones). En la Figura 4.b. puede observarse como el continente asiático viene mostrando un crecimiento sostenido; desde el 2008 es el continente que instala más parques eólicos. Esta tendencia continúa hoy en día, siendo Asia el principal motor del mercado eólico a nivel mundial; pues de los 16 GW instalados en el primer semestre de 2010, 7,8 GW se instalaron en China, 1,2 GW en EE.UU., 1,2 GW en India y 660 MW en Alemania.



a. Para el año 2009. b. Para el Período 2004 - 2009.
Figura 4. Participación Porcentual Continental en la Nueva Capacidad Instalada. [19]

El nivel de penetración eólica en algunos países ha alcanzado valores muy relevantes, como ser el caso de Dinamarca con el 20%, Portugal con el 15%, España con el 14% y Alemania con el 9%.⁹⁰ [19]

En América Latina

De los países latinoamericanos con capacidad instalada mayor a 10 MW, en 2009 Brasil ocupó el puesto 21 a nivel mundial con 602 MW, México el puesto 27 con 402 MW, Costa Rica el puesto 35 con 123 MW, Chile el puesto 39 con 78 MW, Nicaragua el puesto 40 con 40 MW,

⁹⁰ El nivel de penetración eólica se mide en términos de la energía anual producida.

Argentina el puesto 43 con 30 MW, Jamaica el puesto 44 con 29,7 MW, las Antillas Holandesas el puesto 47 con 29,3 MW, Guadalupe y Uruguay el puesto 49 con 20,5 MW cada uno, Colombia el puesto 51 con 20 MW y Guyana el puesto 56 con 13,5 MW. América Latina acumulaba en total una potencia instalada de algo más de 1400 MW. [19]

En ese mismo año, América Latina mostró una tasa de crecimiento de 113%, por lo que duplicó su potencia instalada respecto a 2008. Encontrándose dentro de los 10 países con mayor tasa de crecimiento a nivel mundial, México⁹¹ con el 372,9% y Brasil con el 77,3%. Fueron estos dos países quienes propulsaron el crecimiento en América Latina en 2009, y quienes presentan las mejores perspectivas en un futuro cercano junto con Chile, Argentina y Uruguay.

Brasil

Mediante mecanismos de promoción a las energías renovables, la potencia eólica instalada en Brasil ha crecido considerablemente en los últimos años. En 2003 la potencia instalada era de sólo 22 MW, mientras que a fines de 2009 Brasil tenía una capacidad instalada de 602 MW, 10 proyectos en construcción por 250 MW y otros 45 proyectos aprobados con un potencial estimado de algo más de 2000 MW. En agosto de 2010 se adjudicaron, a través de una subasta, 71 parques por un total de 1800 MW que estiman estarán en servicio en 2013. El acuerdo contemplaba una concesión por 20 años a un precio medio de 131 R\$/MWh (alrededor de 80 US\$/MWh). [4] [12] [14]

Como consecuencia de su matriz energética (principalmente hidráulica con capacidad de regulación), y su enorme potencial eólico, Brasil posee un sistema bien preparado para admitir grandes niveles de penetración eólica.

Chile

A finales de 2009 poseía una potencia de casi 170 MW. Existen en la actualidad proyectos por aproximadamente 1500 MW, algunos de los cuales han pasado los estudios de impacto ambiental. La meta del gobierno chileno es alcanzar en los próximos años una elevada participación de energías renovables en la matriz energética para, de esta manera, reducir su dependencia de la importación de combustibles fósiles. [4] [17]

Si bien en Chile el marco legal establece un tratamiento preferencial a las energías renovables no

convencionales (creando el acceso a redes a generadores de pequeña potencia, estableciendo exenciones en el peaje de transporte, etc.), otorga subsidios para estudios de pre-inversión y financiamiento a proyectos de inversión, y posibilita la obtención de financiamiento a partir de Mecanismos de Desarrollo Limpio, éste todavía resulta insuficiente para un desarrollo sostenido; siendo necesario reducir las incertidumbres que el mercado impone a los inversionistas. [4] [7]

Argentina

Argentina posee un potencial eólico enorme, según algunos expertos el más importante de la

⁹¹ En muchos informes, y análisis estadísticos, México se considera parte de América del Norte y no de América Latina.

región [1], gracias a la dirección, constancia y velocidad del viento. Según [3], en aproximadamente el 70% de su territorio, posee vientos cuya velocidad media anual medida a 50 metros de altura supera los 6 m/s, por lo cual al menos el 70% de su territorio es potencialmente apto para la generación eólica. Ver Figura 17.a.

Si bien la potencia instalada se ha modificado levemente desde 2002, la tendencia ha cambiado desde fines de 2010, cuando se puso en servicio un nuevo parque eólico de 25 MW. Además, se espera que en el corto y mediano plazo la generación eólica crezca sustancialmente; pues ya fueron adjudicados 784 MW, en septiembre de 2010 fueron ofertados 1200 MW, y se están evaluando futuros proyectos por más de 2500 MW. [13]

El fuerte crecimiento que se espera en el corto y mediano plazo se debe, principalmente, a cambios en las reglas de mercado promovidas por el Estado Nacional. Por caso: a) el marco regulatorio argentino declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables, y establece una remuneración adicional e incentivos fiscales a este tipo de energías, b) en las últimas licitaciones realizadas por ENARSA [9] se tomó como referencia un precio fijo en moneda constante, 127 US\$/MWh, por un plazo de quince años, y, c) se creó el Fondo Fiduciario de Energías Renovables, cuyos recursos surgen de un gravamen a las tarifas de las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, con el que se remunera hasta 0,015 pesos por kWh a las empresas responsables de la generación eólica por un lapso de 15 años.

Uruguay

Uruguay tiene como objetivo la instalación de 500 MW, y espera generar aproximadamente el 25%

de su energía a partir de energía eólica y biomasa, para el año 2015. De los 500 MW ya fueron adjudicados 150 MW a un precio que varía entre los 81 y 86 US\$/MWh (40% más económico que la generación térmica, que produce el 40% de la potencia consumida por este país). [16]

3.- Particularidades de la Energía Eólica

3.1.- Su producción.

Con el término energía eólica, se hace referencia a la energía obtenida a partir del viento, es decir,

la energía cinética de las corrientes de aire que es transformada, en este caso en particular, en energía eléctrica mediante la utilización de aerogeneradores. La energía eólica utiliza el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión. Siendo una de las principales causas de esta diferencia de presión el calentamiento no uniforme de la superficie terrestre.

La energía cinética del viento mueve la hélice del aerogenerador (que puede alcanzar un diámetro

de hasta 120 metros), que a su vez hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica. La potencia nominal de los aerogeneradores actuales se encuentra en el rango de los 0,750 a 5 MW (el rango más común va desde 1,5 MW a 3 MW). Usualmente, se los agrupa en lo

que comúnmente se conoce como parques eólicos, cuya potencia va desde algunas decenas a varios centenares de MW. Por lo anteriormente dicho, y sumado al hecho de que los aerogeneradores deben estar separados al menos cinco veces el diámetro de la hélice, se puede tener una idea aproximada de la gran extensión geográfica de los parques eólicos (la que fácilmente puede superar varios centenares de hectáreas).

Para poder transformar la energía del viento en energía eléctrica, los aerogeneradores precisan que

el viento alcance una velocidad mínima, que suele encontrarse entre los 3 m/s y los 4 m/s, y que además no supere una velocidad máxima de, aproximadamente, 25 m/s. Otra característica muy importante de los aerogeneradores es la fuerte alinealidad que existe entre la velocidad del viento y la potencia de salida. Como se observa en la figura siguiente, la zona de velocidades de viento intermedias, S2, es fuertemente alineal. En esta zona, pequeñas variaciones en la velocidad del viento generan fuertes variaciones en la potencia de salida. Por el contrario, en la zona S3, la potencia de salida es prácticamente constante para velocidades de viento que van desde algo menos de los 10 m/s a los 25 m/s.

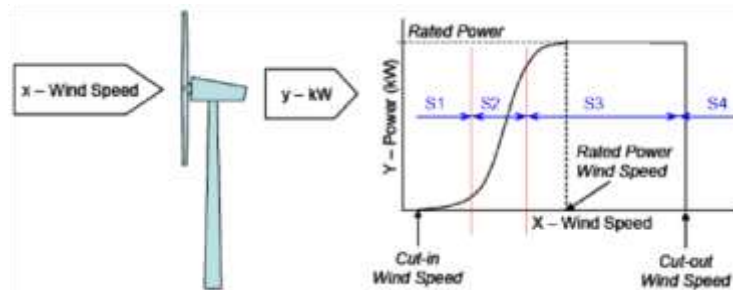


Figura 5. Curva Típica de *Potencia de Salida Vs Velocidad del Viento* de los Aerogeneradores. [6]

La energía eólica tiene la particularidad de ser un recurso abundante, renovable y “limpio”. El

reemplazo de otras fuentes convencionales de energía por energía eólica ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, por ello suele considerársela un tipo de *energía verde*. Pero, más allá de que la energía eólica sea considerada una energía verde, esta genera impacto ambiental, que en algunos casos puede invalidar un proyecto. A saber:

- Puede aumentar la mortandad de aves, cuando la ubicación del parque coincide con una ruta migratoria, y afectar a la fauna en general, sobre todo en lugares no habitados.
- Genera impacto paisajístico y sombras intermitentes que causan molestias a quienes habitan en las inmediaciones del parque.
- Produce ruidos debido a la rotación de las hélices; siendo la minimización de ruidos un factor considerado en el diseño de los aerogeneradores.

3.2.- Variabilidad e Incertidumbre.

Uno de los factores más relevantes de la energía eólica es su variabilidad e incertidumbre. La variabilidad de la potencia generada ha sido, y continua siendo, uno de los factores más estudiados. Es importante recordar que la característica fuertemente alineal de la

curva *Velocidad de Viento Vs Potencia Generada* de la Figura 5, incrementa, en muchos casos, el problema de la variabilidad e incertidumbre en la potencia de salida de los parques eólicos.

En general, la variabilidad de la potencia eólica disponible por unidad de potencia instalada, se reduce cuando aumenta el número de generadores en un área determinada (o parque eólico), como así también cuando aumentan la cantidad de parques en un sistema. Esto se debe a que la potencia eólica disponible en distintos puntos geográficos nunca varía de forma perfectamente sincronizada, aún cuando los puntos estén muy cerca uno del otro. En la Figura 6 se puede observar cómo se atenúa la variabilidad de la generación eólica cuando se analiza un aerogenerador, un grupo de aerogeneradores o todo un sistema (en este caso el sistema alemán).

La variabilidad depende del período utilizado para el análisis. La dispersión geográfica reduce muy

notablemente la variabilidad de alta frecuencia o corto plazo, del orden de segundos a minutos, y también limita la variación en plazos medios. En contraste, la potencia puede variar de manera importante en períodos que van de 2 a 12 horas, debido a frentes de cambio climático en toda la región. Los siguientes son ejemplos significativos de variaciones importantes registradas debidas a frentes de tormenta (un frente de tormenta tarda unas 4 a 6 horas pasar sobre un área de unos centenares de kilómetros): -2000 MW (83% de la capacidad) en 6 horas en Dinamarca, -4000 MW (58% de la capacidad) en 10 horas en Alemania y 1550 MW en 2,5 horas en Texas. En la figura siguiente se puede observar una fuerte variación de la potencia eólica debido a un frente de tormenta en Dinamarca (entre la hora 128 y 139), uno de los sistemas con mayor penetración de energía eólica.

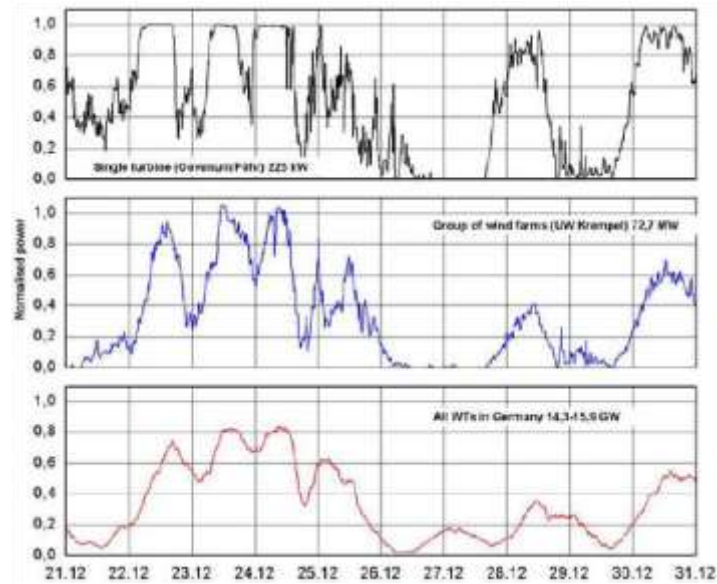


Figura 6. Variabilidad de la potencia disponible durante un período de 10 días para: un aerogenerador, un parque eólico y todo el parque eólico alemán. [11]

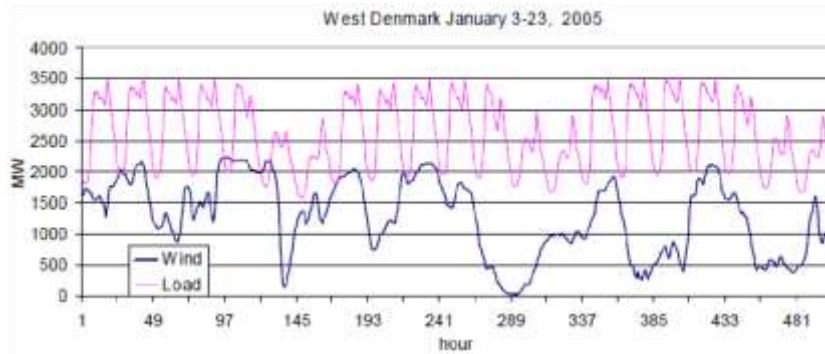


Figura 7. Variabilidad de la demanda y la potencia eólica disponible para un período de tres semanas. [11]

En el caso particular del estudio llevado adelante para SPP, se observó una gran variabilidad de la potencia disponible; a saber: la mínima y máxima potencia disponibles, para todo el conjunto de parques eólicos en el territorio de SPP, fue del 1% y 92% de la potencia total instalada. Por otro lado, el 90% del tiempo la potencia disponible varió entre el 8% y 80% de la potencia instalada, con un factor de capacidad promedio del 39%.

Si bien se estudiaron cuatro escenarios con diferentes niveles de penetración de energía eólica, ver Tabla 1, en pos de reducir la extensión del trabajo, y como todos los casos arrojan resultados similares, sólo se exhiben resultados del Caso del 20%⁹². En la Figura 8 se puede observar la ubicación geográfica de los parques estudiados.

⁹² El nivel de penetración eólica, 20% en este caso, se encuentra expresado como el porcentaje de energía anual producida a partir de energía eólica. La capacidad instalada para este caso es de 13674 MW, la que representa, aproximadamente, el 28 % y 70% de la demanda máxima y mínima de SPP, respectivamente.

Tabla 1. Niveles de Penetración Estudiados para SPP. [6]

Penetration Scenario	Base Case	10% Case	20% Case	40% Case
Number of farms	40	69	100	142
Installed Nameplate Wind Capacity (MW)	2,877	6,840	13,674	25,003
Wind/Non-Wind Nameplate Capacity	0.046	0.109	0.217	0.397

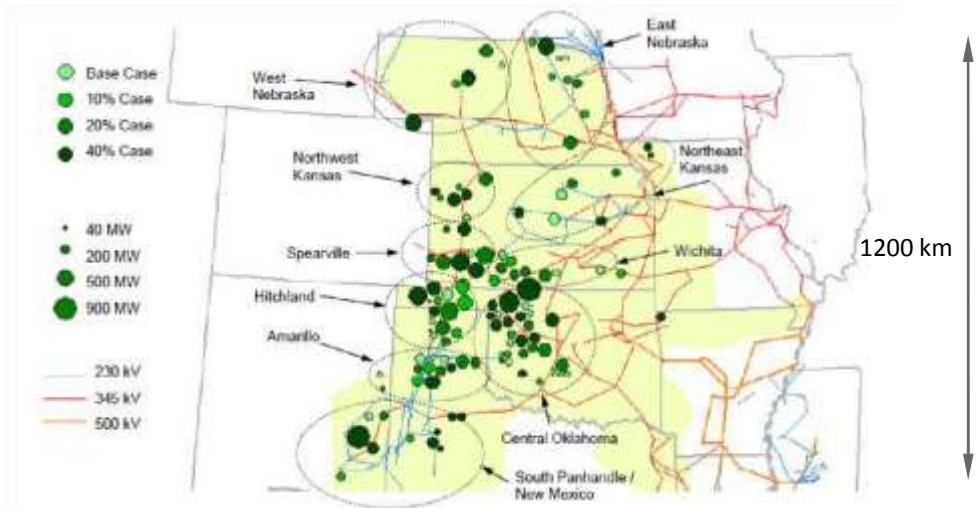


Figura 8. Ubicación geográfica de los parques eólicos en el territorio de SPP. [6]

En el estudio se utilizaron datos eólicos simulados con modelos climáticos de escala media, usando métodos de dinámica de fluidos computacional [5]. Los datos eólicos tienen una definición temporal de 10 minutos, y cubren tres años, 2004 a 2006. Las ventajas de utilizar este tipo de series simuladas es que: se puede disponer de una base de datos consistente, que tiene en cuenta las características topográficas y climáticas de la zona bajo estudio, y da flexibilidad para ampliar el estudio aun a zonas donde no ha habido explotación ni exploración eólica. Debido a que la demanda de electricidad tiene un componente climático significativo, las series de tiempo de generación eólica y de demanda eléctrica están correlacionadas. Para tener en cuenta esta correlación, los datos de demanda eléctrica usados fueron datos horarios históricos para el mismo período, 2004 a 2006.

El histograma (curva de distribución de probabilidades), de la potencia total de salida, muestra que el valor más probable es significativamente inferior al valor medio; la curva se encuentra sesgada a la izquierda. Es esta una de las razones por las que el factor de capacidad de los aerogeneradores es inferior al 50%. Los valores de auto-correlación son relativamente elevados, mayores a 0,8, si se toma un período de 4 horas, y se mantiene prácticamente constante, con un factor de auto-correlación igual a 0,4, para períodos que van desde 12 a 24 horas. Por consiguiente, la potencia total disponible en un determinado momento es un buen parámetro para predecir la potencia disponible dentro de la próxima hora, y hasta no más de cuatro horas. Por otro lado, no puede utilizarse la potencia disponible en un determinado momento para predecir la potencia disponible más allá de unas pocas horas, debido al bajo índice de correlación.

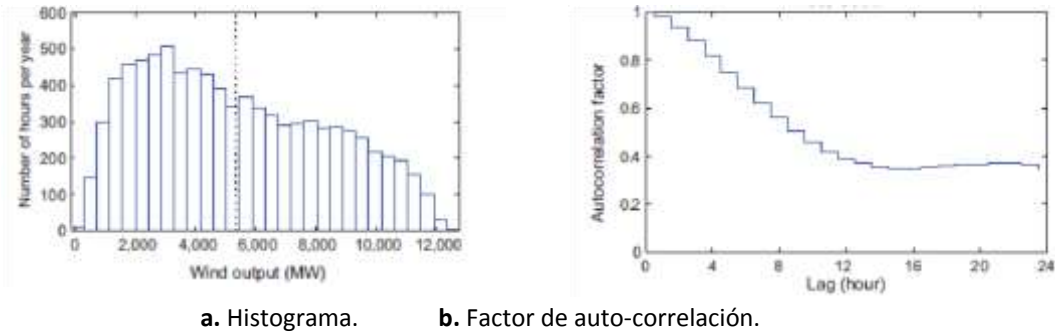


Figura 9. Potencia disponible. [6]

En cuanto a variación horaria de la generación eólica, el 90% de los cambios horarios en la potencia de salida son menores a 7,5% de la capacidad de placa total del escenario de 20%. A su vez, los factores de auto-correlación de los cambios horarios indican que si la potencia se incrementa a una hora determinada es de esperar que siga incrementándose las próximas 4 horas, y que la misma se reduzca entre las 4 y 18 horas siguientes. Ver Figura 10.

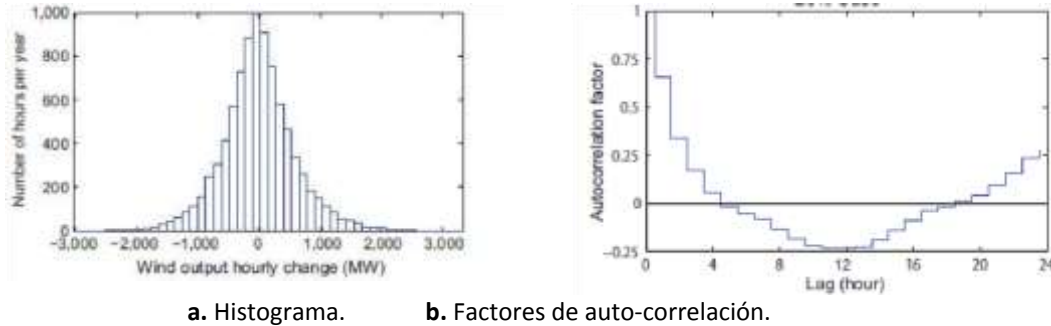


Figura 10. Cambios horarios en la potencia disponible. [6]

La distribución de probabilidades de los errores de pronóstico de potencia disponible para el día siguiente muestra que la probabilidad más elevada se da para errores de -7%; o sea, es más probable que los pronósticos sean optimistas.⁹³ Aunque, observando la Figura 11, también es cierto que la probabilidad de pronósticos optimistas decae más rápidamente que la probabilidad de obtener pronósticos pesimistas. Otra inferencia importante es que, aproximadamente, el 50% de los pronósticos presentó un error del 7%, el 90% de los pronósticos un error del 15%, y el 98% de los pronósticos presentaron un error inferior al 20% (siendo la potencia media disponible de 5334 MW y la desviación estándar igual a 1096 MW).⁹⁴

⁹³ Los pronósticos fueron simulados usando métodos estadísticos. Es decir, no son pronósticos reales, pero pueden ser utilizados como indicador del comportamiento de los mismos.

⁹⁴ A modo comparativo, es importante tener presente que el error de pronóstico de 24 horas para la demanda, en SPP, es de aproximadamente 4,2% (siendo la potencia media demandada de 25590 MW y la desviación estándar de 1082 MW).

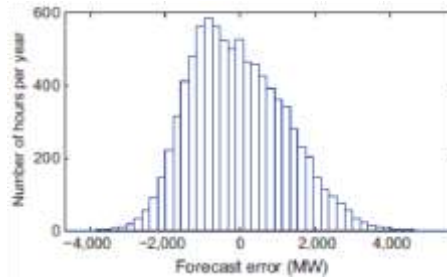


Figura 11. Errores de pronóstico de 24 horas. [6]

Por último, en la Figura 12, se puede observar la diferencia entre la variabilidad de la generación eólica a lo largo del día según la estación del año. Es importante destacar que la variabilidad es mayor para valores medios de generación eólica, y que los picos de generación eólica se dan en horarios matutinos, evidenciando un fuerte desfase con los horarios en los que se producen los picos de demanda (tarde-noche).

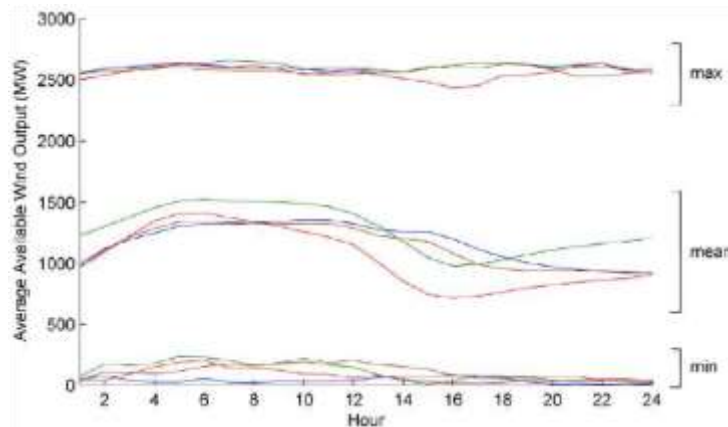


Figura 12. Variabilidad de la potencia disponible a lo largo del día para las diferentes estaciones del año.

Rojo: Verano, Marrón: Otoño, Azul: Invierno y Verde: Primavera

Otro punto relevante del estudio fue el análisis de la diversidad geográfica y temporal de la generación eólica. De este estudio se dedujo que existe una correlación elevada entre la potencia disponible en cada uno de los niveles de penetración analizados, lo que indica que no existe una ganancia en la diversidad espacial (o sea, la potencia obtenida para un caso es extrapolable al otro en función del nivel de penetración). Esto se debe, principalmente, a que los “nuevos” parques eólicos son instalados en las mismas zonas que los instalados en niveles de penetración inferiores. Por otro lado, se observó que los índices de correlación mutuos entre grupos de parques vecinos (ver Figura 8) son relativamente altos, y tienden a ser relativamente bajos a medida que los grupos se alejan.

Una forma de “medir” la diversidad espacial es a partir de la comparación de la suma de las desviaciones estándar de las variaciones horarias de la generación eólica de cada grupo de parques, con la desviación estándar del total de los grupos de parques analizados de manera conjunta (ver Figura 13). La desviación estándar de los incrementos horarios de la energía eólica da una idea de la flexibilidad que debe poseer la generación no-eólica para poder llevar adelante dichas variaciones. En el caso de SPP, la operación conjunta de todas las áreas reduce la

variabilidad horaria, a ser compensada por generación no-eólica, en aproximadamente un 40%, lo cual pone en evidencia la conveniencia de operar las diferentes áreas de manera integrada.

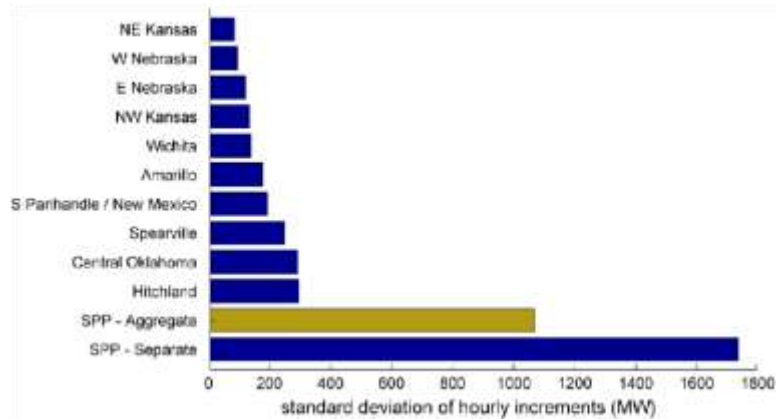


Figura 13. Desviación estándar de los incrementos horarios de potencia, para cada uno de los grupos de parques eólicos estudiados, y para SPP. [6]

El análisis de correlación entre sitios con datos eólicos temporales mostró que existe un elevado gradiente de correlación entre los perfiles de viento de sitios ubicados sobre una línea que va desde el NO al SE del territorio de SPP, y un bajo gradiente de correlación en la dirección NE a SO. Por lo cual, los sitios ubicados en el NE de Kansas están poco correlacionados con los ubicados en el SO de Nebraska (Figura 14).

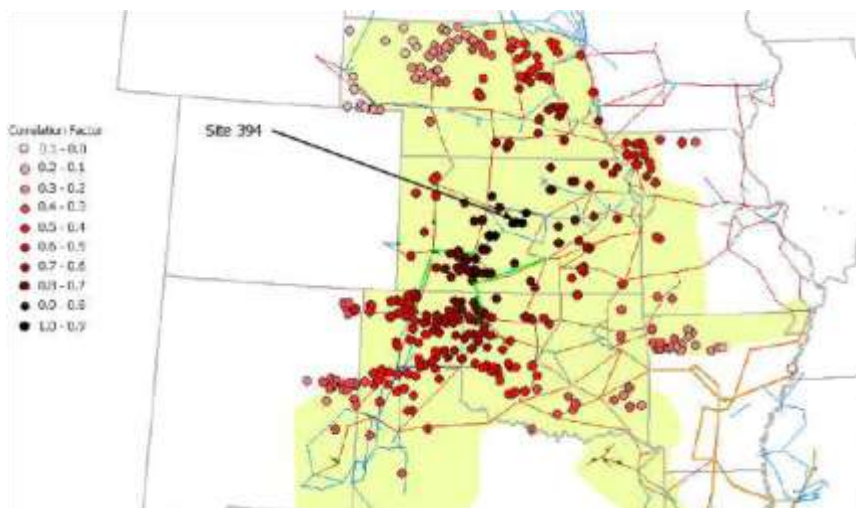


Figura 14. Factores de correlación entre sitios en los que se simuló la velocidad del viento. [6]

También se estudió la correlación mutua de los perfiles de diferentes sitios desfasados temporalmente de a una hora. De esta manera se pudo obtener el desfasaje de tiempo con el cual se lograba la máxima correlación entre los perfiles. Como se ve en la Figura 15, donde los círculos azules indican que los fenómenos tienden a ocurrir con antelación al sitio de referencia y los rojos con retraso, se puede concluir que, en general: los frentes de cambio climático viajan de NO a SE del territorio de SPP, y que el tiempo que le llevan atravesar el territorio de SPP es de unas 10

horas. Aún cuando estos resultados son válidos sólo para condiciones medias (pues los resultados para un día en particular pueden variar en gran medida), permiten inferir que existe un desfase de algunas horas entre fenómenos meteorológicos que, de poseerse pronósticos adecuados, podría permitir al operador del sistema anticipárseles tomando acciones preventivas. Esto indica la gran importancia de la utilización de pronósticos de alta calidad y resolución.

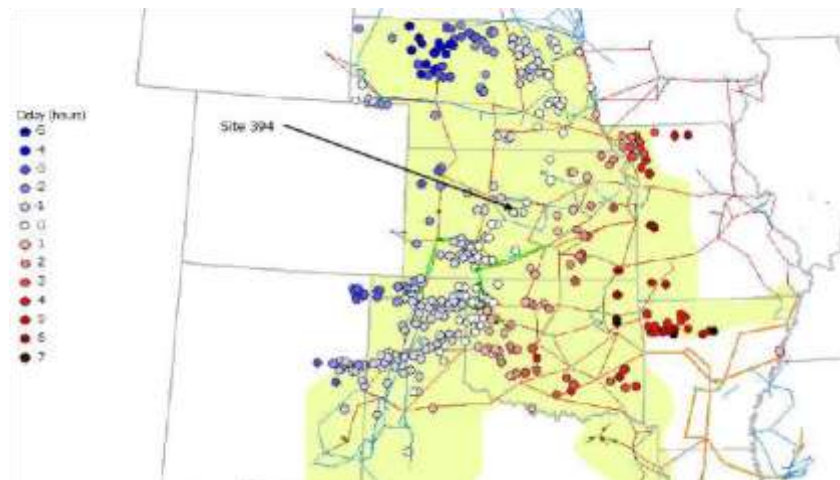


Figura 15. Desfasaje temporal para el que se obtiene el mayor índice de correlación entre sitios. [6]

Todo lo anteriormente señalado es evidencia de la conveniencia de:

- Operar sistemas de manera integrada, para disminuir la variabilidad e incertidumbres relativas.
- Considerar la diversidad y correlación de los perfiles de potencia disponible durante estudios de planificación e interconexión de parques a la red; como mínimo, los parques se deben agrupar según zonas geográficas y de transmisión a la hora de evaluar su impacto en la red.
- Incrementar la diversidad temporal y espacial instalando parques en áreas sin desarrollo (o sea, en áreas con elevado potencial eólico pero baja correlación).

3.3.- Zonas con potencial eólico y los centros de carga.

En los sistemas con gran extensión geográfica, frecuentemente las áreas con potencial eólico se encuentran alejadas de los centros de carga, y por ende de redes eléctricas robustas. Esto resulta ventajoso si se lo analiza desde el punto de vista de su impacto ambiental, el que se minimiza al instalarse los parques eólicos lejos de las poblaciones. Por otro lado, como se verá en el punto 4, es necesario realizar una fuerte inversión en transmisión para integrar esta generación a la red.

Ahora, la inversión en transmisión puede dividirse en dos partes: a) aquella inversión relacionada con la conexión de los parques eólicos a la red existente, la que siempre se encuentra a cargo de los inversores, y, b) aquella inversión relacionada con las ampliaciones y refuerzos que deben hacerse a la red existente para que esta acepte elevados niveles de penetración. En este último punto, cada mercado tiene sus propias reglas. En algunos mercados, los inversores pagan los costos de las obras necesarias en proporción a su uso, como es el caso de SPP, mientras que en

otros casos “la demanda” es quién paga la inversión, como es el caso de ERCOT (siempre y cuando los parques se instalen en zonas pre-establecidas). Este sigue siendo un tema de debate en la actualidad, pues los costos de transmisión pueden llegar a ser superiores a los costos de inversión en generación, especialmente en zonas muy alejadas de los centros de carga; por lo que en muchos casos es el estado quien toma la iniciativa, a partir de fuertes incentivos para los inversores y/o invirtiendo él mismo en la adecuación de la red de transmisión.

En la Figura 16⁹⁵ y la Figura 17⁹⁶, a modo de ejemplo, se pueden observar las zonas con potencial eólico, la red y los centros de carga, para el territorio de SPP y la República Argentina, respectivamente.

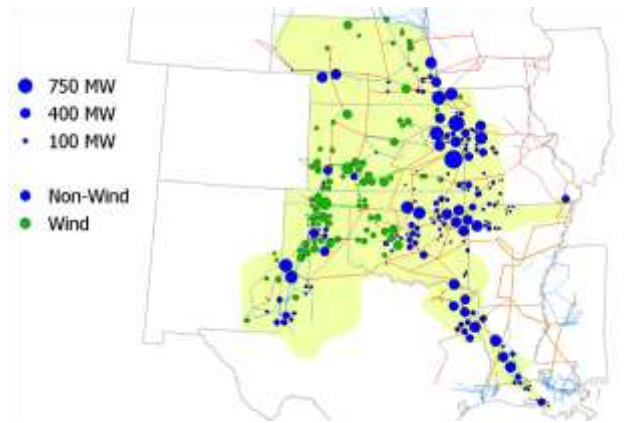
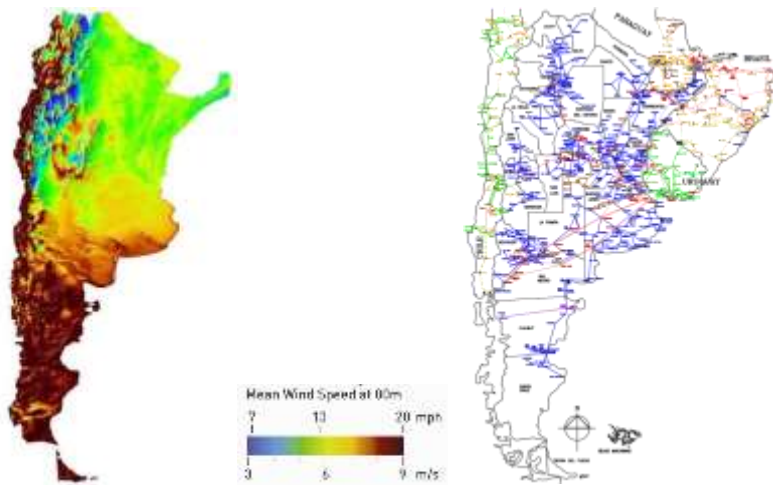


Figura 16. Ubicación geográfica de las centrales eólicas y no-eólicas en el territorio de SPP para un escenario típico de otoño. [6]



a. Velocidades medias de viento a 80 m. [3TIER.com]

b. Líneas de transmisión en AT. [8] **Figura**

17.

4.- Impacto sobre las redes de transmisión.

⁹⁵ Considerar la generación no-eólica, principalmente térmica, representativa de la ubicación de los centros de carga.

⁹⁶ Considerar las zonas con alta densidad de líneas representativas de la ubicación de los centros de carga.

La integración de la generación eólica en las redes impone un número importante de desafíos para poder sobrellevar posibles problemas de estabilidad de tensiones, estabilidad transitoria, respuesta ante huecos de tensión, sobrecargas generadas por el aumento repentino de la potencia de salida de los parques eólicos y regulación de tensión, entre otros. Todo esto conlleva a la necesidad de reforzar la red de transporte mediante la construcción de nuevas líneas de transmisión, estaciones transformadoras, sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (por caso, compensadores estáticos y transformadores reguladores de fase), etc. Los costos de inversión asociados a la expansión y refuerzo de la red, además de depender en gran parte de la ubicación de los parques respecto a la demanda, en general, están caracterizados por una fuerte inversión inicial (flujos de fondos débilmente distribuidos en el tiempo) y pueden variar, según estudios realizados en mercados europeos, entre los 50 y 270 Euros por kW de potencia eólica instalada. [11]

En el caso particular de SPP, para evaluar el impacto en la red de transmisión se realizaron estudios de flujos de carga, análisis de contingencias, estudio de estabilidad de tensiones, análisis de transferencias entre áreas, estudio de capacidad de “aceptación” de energía eólica por parte de la red, y análisis de estabilidad transitoria. Los estudios fueron realizados con la finalidad de seleccionar y evaluar las ampliaciones de la red con el fin de que la misma soporte los niveles de penetración estudiados.

En cuanto a las obras necesarias a incorporar, para el nivel de penetración del 10% representaron 1260 millas de nuevas líneas de 345 kV y 40 millas de 230 kV; en tanto que, para el nivel de penetración del

20% se debieron adicionar 485 millas de 765 kV, 766 millas de 345 kV, 205 millas de 230 kV y 25 millas de 115 kV, adicionales.⁹⁷ Siendo, los costos asociados a la expansión de la red para el caso del 10%, 387 US\$/kW de potencia eólica adicional instalada (3963 MW) y, para el caso del 20%, 329 US\$/kW de potencia eólica adicional instalada (6834 MW).⁹⁸ Estos costos deben ser adicionados a los costos de inversión de los parques eólicos, cuyo valor medio es de aproximadamente 1700 US\$/kW⁹⁹.

A partir de los resultados obtenidos de los estudios antes mencionados, y del análisis de los mismos, se concluyó que niveles de penetración elevados pueden ser aceptables, siempre y cuando se realice una adecuada expansión de la red (considerando como expansión no solo a las nuevas líneas de transmisión, sino también a la generación de reactivo, control de flujo, etc.), sin que se vean resentidos ni los estándares de la calidad del producto y confiabilidad, ni las capacidades de intercambio de energía entre áreas.

A su vez, de la experiencia adquirida durante el desarrollo de los estudios, se pudo observar la

⁹⁷ Tener presente que SPP opera una red de 47000 millas de líneas de transmisión que van desde los 69 kV a los 500 kV; por lo que se expandiría la red en, aproximadamente, un 6%, sumando a la red un nuevo nivel de tensión de 765 kV.

⁹⁸ Estos costos fueron calculados a partir de costos medios de líneas de transmisión, y no contemplan los costos asociados a nuevas estaciones transformadoras, sistemas de control de tensiones, etc..

⁹⁹ Este costo considera el costo del parque más el costo de transmisión asociado a la conexión del mismo a la red.

conveniencia de cambiar la metodología tradicional de planificación de la red. En particular, se debe:

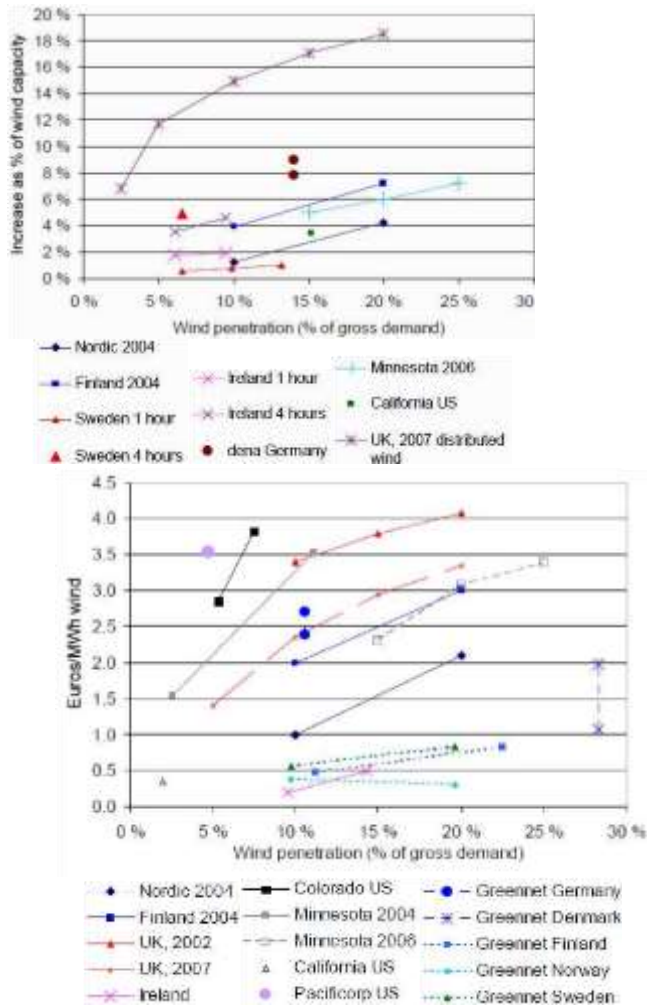
- Estudiar los requerimientos de conexión por parte de los diferentes parques de manera conjunta. Esto es imperioso debido a la gran cantidad de obras en transmisión que es necesario hacer para que el sistema tolere grandes niveles de penetración. De esta manera, las obras son seleccionadas de manera más eficiente, técnica y económicamente. La asignación de los costos de transmisión a cada parque se puede realizar, por ejemplo, con métodos basados en el uso marginal.

- Considerar la variabilidad del viento y de establecer correlaciones. Si no se tuviesen en cuenta estos factores se corre el peligro de sobre-dimensionar, o sub-dimensionar, las obras requeridas; generando un fuerte impacto en los costos de inversión y/o costos operativos, y por ende en el precio de la energía.
- Realizar estudios estáticos y dinámicos que usen como punto de partida una variedad de escenarios eólicos críticos pero realistas. Por ejemplo, en los estudios de flujos, se deben considerar modelos estacionales tanto de pico de carga como de carga mínima, y el despacho de generación eólica en los modelos debe ser consistente con la estación y nivel de carga modelados.
- Realizar simulaciones de operaciones en la etapa de planificación. Cuando los niveles de penetración son elevados, para analizar la capacidad del sistema para aceptar incrementos importantes en la potencia eólica disponible, de no realizarse simulaciones de producción en las que el re-despacho de generación se realiza de manera eficiente, pueden obtenerse conclusiones erróneas acerca de las obras a realizar.

5.- Impacto sobre la operación.

La generación eólica impacta fuertemente sobre la manera en que los mercados logran el balance entre generación y demanda. Estudios realizados en diferentes mercados con elevado nivel de penetración, y/o sistemas débiles, coinciden en que la variabilidad de la potencia de salida en el corto plazo (1-6 horas) impone el principal desafío; como así también el control de frecuencia y la baja inercia.

El incremento que se necesita en la reserva operativa para contrarrestar la variabilidad de generación eólica, y mantener los estándares de confiabilidad de los sistemas, depende directamente del sistema analizado y su marco regulatorio. Pero se puede decir que varía entre el 1 y el 15% de la potencia eólica despachada para niveles de penetración del 10%, y entre el 4 y el 18% para niveles de penetración del 20%. En tanto, el incremento en los costos operativos va desde 1 a 4 Euros/MWh de la potencia eólica para niveles del 20%. Ver Figura 18. [11]



a. Incremento de la reserva operativa. **b.** Incremento en los costos de operación.
Figura 18. Impacto de la energía eólica en los mercados de regulación. [11]

En el caso particular del estudio realizado para SPP, las principales conclusiones fueron:

- Mayor reserva operativa es necesaria para incorporar la generación eólica. Esta reserva es variable con el tiempo y función de la incertidumbre en la demanda neta¹⁰⁰; la que debe ser reducida con un pronóstico apropiado y acortando el período para el que se realiza el pronóstico (en la Figura 19 se puede observar cómo se reduce la incertidumbre dependiendo del tiempo de antelación con el que se pronostica).

¹⁰⁰ Entiéndase como demanda neta la diferencia entre la demanda y la generación eólica.

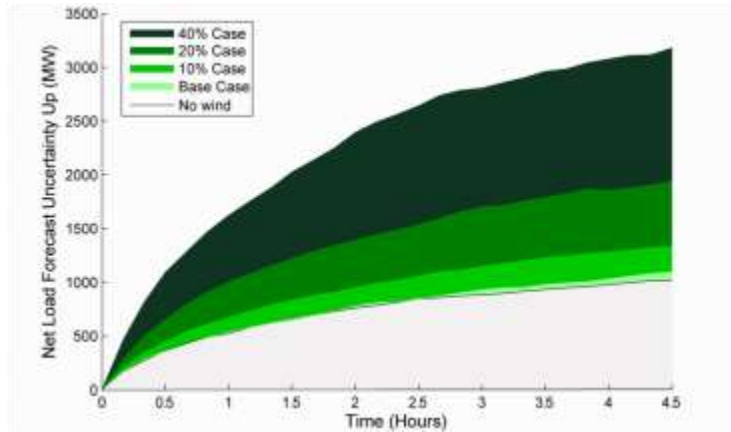


Figura 19. Incertidumbre en el pronóstico de la demanda neta para los diferentes niveles de penetración analizados. [6]

- Se encontraron diferencias apreciables entre las necesidades de regulación positiva y negativa a medida que aumenta el nivel de penetración de la generación eólica. Ver Figura 20.
- Se debe incrementar la flexibilidad de la reserva, debido a una mayor cantidad de arranques y paradas de las centrales no-eólicas por la variabilidad eólica. Adicionalmente, la ubicación de estas reservas debe ser evaluada para evitar sobrecargas, cuando la potencia eólica disponible varía de manera significativa.

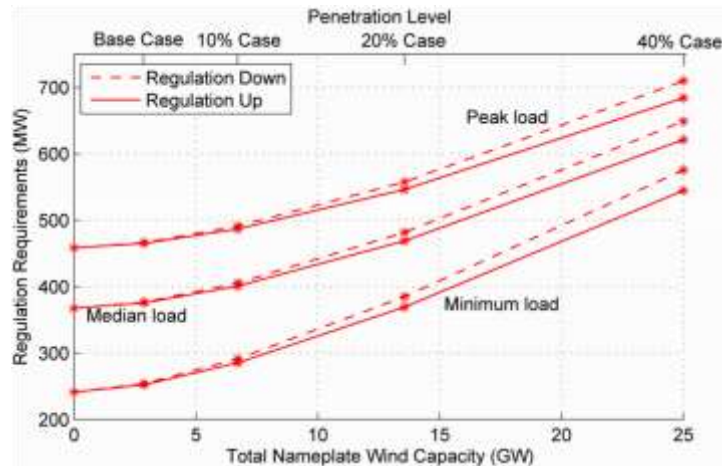


Figura 20. Requerimientos de reserva operativa según el nivel de penetración. [6]

- Debido a la limitación impuesta por los tiempos de arranque y parada de las centrales, y el valor mínimo de generación, en algunos casos, es necesario realizar cortes de generación eólica. Estos recortes de generación son afectados principalmente por requerimientos de mínima generación de centrales térmicas (Figura 21), requerimientos de reserva, limitaciones en la capacidad de transmisión y errores en los pronósticos. Las obras de transmisión permitieron que no existan diferencias apreciables entre el vertido de generación eólica para los casos del 10% y 20%.

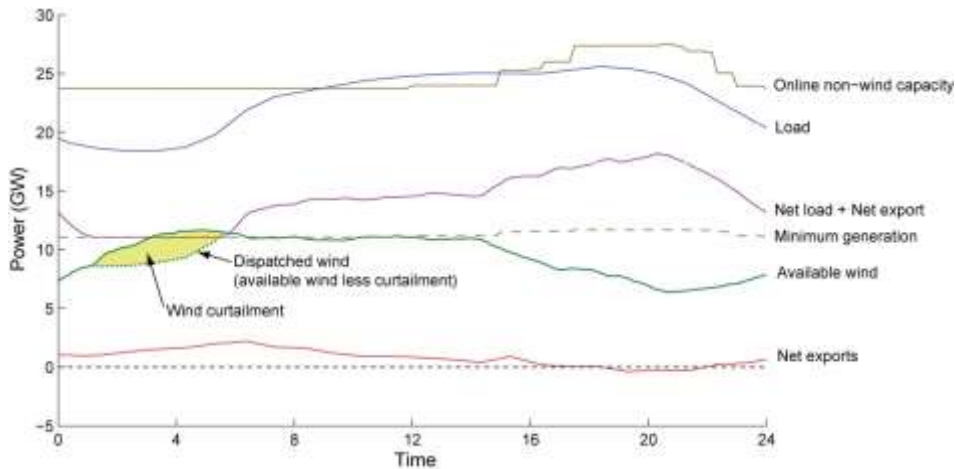


Figura 21. Recortes en la energía eólica debido a requerimientos de mínima generación no-eólica. [6]

- Los errores en los pronósticos impactan fuertemente en las necesidades de reserva y flexibilidad de las mismas; reduciendo la generación en las plantas menos flexibles, pero más económicas. Los pronósticos optimistas tienden a provocar menores recortes de generación eólica comparados con los pronósticos pesimistas; ya que la cantidad de generación eólica es mayor y también los requerimientos mínimos de potencia. Pero, por otro lado, los pronósticos optimistas pueden traer problemas de confiabilidad, ya que el número de centrales no-eólicas asignadas es menor. En la Figura 22 se puede observar como los errores de pronóstico impacta de manera muy diferente sobre las necesidades de recortes de generación eólica cuando estos son optimistas o pesimistas.
- Se requiere un sistema sofisticado de asignación de unidades que permita optimizar la generación y los servicios de reserva, teniendo explícitamente en cuenta las incertidumbres asociadas a la generación eólica.

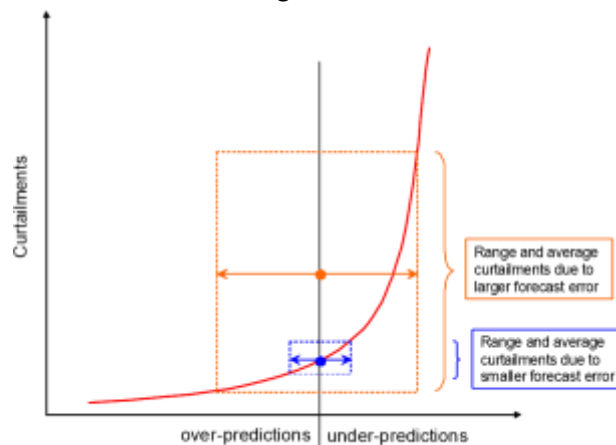
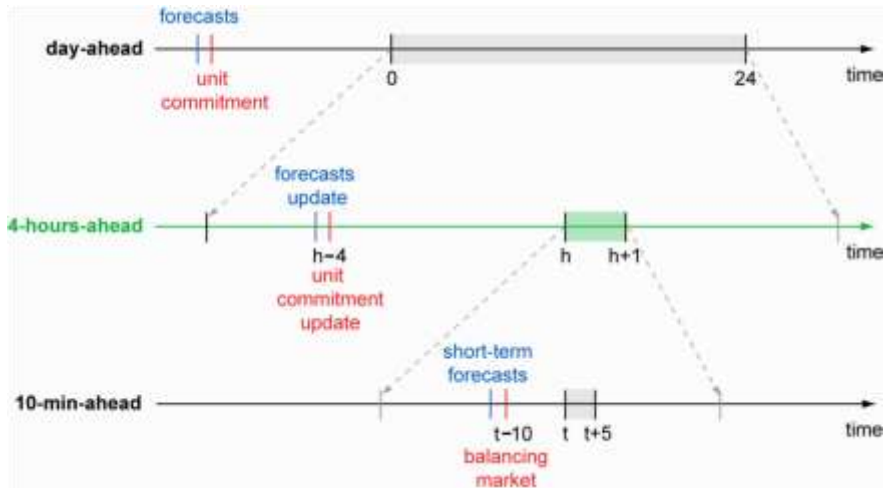


Figura 22. Necesidades de recorte de energía eólica según los errores de pronóstico. [6]

Como se deduce de lo antes expuesto, el punto clave para minimizar el impacto de la generación eólica en la operación de los mercados es la asignación de unidades. Es por ello que se propuso realizar una asignación de unidades intra-diaría con una anticipación de 4 horas utilizando pronósticos actualizados periódicamente. Ver Figura 23.



**ASIGNACIÓN
DE UNIDADES**

**REASIGNACIÓN
DE UNIDADES**

**OPERACIÓN DE
DESPACHO**

Figura 23. Corrección intra-diaria de la asignación de unidades. [6]

6.- Impacto en el mercado.

Como se puede observar a partir de lo desarrollado en los puntos 3 a 5, el desafío de integrar grandes cantidades de generación eólica a sistemas eléctricos es importante. Su impacto en la operación y los cambios que impone en el diseño y expansión de las redes, requiere cambios regulatorios y en los procedimientos de operación del mercado.

Debido a los costos operativos casi nulos de la generación eólica, en situaciones de vertido de energía eólica el costo marginal suele acercarse a cero en la zona con exceso de potencia eólica. En mercados donde los generadores pueden ofertar energía a precios negativos,¹⁰¹ como en ERCOT, los precios en las zonas de mayor producción eólica han llegado a niveles negativos en forma recurrente y sostenida en las temporadas de mayor producción eólica. Esta depresión de precios puede ocasionar una serie de inconvenientes serios, incluyendo la distorsión de precios en el mercado de energía, el incremento de precios en los mercados de capacidad, la necesidad de

¹⁰¹ Por ejemplo, un generador puede tener incentivos para ofertar a precios negativos en caso de créditos impositivos a la producción, de hecho ofreciendo un subsidio propio a la producción.

incrementos en compensaciones a la generación por fuera del mercado, y la quiebra de empresas de generación. Para evitar o aminorar los riesgos de este tipo de situaciones, se debe realizar una revisión global de las reglas y políticas del mercado.

Además, debido a la variabilidad de la generación eólica, aumenta el número de paradas y arranques de centrales térmicas, incrementando la variación en los generadores marginales y por consiguiente la volatilidad de los precios nodales.

Los cambios necesarios serán diferentes según el mercado que se analice; pues los marcos regulatorios y procedimientos también lo son. En el caso particular de SPP, se recomendó los siguientes cambios. A saber:

- Las redes deben diseñarse y planificarse de manera centralizada, considerando el máximo nivel de integración esperado. Como consecuencia de la elevada correlación entre grupos de parques vecinos, y la gran dispersión de los costos de interconexión (por caso, estudios en sistemas europeos han arrojado valores que van desde los 50 a 270 Euros por kW instalado, [11]), es más eficiente, técnica y económicamente, evaluar el impacto de la interconexión de parques eólicos, y el impacto de las reformas propuestas a la red, de manera centralizada.
- Implementar nuevas herramientas y políticas en la determinación de las necesidades de regulación. Las necesidades de regulación deben ser calculadas y actualizadas con más frecuencia; incluyendo no sólo los pronósticos de demanda, sino también de vientos.
- Reducir los tiempos en los que se realiza el balance del mercado (de 15 a 10 minutos); para reducir la necesidad adicional de servicios auxiliares como consecuencia de una reducción significativa en las incertidumbres en los pronósticos de demanda neta.
- Implementar un sistema centralizado de adquisición de datos y pronóstico de vientos.
- Adaptar el sistema de asignación de unidades para que integre explícitamente y con todas sus particularidades la generación eólica (por caso, que considere explícitamente la incertidumbre y variabilidad del viento), y realizar una re-asignación de unidades intra-diaria (en este caso particular con cuatro horas de anticipación; pues para este período la correlación es alta y los tiempos de encendido y/o apagado de centrales flexibles, como ser CC, es inferior a este período).
- Adoptar reglas de mercado que incentiven a la generación eólica a reaccionar a las señales de mercado.
- Separar los mercados de regulación positiva y negativa; pues además de la diferencia en los requerimientos de reserva, permitiría a la generación eólica (en horarios de baja carga y elevado viento) ofertar regulación negativa a bajo costo y, por otro lado, incrementar los costos de regulación positiva como señal de incentivo.
- Evaluar las posibilidades de expandir geográficamente el mercado de SPP; esto le da mayor flexibilidad al sistema, incrementando la diversidad de los recursos, y reduciendo la variabilidad e incertidumbre de la demanda neta y las necesidades de reserva.

- Considerar la incorporación de tecnologías avanzadas para almacenamiento de energía (reducción de la variabilidad de la demanda neta); sobre todo en sistemas medianos o pequeños con escasa capacidad de regulación.¹⁰²
- Establecer un control centralizado sobre las salidas de servicio por mantenimiento de centrales no-eólicas; pues los períodos de mantenimiento suelen coincidir con estaciones de baja demanda y gran disponibilidad de viento; o sea, se debe asegurar que ante estos escenarios la reserva sea suficiente.

7.- Conclusiones.

Por todo lo anteriormente expuesto, se puede concluir:

- Los incrementos en la variabilidad e incertidumbre de la demanda neta no son un desafío menor, requiriéndose mayor cantidad, y flexibilidad, de servicios auxiliares. Lo que tiene un impacto directo en los costos de operación y requiere una adecuación de los mercados de reserva.
- El casi nulo costo marginal de la generación eólica y su variabilidad, aumentan el número de paradas y arranques de centrales térmicas, incrementando la variabilidad de los precios nodales.
- Limitaciones en los sistemas de transmisión y generación convencional pueden hacer económico, en algunos casos, limitar la potencia eólica.
- Los costos de integración relacionados con la expansión y refuerzo de la red, sumados a los costos de inversión de los parques eólicos pueden ser significativos. Se deben promover políticas e incentivos que permitan reducir estos costos.
- Debe modificarse la manera en la que se planifican y se operan los sistemas cuando se esperan fuertes niveles de penetración eólica.
- Deben implementarse fuertes cambios en las políticas y reglas de mercado con el fin de reducir el impacto de la generación eólica.

En resumen, la integración de grandes cantidades de potencia eólica no es un problema menor, por

lo que se requieren estudios detallados sobre su impacto en la red, en la operación y en las políticas de mercado, de manera tal de poder integrarla a costos razonables.

Dados los elevados objetivos y el incipiente desarrollo de la energía eólica en América Latina, los desafíos serán significativos y se requerirán, en el mediano plazo, fuertes inversiones en las redes de transmisión, y cambios importantes en la metodología de operación y políticas de mercado de los sistemas.

¹⁰² En mercados con penetración de 10% a 20% la relación beneficio costo de acumular energía puede ser poco atractiva (dejando de lado el almacenamiento en centrales hidráulicas de acumulación por bombeo). No obstante esto, por ejemplo, la Tokyo Electric Power Co. está llevando adelante un proyecto que involucra la instalación de 34 MW en baterías de NAS en un parque de 51 MW para estabilizar la potencia de salida (Power Transmission & Distribution world – June 2010).

Apéndice.

SPP como generador regional (RTO, Regional Transmission Organization), es responsable de asegurar el suministro confiable de energía, adaptar la red de transmisión de la energía eléctrica de manera eficiente, administrar el mercado de intercambio de energía entre sus miembros, y otras generadoras regionales, y asegurar un precio de mercado competitivo, para un territorio de 370 000 millas cuadradas (958 300 kilómetros cuadrados, aproximadamente, el 35 % del territorio americano de la república Argentina). Este territorio está constituido por ocho estados de manera parcial o total (Arkansas, Kansas, Louisiana, Missouri, Nebraska, New Mexico, Oklahoma y Texas). SPP opera 47000 millas de líneas de transmisión (casi dos veces el diámetro de la tierra), en niveles de tensión que van desde los 69 kV a los 500 kV. Su matriz energética, en términos de la capacidad instalada, es: 86 % térmica, 4% hidráulica, 2% eólica y el 8% restante, otras tecnologías.

Referencias.

- [1] Alan D. Poole, "The Potential of Renewable Energy Resources for Electricity Generation in Latin America", 2009.
- [2] Ana Estanqueiro, "Operational experience of extreme wind penetration in Portugal", presentado en UWIG Fall Technical Workshop, Québec, Canadá, 15 Octubre 2010.
- [3] Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEE), Facultad de Ingeniería – Universidad de Buenos Aires, Argentina, www.argentinaeolica.org.ar.
- [4] Asociación Latinoamericana de Energía Eólica (LAWEA), "Anuario 2009-2010", www.lawea.org.
- [5] AWS Truewind, Development of Eastern Regional Wind Resource and Wind Plant Output Data Sets, Final Report, November 19, 2008. Available: http://wind.nrel.gov/public/EWITS/AWST_EWITS_Final_Technical_Report_Draft.pdf.
- [6] Charles River Associates, "SPP WITF Wind Integration Study," www.spp.org/publications/2010.zip.
- [7] Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile, www.cne.cl.
- [8] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., Argentina, www.cammesa.com.
- [9] Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), Argentina, www.enarsa.com.ar.
- [10] Global Wind Energy Council, "Global Wind Energy Outlook 2010", Bruselas, Bélgica, www.gwec.net.
- [11] Hannele Holtinen et al, "Design and operation of power systems with large amounts of wind power," Final report, Phase one 2006–2008, IEA WIND Task 25, www.ieawind.org.
- [12] Marcondes, Carolina, "Leilão da Aneel consagra energia eólica como viável," 27 de agosto de 2010, www.uol.com.br.
- [13] Mattio, Hector Fernando, Centro Regional de Energía Eólica, "Argentina Eólica. Presente y Futuro. Estrategias a Seguir.", presentado en WindAR 2010.
- [14] Nelson Hübner (ANEEL), Renewable Energy World, "Brazil's Wind Power Auction Spurs More Clean Energy Development", 29 de diciembre de 2009, www.renewableenergyworld.com.

- [15] Peter Borre Eriksen, "50% by 2025 in Denmark," presentado en UWIG Fall Technical Workshop, Québec, Canadá, 15 Octubre 2010.
- [16] Stephan Nielsen, Bloomberg, "Uruguay's Government Plans to Develop as Much Wind Energy as Possible", Feb 2, 2011, www.bloomberg.com.
- [17] Valenz, "Energía Eólica en Chile", "Un Grado Newsletter #6", July 21, 2009, www.ungrado.com.
- [18] Wisconsin Energy Corporation, Wind Power Impacts on Electric System Operating Costs, UWIG 2003 Technical Wind Workshop, Seattle, Washington, October 24, 2003.
- [19] World Wind Energy Association, "World Wind Energy Report 2009", www.wwindea.org.

CLIMATE CHANGE, ENERGY AND SOCIAL PREFERENCES ON POLICIES: EXPLORATORY EVIDENCE FOR SPAIN

Michael Hanemann¹, Xavier Labandeira² and María L. Loureiro^{3*}

Abstract

Spain faces a complex situation regarding its climate change policies. On the one hand, greenhouse gas emissions have shown an important increase since 1990, being far above the Kyoto commitments. On the other hand, it is likely to suffer significant impacts from climate change. However, there has been a rather limited application of corrective policies, particularly with regard to energy prices. Indeed, although Spanish citizens generally show a large concern towards climate change, price increases in the energy sector have traditionally been opposed. In this paper we try to offer a possible hint for future policies by showing that Spanish households would strongly favour the implementation of a green electricity program that reduces GHG emissions although it makes electricity more expensive for an interim period. With data from a phone survey representative of the Spanish population carried out immediately prior to the Copenhagen climate summit, the mean willingness to pay per household is 29.91€ per month over the current electric bill. Our results also show that younger individuals who live in the Mediterranean area are more likely to pay for this green electricity program.

Keywords: Electricity, climate change, willingness to pay, Spain

¹ Department of Agricultural & Resource Economics, University of California, Berkeley, CA 94720-3310

² Rede, University of Vigo, 36310 Vigo (Spain) and Economics for Energy, 36202 Vigo (Spain)

³ Department of Economic Analysis, University of Santiago, 15782 Santiago de Compostela (Spain).

The authors are grateful to the comments and suggestions by the editor and three anonymous reviewers. Funding from the Spanish Ministry of Science and Innovation (projects ECO2009-14586-C2-01 and ECO2009-14586-C2-02) and FEDEA are also acknowledged. The usual disclaimer applies.

* Corresponding author: Departamento de Fundamentos da Análise, Facultade de CC. Económicas, Avda. do Burgo das Nacións, 15782 Santiago de Compostela, Spain. Email: maria.loureiro@usc.es

1. Context

Climate change has become a major concern for citizens across the world. The first worldwide pool on global warming, conducted by *World Wide Views (2009)*, depicts a vast majority of people (close to 90%) favouring sizeable reductions in greenhouse gas (GHG) emissions for developed countries in the period 1990-2020. A similar proportion of citizens strongly supports keeping global warming within [2 degrees Celsius](#) over pre-industrial levels. In Europe, the Eurobarometer Survey (2009) indicates that two thirds of the European population consider that global warming is among the most serious problems faced by humankind today. Although there are geographical differences within Europe, Spain is among the countries well above the EU average in rating climate change as a very serious problem. At the same time, most Europeans (again, roughly two thirds) believe that governments and industries are not doing enough to fight the problem.

This is the general setting of the paper: intense social preferences for climate change abatement that are not fully materialized in actual policy-making. In this sense, Spain is probably the

quintessential country, with a strong concern by citizens and even government (one of the three 'guiding issues' of the current Spanish government) but few implemented policies. In a way, Spain faces a complex situation regarding its climate change policies. On the one hand, greenhouse gas (GHG) emissions have increased significantly since 1990 (by around 30% at the time of writing, with a recent sharp reduction due to the recession), being far beyond the Kyoto commitment (15% increase). On the other hand, Spain is likely to suffer substantial impacts from climate change due to its geographical situation: significant temperature increases and an exacerbation of water shortages are to be expected in few decades (Spanish Agency of Meteorology, 2010). However, there has been a limited application of corrective policies, particularly in the field of energy prices, which are generally below European averages.

This fact contrasts with the traditional support of pricing instruments for climate policy by economists. Carbon prices, for instance, are seen as a necessary mechanism to achieve cost-effective abatement and to foster carbon-free technologies. Yet in Spain carbon pricing has been traditionally opposed by governments, despite a growing positive evidence on its effects. Fear of loss of competitiveness led successive Spanish governments to block any attempt of setting a European carbon tax during the 1990s and early 2000s, despite empirical evidence showing that a Spanish green tax reform, based on carbon taxation, could lead to net economic gains (Labandeira, Labeaga and Rodríguez, 2004) and with limited distributional consequences (Labandeira and Labeaga, 1998).

Is there any reason for this phenomenon, despite the likely positive effects from the policy and the underlying social preferences regarding climate change? The intense opposition of Spanish citizens to tax-related price increases of car fuels during this decade, or the strong pressure to keep electricity prices low (with a clear risk to the financial sustainability of the electricity system, which is now operating at a deficit as prices do not cover costs), may provide an intuitive explanation for the lack of corrective carbon pricing. As indicated below, the focus groups used in the preliminary stages of this study were consistent with this behaviour.

Our study involves an application of contingent valuation (CV), using a survey that asks respondents to state their willingness to pay (WTP) in support of a policy initiative that reduces Spain's GHG emissions from electricity production. There is a growing literature on the WTP for climate change policies, with recent contributions by Berrens et al. (2004), Cameron (2005a, 2005b), Li et al. (2005), Lee and Cameron (2008), Leiserowitz (2006), and Stedman (2004). Those papers reflect the perceptions towards various climate change policies in many different countries, mostly through the use of CV methods. Other approaches include discrete choice experiments (Longo, Markandya and Petrucci, 2009), and ordinal responses to valuation scenarios (Diaz-Rainey and Ashton, 2007). The policy objectives, or environmental goods under consideration also vary considerably across the papers, including climate stabilizing measures, (Cameron, 2005), green energy investments (Diaz-Rainey, 2007; Wisser, 2007; Hoyos and Longo, 2008), decreased temperature changes (Viscusi and Zeckhauser, 2006), and sequestration mechanisms (Brouwer et al, 2008). For a comprehensive review of this literature see Johnson and Nemet (2010).

Although the applications for Europe are still limited, they have grown considerably in recent years. For instance, Cole and Brännlund (2009) assess preferences for mitigation policies in Sweden, showing that citizens in Sweden support informational campaigns, as well as measures that carry positive effects on technological development. In Spain, Hoyos and Markandya (2009) investigate preferences for climate change measures in the Basque region, including global (as in previous studies) and ancillary benefits. They show that estimates are 40% higher when ancillary benefits are also included.

This paper contributes to the European literature on climate change policy. While the CV method has been used in other studies to value the non-market impacts associated with climate change, our study uses it to deal directly with the design of mitigation policy. We focus on GHG emissions from the electricity sector, which is the largest single source of Spanish GHG emissions and has been subject to an intense debate on pricing in recent years. Moreover, over the past decade Spain has embarked in a very ambitious and costly policy to promote renewable sources in the electricity sector (intended in part to abate GHG emissions), whose characteristics are probably well-known to citizens.

The paper is based on a phone survey of a representative sample of the Spanish population, conducted in November and December 2009 (immediately prior to the Copenhagen summit). The results show that Spanish households would strongly favour the adoption of an electricity policy that makes electricity more expensive but uses the extra revenue to promote renewable energy to reduce GHG emissions. In particular, the mean WTP per month and household is large: 29.91€ over the current electric bill. Our results also show that younger individuals who live in the Mediterranean area are more likely to be willing to pay for this green electricity program. The evidence from this paper may provide some guidance for future pricing policies aimed at climate change control.

The article is organized in four sections, including this introduction. We next describe the questionnaire and valuation scenario. Section 3 deals with the sample and its econometric treatment. Finally, section 4 presents the results and policy implications.

2. Questionnaire and valuation scenario

Our research method relies on the construction of a questionnaire to assess preferences towards climate change mitigation policies in Spain. Several stages were required to produce a comprehensive and easy survey instrument. To begin with, focus groups were carried out in several Spanish cities, including A Coruña (coastal) and Santiago de Compostela and Madrid (inland areas). The focus groups contained 10-12 individuals with different socio-economic profiles, who participated in two hours of organized discussion about the magnitude of the climate change problem and things that could be done in Spain by way of a solution. Information obtained from the first focus group on attitudes regarding climate change was utilized to design a draft version of the questionnaire, which was then tested and modified in subsequent focus groups. The final version of the questionnaire reflects information obtained from five different focus groups.

The questionnaire follows the same basic structure as in Malka, Krosnick and Langer (2009), adapted to the Spanish socio-economic context. At the beginning, the questionnaire asked questions about a variety of social issues, such as taxes, unemployment, and pollution. Next, specific questions were asked about the respondent's familiarity with climate change and his/her perception of the damages from climate change. The questionnaire continued by describing some options which the Spanish government is considering to reduce GHG emissions, including an electricity program.¹⁰³ It was stressed that the objective for this electricity program is to fulfil the Spanish 20/20/20 objectives with respect to emission levels in Spain (that is, 20% reduction in GHG emissions, 20% renewable energies and 20% improvement in energy efficiency by 2020). Our goal was to measure the social preference for this program, in terms of willingness to pay the program's cost. Our intent was to provide some guidance for mitigation policy in Spain, rather than to value the damages from climate change. Since Spain can control its own GHG emissions, but it cannot control global GHG emissions and, therefore, it cannot control the specific impacts from climate change that might be felt in Spain, we believed this was a more appropriate focus for the CV questionnaire. After the payment question, there were questions about the reasons for the response to the payment question. Then

¹⁰³ Due to the large uncertainty, no information was provided with respect to the expected climate change avoidance effects linked to the fulfilment (with respect to non-fulfilment) of the 20/20/20 objectives. However, individuals stated through various questions the level of knowledge, concern, awareness and commitment to fight climate change.

there were some questions about attitudes to national and global policies to deal with climate change. The questionnaire concluded with several socio-demographic questions.

With regard to the payment scenario, the cost of the climate change mitigation program was described as a private cost linked to an “extra electricity price per month”: The following wording was used:

The electricity we use in our homes and factories is the single largest source of greenhouse gas emissions in Spain. This accounts for 28% of Spain’s greenhouse gas emissions.

The Spanish government is considering taking action to reduce the greenhouse gas emissions caused by electricity generation and consumption. The Spanish government is considering a balanced program to reduce the energy we use in our homes and factories. This program includes requiring power companies to make electricity in ways that don’t put out greenhouse gases, such as with renewable energy. Also, the government will require factories to use highly efficient energy equipment, and to make products which meet climate requirements. The government will continue to regulate the price of electricity for households, so that electricity companies cannot gain excess profits.

In the end, this program will make electricity less expensive to produce, but for an initial period of some years, the price of electricity will be higher. At the end, cleaner technologies and higher energy efficiency will make the cost of living lower and electricity less expensive.

If the government goes ahead with this program, the extra cost to your household is likely to be \$X or per month (or Y per year) until about 2020. Would you be in favour of this program?

YES

NO

DON’T KNOW

The survey was implemented via phone in all Spanish territories, including Balears and Canary islands. The survey employed a multi-stage sample, firstly selecting different population areas in each region (Autonomous Community), including large, medium and small cities, and then using random digital dialling. In the following analysis all responses are included, even those that may be

considered protest responses. This seems appropriate since in a real election all votes will count. There was considerable awareness of climate change at the time of the survey because of the publicity being given to the Copenhagen summit on climate change in the previous weeks (when the survey was implemented). The average time to complete the survey was 8 minutes.

3. Sample and econometric modelling

With respect to the characteristics of the sample, the average age is 44.7 years and 48% of respondents are male. Most respondents are employed full-time (35.5%), while retired respondents amount to 18.4%, and self-employed and working at home respectively represent 10.7% and 10.5%. With respect to the number of income contributors to the household, 42.3% of the households have two income earners, while 34.7% have only one income earner. Given the large number of people in each Spanish household, 9.21% and 13.6% have three and four or more income earners, respectively.

The average education level in the sample is about the Census average, with 26.8% and 29.4% of the individuals having completed high school and elementary school, respectively. If we compare our data with the Census, we find no significant differences emerging with respect to the basic education level, since 37.4% of Spanish adult population has completed elementary school. In addition, 13.9% of respondents have completed high school and 18.5% have a University degree, in comparison to 20.7% of Spanish Census that have completed high school, and 21.8% having University studies. No significant differences are found either with respect to the age and gender composition, being the average age in the Spanish population equal to 40.2 years in 2006 (with respect to 44.7 in our sample), and about 49.42% of the population are male, as in our sample. Finally, with respect to the place of origin, both in our sample and in the Census, the population is concentrated along the coast, with nearly 27% living inland. Thus on a number of social and demographic variables our sample reflects Spanish households, as observed in Table 1.

(Table 1, here)

In the following statistical analysis, WTP responses in the category of “do not know” or “no answer” have been recoded as negative responses. This procedure has been employed by Carson et al. (2003), and is one element making our WTP estimates conservative.

Responses to the WTP question were analyzed with a probit model. The statistical model for the valuation response takes the following functional form:

$$(1) \quad Y^* = \beta_0 + \beta_1 Bid_i + \beta_2 Age_i + \beta_3 Mediterranean_i + \beta_4 Inland_i + \beta_5 MidIncome_i + \beta_6 HighIncome_i + \beta_7 ElectricBill_i + \varepsilon_i,$$

where Y^* is the latent variable representing participants’ preferences for the electricity program and the right hand side contains explanatory variables and an error term which is assumed to follow a standard normal distribution.

The explanatory variables are: the *Bid*, that reflects the price increment to be paid (randomly selected from a vector of 5, 10, 16, 25, and 40 euro values) if the electricity program is implemented; *Age* is the respondent’s age; the variables *Mediterranean* and *Inland* indicate whether the respondent lives on the Mediterranean coast or in the interior of the country (location on the Cantabric Coast is the omitted category). Additionally, the dummy variables *MidIncome* and *HighIncome*, represent household monthly incomes between 1500 € and 2999 €, and incomes of 3000€ or above (income below 1500 € is the omitted category). The variable *ElectricBill* represents the current monthly household electricity payment. Table 2 contains the variable description and summary statistics (mean and standard deviation) for these explanatory variables. Table 3 presents estimated coefficients of (1) based on the survey responses that will be employed to calculate the mean WTP estimate.

(Table 2, here)

(Table 3, here)

As reflected in Table 3, results from the probit model indicate that, as economic theory predicts, the amount respondents have to pay has a negative effect on the probability of their supporting the electricity program. Further, those individuals living in the Mediterranean and South areas are more likely to pay for the green electricity program than those living in the Cantabric or Northern area. This may be related to the anticipation of larger impacts from climate change in the Mediterranean and Southern area. Additionally, individuals who are older are also less likely to be willing to pay for the program. The income variables are not statistically significant. The current monthly electricity bill does affect the willingness to pay for the program in a negative and statistically significant way. Thus, our results show that younger citizens without family obligations and with low electricity bills are the ones more likely to support the electricity emissions abatement program.

The estimation of the mean and median WTP the probit model is computed employing the formula (Hanemann, 1984):

$$(2) \quad WTP = \frac{-\tilde{\alpha}}{\tilde{\beta}},$$

where $\tilde{\alpha}$ represents the term known as the *grand constant*, being the sum of the products of the means of the explanatory variables times their associated coefficients, and $\tilde{\beta}$ is the coefficient associated with the bid amount.

4. Results and Policy Implications

Mean/Median WTP per household is estimated about 29.90 €/month as calculated from the probit model. The 95% confidence interval was estimated using the Jackknife technique. When compared to current electricity prices (an average payment of around 40 €/month), this monthly figure is quite high which can be explained by several reasons. Primarily, the fact that climate change was particularly salient at the time of the survey, due to the forthcoming Copenhagen summit. Also

important was the fact that the higher payment now was seen as a temporary phenomenon which could end by 2020 when the cost of renewable energy could fall due to learning effects. In any case, the result is consistent with the attitudes expressed by Spanish citizens in other opinion polls (see the introduction) and could justify the introduction of pricing instruments in climate change policies. It is clear, though, as observed in actual Spanish policy making and in the conclusions of the focus groups in this piece of research, that the acceptance of pricing instruments is extremely contingent on the definition and implementation of climate change policies.

The results also show clear geographical differences with respect to support for this green electricity program. In particular, individuals residing in the Mediterranean and Southern areas are more likely to be willing to pay higher electricity prices to prevent climate change effects than those living in Northern Spain.

(Table 4, here)

Our results could also be employed to calculate the total societal WTP for the green electricity program, by multiplying the probit mean WTP by the number of Spanish households (as provided by INE, 2001). Given that our WTP question has been formulated employing electricity prices as the payment vehicle, mean social WTP per month amounts to 425 million Euros per year for this electricity program. In this sense, the fact that the Spanish society is willing to pay such a significant amount may facilitate adoption of renewable technologies. This resembles the conclusions by Longo, Markandya and Petrucci (2008), who in their UK analysis show that WTP for green policies may be enough to internalize the current social costs of energy production.

References

Berrens RP, Bohara AK, Jenkins-Smith HC, Silva CL, Weimer DL (2004) Information and effort in contingent valuation surveys: application to global climate change using national internet samples. *J Environ Econ Manage* 47:311-363

Brouwer R, Brander L, Van Beukering P (2008) A convenient truth: air travel passengers' willingness to pay to offset their CO₂ emissions. *Clim Chang* 90:299-313

Cameron T (2005, a) Updating subjective risks in the presence of conflicting information: an application to climate change. *The Journal of Risk and Uncertainty* 30:63-97

Cameron T (2005, b) Individual option prices for climate change mitigation. *Journal of Public Economics*, 89: 283-301

Carson RT, Mitchell RC, Hanemann M, Kopp RJ, Presser S, Rudd PA (2003) Contingent valuation and lost passive use: damages from the Exxon Valdez oil spill. *Environmental and Resource Economics* 25:257-286

Cole S, Brännlund R (2009) Climate policy measures: what do people prefer? Mimeo, Umea University, available at <http://ideas.repec.org/p/hhs/umnees/0767.html>

Diaz-Rainey I, Ashton JK (2007) Characteristics of UK Consumers' Willingness to Pay for Green Energy. Available at SSRN:<http://ssrn.com/abstract=1030530>

Eurobarometer (2009) European's attitudes towards climate change. Available at: http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_300_full_en.pdf

Hanemann M (1984) Welfare Evaluations in Contingent Valuation Experiments with Discrete Responses. *Am J Agric Econ* 66:332-341

Hoyos D, Markandya A (2009) WTP for global and ancillary benefits of climate change mitigation: preliminary results. Paper presented at the *17th Annual Conference of the European Association of Environmental and Resource Economists (EAERE)*

INE (2005, 2006). Instituto Nacional de Estadística.
http://www.ine.es/inebmenu/mnu_cifraspob.htm

Johnson E, Nemet G (2010) Willingness to pay for climate policy: a review of estimates. Available at: <http://www.lafollette.wisc.edu/publications/workingpapers>

Labandeira X, Labeaga JM (1999) Combining input-output analysis and micro-simulation to assess the effects of carbon taxation on Spanish households. *Fiscal Studies* 20:305-320

Labandeira X, Labeaga JM, Rodríguez M (2004) Green tax reforms in Spain. *European Environment* 14:290-299

Lee J, Cameron T (2008) Popular support for climate change mitigation: evidence from a general population mail survey. *Environmental and Resource Economics* 41:223-248

Leiserowitz A (2006) Climate change risk perception and policy preferences: the role of affect, imagery, and values. *Clim Chang* 77:45-72

Li H, Berrens RP, Bohara AK, Jenkins-Smith HC, Silva CL, Weimer DL (2005) Testing for budget constraint effects in a National Advisory referendum survey on the Kyoto Protocol. *Journal of Agricultural and Resource Economics* 30:350-366

Longo A, Markandya A, Petrucci M (2008) The Internalization of Externalities in the Production of Electricity: Willingness to Pay for the Attributes of a Policy for Renewable Energy. *Ecological Economics* 67:140-152.

Malka A, Krosnick JA, Langer G (2009) [The association of knowledge with concern about global warming: Trusted information sources shape public thinking](#). *Risk Analysis* 29: 633-647.

Spanish Agency of Meteorology (2010) Updated Climate Projections. Available at:

<http://www.aemet.es/es/noticias/2010/07/escenariosclimaticos>

Stedman R (2004) Risk and climate change: Perceptions of key policy factors in Canada. *Risk Analysis* 24:1395-1406.

Viscusi W and Zeckhauser R (2006) The perception and valuation of the risks of climate change: a rational and behavioral blend. *Clim Chang* 77:151-177.

Wiser R (2007) Using contingent valuation to explore willingness to pay for renewable energy: a comparison of collective and voluntary payment vehicles. *Ecological Economics* 62:419-432.

World Wide News (2009) World Wide views on Global Warming. Policy Report available at:

<http://www.wviews.org/files/AUDIO/WWViews%20Policy%20Report%20FINAL%20-%20Web%20version.pdf>

Table 1. Basic Sample Characteristics compared with the Spanish Census

Variables	Sample Average or %	Spanish Census (INE, 2005-2006)
Gender= 1 if male	56.9	49.4
Age	47.7	40.2
Education %		
Illiterate	2.86	
Elementary school	26.1	37.4 (elementary or lower)
High school/	39.5	40.5
Professional Education		
University Degree	28.8	
Postgraduate and PhD	1.6	
Annual Income (2005) %		
Until €5,999	2.98	7.6
€6,000-€11,999	11.5	20.7
€12,000-€17,999	29.8	25.1
€18,000-€23,999	18.3	19.9
€24,000-€29,999	11.5	13.0
€30,000-€35,999	11.5	6.3
€36,000-€59,999	13.5	6.1
More than €60,000	1.0	
Occupation %		
Self-employed/Full-time/Part-time	51.0	
Employee		
Without job/looking for job	10.3	
Student	4.7	
Household work	11.5	
Retired	17.8	

Other

4.3

Table 2. Explanatory variables for Probit Regression

	Description	Mean	Standard Deviation
Bid	Price increase requested	15.77	9.64
Age	Age of individual	44.74	14.82
Mediterranean	=1 if region of residence is Mediterranean or Andalusian; 0 otherwise	.328	.47
Inland	=1 if region of residence not on coast	.272	.446
Midincome	=1 if income between 1500€-2999€	.169	.376
Highincome	=1 if income of 3000€ or above	.059	.236
ElectricBill	Monthly electricity bill	15.880	27.677

Table 3. WTP Regression: Probit Results

WTP	Coef.	Std. Err.	z	P> z
Bid	-.0247	.0088	-2.79	.005
Age	-.0153	.0060	-2.55	.011
Mediterranean	.4270	.2087	2.05	.041
Inland	.2721	.2127	1.28	.201
Electricbill	-.0034	.0031	-1.10	.270
Constant	1.300	.3593	3.62	.000
N	233			
LR	19.61			
P-value	0.0065			

CO₂ CAPTURE AND STORAGE R & D: CHALLENGES AND OPPORTUNITIES FOR OIL PRODUCING COUNTRIES

Dr. Fereydoun Barkeshli

Member, Board of Directors; The Iranian Association of Energy Economics. Senior advisor, Institute for International Energy Studies, IIES. fbarkeshli@yahoo.com

The possibility of human-induced climate change caused primarily by the burning of fossil fuels and potential mitigation measures are topics for discussion and debate in many national and international forums in recent years. Even though conclusive scientific evidence may not be yet possible an increasing number of experts and policy makers, including those within the IPCC, believe there is enough evidence indicating global warming is occurring that the precautionary principle is gaining consensus.

Carbon dioxide capture and storage (CCS), whereby CO₂ is captured from stationary sources such as power plants and injected into geologic formations² for long term storage, is one of the most promising technologies to reduce CO₂ emissions while allowing the continued use of fossil energy. In the face of this suggestive but not conclusive evidence, a consensus is beginning to emerge if not already emerged around the precautionary principle, which would translate into limiting the atmospheric concentration of carbon dioxide to a maximum 500-550 PPM. This desired target is derived from climate model studies.

The CO₂ Capture Project (CCP) was initiated in the year 2000 by a group of private sector oil companies with overall objectives of achieving major reductions in the cost of CO₂ capture and storage and demonstrating to external stakeholders that geologic storage is safe, measurable and verifiable. This program funds its own R&D, which is contracted out to organizations with expertise in particular areas. Membership as a government funded organization is a possibility for oil producing countries such as Venezuela individually or collectively as OPEC. Current GFO members are government funded research institutions, such as the U.S. department of Energy who make their annual contributions to fund R&D they sponsor.

The Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), initiated by the United States government in June 2003, is an international climate change initiative that is focused on development of improved and cost-effective technologies for the separation and capture of carbon dioxide, transport, and long-term safe storage.

In this article three collaborative R&D programs are covered in detail, namely the IEA Greenhouse Gas Reduction Program (IEA GHG-R), the CO₂

Capture Project (CCP), and the Carbon Sequestration Leadership

Forum (CSLF). All the three facilitate or conduct technology R&D, and all are actively involved in reviewing legal, regulatory, and financing issues.

Methodology of the study

The paper is a library-based study and relies mostly on official reports from international, intergovernmental and governmental publications .Besides studies and research conducted by individual researchers and academics and company reports are extensively reviewed.

Expected results

Whether oil producing countries in Latin America, The Middle East or Africa individually or collectively as an organization like OPEC participate in an existing R&D program or conduct their own program or both ways ,there are implications to consider and conclude .In order for CCS to be implemented at the scale required to mitigate climate change ,regulations and policies governing trans-boundary transport and injection of CO₂,and verification of storage will have to be developed .The R&D programs featured in this article are all actively engaged in global forums where these issues are being discussed and resolved.

References

As mentioned above the article relies mainly on publications which are official sources of relevant bodies that include, The US Department of Energy ,IEA, materials related to Kyoto protocol and the Copenhagen Conference ,OPEC Secretariat and the like.

SESIÓN 5

IMPLICACIONES DEL COMERCIO DE EMISIONES DE LA UNIÓN EUROPEA SOBRE EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL REINO UNIDO

Laura M Cárdenas

Universidad Nacional de Colombia, CeiBA, lauracar@gmail.com

Carlos J Franco, PhD.

Universidad Nacional de Colombia, CeiBA, cjfranco@unal.edu.co

Isaac Dyner, PhD.

Universidad Nacional de Colombia, CeiBA, idyner@yahoo.com

Resumen

Las emisiones de *Gases de Efecto Invernadero* (GEI) se han convertido en una gran preocupación mundial por su efecto sobre El *Cambio Climático*. Esto llevó a definir, a través del Protocolo de Kyoto, metas para alcanzar en el año 2012 una disminución de los GEI en al menos 5%, con respecto a los que se contabilizaban en 1990. Este acuerdo estableció tres mecanismos explícitos: Ejecución o Implementación Conjunta, el Mecanismo de Desarrollo Limpio y el mecanismo de Comercio de Derechos de Emisión. Alineándose con este acuerdo, la Unión Europea creó un esquema de comercio de emisiones – EU ETS (EU trading scheme) – transando el 73% del mercado global de carbono en el año 2009. Dado que el sector eléctrico es el mayor aportante de emisiones en este esquema, resulta importante establecer cuál puede el impacto del EU ETS sobre el sector eléctrico. Este artículo emprende la evaluación de las consecuencias de la implementación del comercio de emisiones en el sector eléctrico y para este propósito toma como caso el Reino Unido. Los resultados preliminares de este ejercicio muestran que precios bajos en los permisos de emisión pueden inducir cambios en la capacidad instalada del sector eléctrico, reemplazando tecnologías basadas en combustibles fósiles por aquellas más limpias como la eólica y la nuclear, las cuales bajo escenarios de inversión acelerada pueden llegar a tener participaciones considerables en ese mercado.

Palabras clave: *Comercio de emisiones, sector eléctrico, tecnologías limpias, modelo de simulación, permisos de emisión.*

1. Introducción

El Cambio Climático se ha convertido en una preocupación mundial en los últimos años. La magnitud y alcance de las manifestaciones de este problema han sido los principales motores para que los gobiernos empiecen a reaccionar frente al mismo. Las constantes sequías, el descongelamiento de los glaciares, los huracanes, las inundaciones, son solo algunas de estas manifestaciones que afectan a países del hemisferio [1] [2].

A pesar de que el problema viene manifestándose desde años atrás, tan solo en 1990 se realizaron las declaraciones mundiales frente al problema, a través de los informes presentados por el Grupo Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC), y se empezó a tomar acción en 1992, con el surgimiento del Protocolo de Kyoto, el cual consiste en un acuerdo a través del cual los países industrializados se comprometen a reducir sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero, por lo menos en un 5% respecto a aquellas registradas en 1990. Para lograr dicha meta, los diferentes países tendrán un tiempo, comprendido entre 2008 y 2012, denominado —primer período de compromiso [3].

Este protocolo propone tres mecanismos que permiten a los países participantes lograr sus metas fijadas ya sea a través de medios para reducir las emisiones o con proyectos que permitan incrementar los sumideros de carbono, a costos más bajos en otros países que en el propio [2]. Estos mecanismos son: Ejecución o Implementación Conjunta, el Mecanismo de Desarrollo Limpio y por último, el mecanismo de Comercio de Derechos de Emisión. A partir del surgimiento de estos tres mecanismos, en algunos países se dieron los primeros pasos para la construcción de lo que se conoce por —Mercado de Carbono .

A pesar de que el primer período de compromiso del Protocolo de Kyoto está en curso, los resultados hasta ahora son todavía precarios. Cabe resaltar el esfuerzo de la Unión Europea a través del esquema de comercio de emisiones -EU ETS- que abarca un 73% de este mercado en 2009, y que representa un 86% del mercado global de carbono [4]. Las transacciones de emisiones en este esquema se hacen por medio de —derechos de emisión EUAs (European Union Allowances), las cuales equivalen a una tonelada de dióxido de carbono [5] – el sector eléctrico hace uso de un 60% [6] de las mismas.

Durante el primer período de compromiso del Protocolo de Kyoto, que correspondería a la 2 fase del EU ETS, se utilizó un sistema de asignación gratuita de EUAs conocido como NAP, equivalente al 90% del total de permisos como máximo [7]. Esta asignación de EUAs establece un límite máximo para las empresas que generen emisiones de Dióxido de Carbono.

El problema aparece cuando estas empresas producen más emisiones, sobrepasando el límite establecido. Por ejemplo, para el caso del sector eléctrico, los costos de las multas impuestas a las empresas por haber sobrepasado el límite, se están pasando al consumidor, elevando el costo de la electricidad [8], generando una nueva dinámica en la economía europea [9] [10] [11].

Varias investigaciones han analizado dicha dinámica a través de una gran variedad de metodologías, en su mayoría, estadísticas y econométricas (Alberola et al. [12], Oberndorfer [13] y Laurikka & Koljonen [14], entre otros). Estas investigaciones se caracterizan por analizar un aspecto muy específico del sistema ya sea inversión en el sector eléctrico, o la relación EUA–precio electricidad o relaciones del esquema con otros sectores diferentes al eléctrico. Desde metodologías más sistémicas se cuentan aquellas que hacen referencia a la problemática del Cambio Climático [15] [16].

El estudio presentado en este trabajo recurre a la realización de un modelo de simulación y a la elaboración de escenarios posibles que permitan evaluar las consecuencias de la implementación del comercio de emisiones en el sector eléctrico y para esto toma como caso el de uno de los países que muestra mayor desarrollo de mercados de electricidad en el mundo. Las lecciones de

este ejercicio podrán servir para evaluar el efecto del mercado del carbono en la composición de la capacidad instalada de los países, según las tecnologías disponibles, así como las tendencias de instalación y desinstalación que podrían presentarse.

Este artículo se encuentra organizado de la siguiente manera. Inicialmente se describe el Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea, luego se presenta el modelo que fue elaborado para la evaluación de las consecuencias de este esquema sobre el sector eléctrico en el Reino Unido. En la sección 4 se muestran los resultados de simulación y por último, en la sección 5, se encuentran las conclusiones del ejercicio realizado.

2. El Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea

En la Directiva 2003/87/ce del Parlamento Europeo y del Consejo se establece un esquema para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión Europea. Este esquema se implementó en el año 2005 buscando cumplir las meta establecida en el Protocolo de Kyoto (PK) para disminuir sus emisiones en un 8% [3] [17] [18]. Su alcance geográfico está comprendido por la constitución de 27 estados miembros de la Unión Europea y algunos países vecinos como Islandia, Liechtenstein y Noruega. Este se desarrolla a través de distintas fases: la primera estuvo comprendida desde el año 2005 hasta el 2007; la segunda fase, corresponde al primer período de compromiso del PK, es decir, del 2008 al 2012; y la tercera, entre 2013 y 2020 [19].

Si bien este esquema se encuentra administrado por la Unión Europea, cada estado miembro es el encargado de hacer las asignaciones de derechos de emisión entre los diferentes sectores industriales y compañías de su país [20]. Los sectores incluidos en el esquema son: generación de electricidad y calor, plantas de combustión, refinerías de petróleo, plantas de producción de hierro y acero, fábricas de cemento, cal, vidrio, ladrillo, cerámica, pasta y papel [19].

Para la segunda fase, es decir el período comprendido entre 2008 y 2012, también se incluyeron las emisiones de óxido nítrico derivadas de la producción de ácido nítrico [19]. Las instalaciones que están cobijadas por este esquema representan alrededor del 50% del total de emisiones de CO₂ de la Unión y cerca del 40% de sus emisiones de gases de efecto invernadero totales.

Este esquema cuenta con un sistema de asignaciones de derechos de emisión, el cual consiste en que cada estado miembro, dependiendo de su respectiva meta con el protocolo de Kyoto y con la Unión Europea, establezca un número de asignaciones para ser repartidas entre las diferentes instalaciones de su país. Esta información será registrada en lo que se conoce como Plan Nacional de Asignación NAP. En la primera fase, el 95% del total de las asignaciones fueron repartidas gratuitamente; para la segunda fase, el 90% de las asignaciones se realizan gratuitamente [7]. Los planes de asignación deben realizarse con 12 meses de anticipación al período en el que entrarán en ejecución [7].

Según los Planes Nacionales de Asignación de la primera y segunda fase del esquema es visible que el porcentaje del número de asignaciones se redujo entre las dos fases, esto se hace precisamente con la idea de que el número de emisiones debe ir disminuyendo con el tiempo y de esta manera

obligar a las diferentes instalaciones a establecer mecanismos para reducir sus emisiones a largo plazo.

El número de asignaciones que establece cada país, se distribuye entre los sectores económicos que pertenecen al esquema, donde sobresale el sector energético con un porcentaje de aproximadamente 60% de instalaciones dentro del esquema [19]. En cada sector se distribuyen las asignaciones entre las instalaciones que lo conforman, teniendo en cuenta que estas no podrán ser superiores al número de emisiones que realiza la instalación según datos históricos del comportamiento de la misma. Al finalizar el año cada compañía hace un conteo de sus emisiones de dióxido de carbono y dependiendo de esta cantidad deberá responder al Estado con el equivalente en EUAs, lo que implica que si hay diferencia entre estas cantidades, deberá comprar EUAs en el mercado o haber disminuido sus emisiones dentro de sus procesos industriales [21] [19]. Si alguna instalación queda con mayor número de EUAs con respecto a sus emisiones, ésta puede venderlas o guardarlas para utilizarlos en el futuro. En caso de que no se entreguen las EUAs correspondientes al número de emisiones realizadas durante el año, serán penalizadas de la siguiente manera: primero deberán conseguir las EUAs faltantes; segundo, se publicará el nombre de la instalación en una lista donde se señalan las instalaciones infractoras, y tercero, deberán pagar una multa de 100 euros por tonelada emitida de más [7]. A partir de 2013, la sanción se incrementará en función del índice de inflación anual de la zona euro (el grupo de países de la UE que emplean el euro como divisa).

3. Modelo

Para el estudio del sistema que gira alrededor del Esquema de Comercio de emisiones de la Unión Europea, se construyó un modelo de simulación para evaluar mediante escenarios la efectividad del esquema con los datos del Reino Unido. La figura 1 presenta las variables más importantes que componen el modelo.

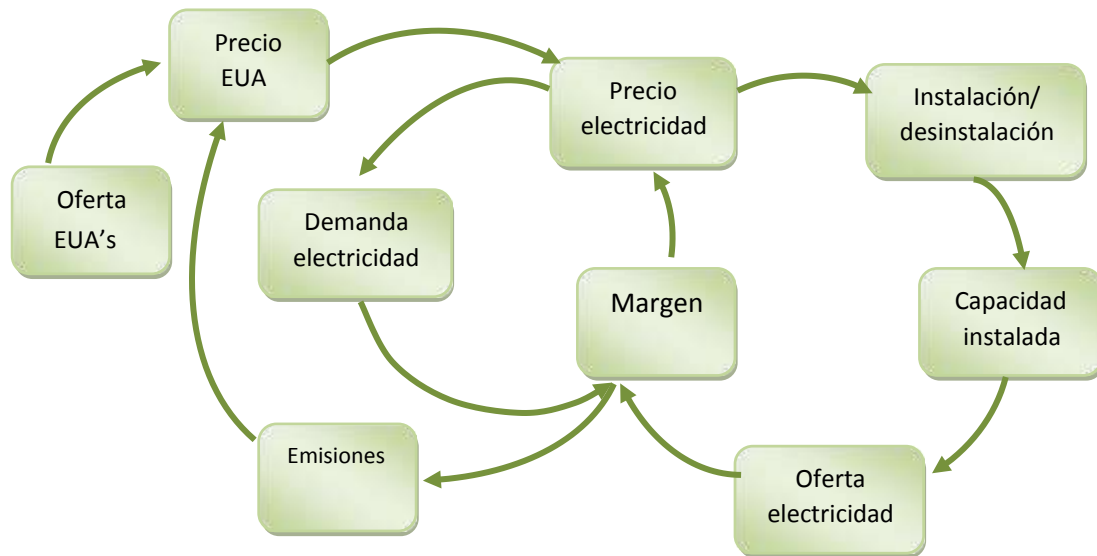


Figura 1. Modelo propuesto.

Las principales variables del modelo son Oferta EUA's, precio EUA, demanda electricidad, precio electricidad, oferta electricidad, emisiones, margen, instalación/desinstalación y capacidad instalada. A continuación se hace una descripción del modelo partiendo de estas variables.

Partiendo de la capacidad instalada existente para cada una de las tecnologías de generación de electricidad del país seleccionado, puede determinarse la oferta de electricidad. De manera que la oferta de electricidad está dada en función de la capacidad instalada, estableciendo las posibles opciones para la generación de electricidad y satisfacer la demanda de electricidad.

Es precisamente en base de esta oferta y de la demanda que se establece el margen y éste a su vez nos determina el precio de la electricidad. En la figura 2 se presenta como partiendo de la oferta que hace cada una de las tecnologías y la demanda que hay que satisfacer, se logra fijar el precio de la electricidad.

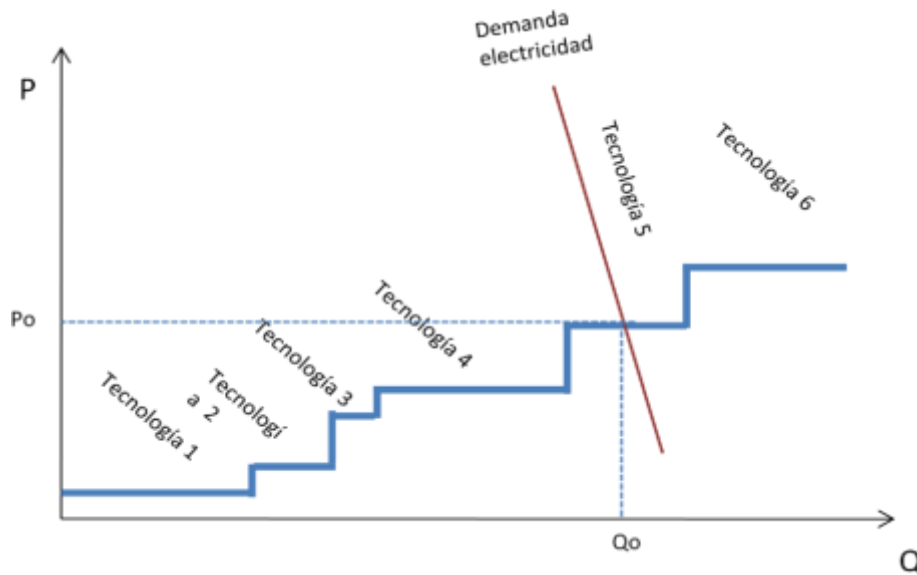


Figura 2. Cálculo precio de electricidad

El cálculo del precio de la electricidad y el margen requiere de la simulación de las curvas de oferta y demanda de electricidad. Para realizar dichas curvas se procedió a realizar lo siguiente:

1. Las distintas tecnologías ofertan a su costo de generación, de manera que hay que organizar dichos costos de menor a mayor.
2. Una vez se tienen organizados los precios ofertados, se establece el orden para organizar las cantidades, es decir, la capacidad disponible de cada tecnología, y de esta manera se obtiene la curva de oferta.
3. La curva de demanda está determinada únicamente por la cantidad de electricidad demandada.

Teniendo las curvas, el cálculo del precio de la electricidad está dado por el precio de oferta de la tecnología más costosa que se requiera para cubrir la demanda de electricidad. Estableciendo también el margen. Las tecnologías basadas en combustibles fósiles principalmente las que dependen del petróleo, se encuentran en la cima de la oferta de electricidad. Son precisamente estas tecnologías las que mayor número de emisiones producen, por tanto las que más contaminan. De manera que dependiendo del margen se determina el número de emisiones, así que entre más alta esté la demanda de electricidad, mayor es la marginalidad.

El precio del EUA está en función del número de emisiones y de la oferta de EUA establecida, así que entre mayores sean las emisiones, aumenta el precio del EUA y a su vez afecta el precio de la electricidad elevándolo. En la figura 3 se ilustra cómo el precio del EUA es interiorizado por las tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles, llevando a aumentar el precio de la electricidad.

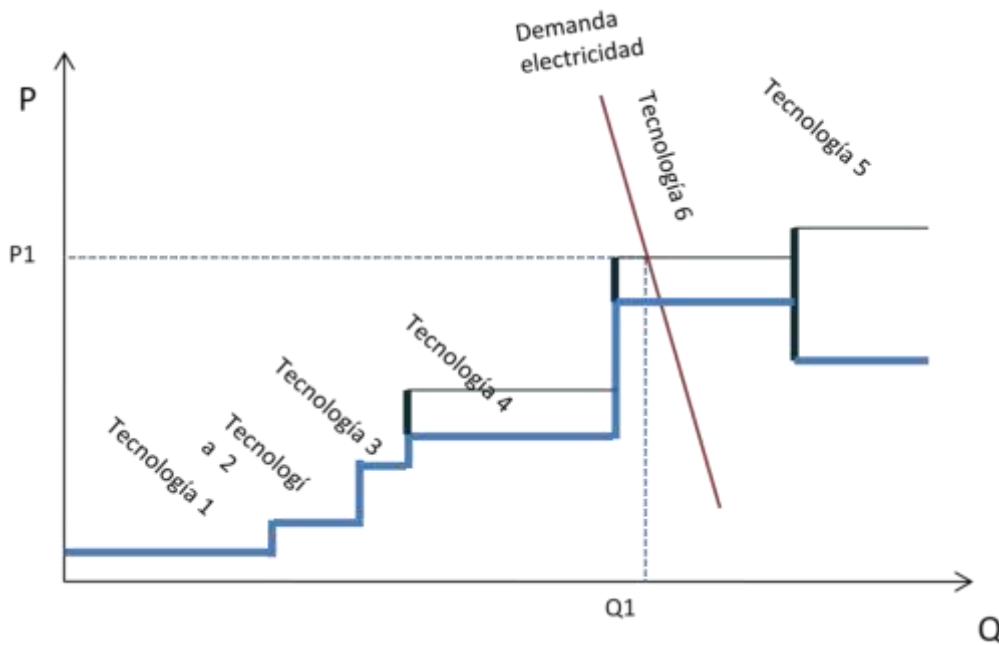


Figura 3. Interiorización del precio del EUA en el precio de la electricidad

En cuanto a la instalación/desinstalación de capacidad, se presenta que ésta es función del precio de la electricidad, ya que un aumento del precio produce cambios tecnológicos hacia aquellas formas de generación más eficientes.

4. Resultados:

El modelo descrito se parametrizó con los datos de Reino Unido, el horizonte de tiempo del modelo está determinado por las fases del esquema de la Unión Europea, de manera que está comprendido entre el año 2008 y 2020. La segunda fase (2008-2012) del EU ETS se caracteriza por asignar sus permisos en un 93% gratuitamente y la tercera fase (2013-2020), se caracteriza porque la asignación de permisos se hará por medio de subastas (100%) para el sector eléctrico.

El modelo desarrollado es un modelo vectorial, es decir, que se encuentra dividido por las tecnologías del sector eléctrico del Reino Unido.

Para la selección de las tecnologías se utilizaron los tipos de planta con producción más representativa de los diferentes números de —Digest of United Kingdom Energy Statistics [22] [23] [24] y se adicionan las interconexiones por el aporte significativo que realizan a la producción y cálculos de oferta de electricidad realizados en dichos informes.

Para el análisis de los resultados se presentan tres escenarios con diferencias en la inversión y en la política de asignación de permisos: un caso base que presenta la inversión según tasas y valores históricos y las dos políticas de asignación, es decir, del 2008 al 2012 subastas del 7% y desde el

2013 subastas 100%; un segundo escenario con una inversión acelerada y subastas del 7% y por último, un tercer escenario con inversión acelerada y subastas del 100% desde el año 2008.

4.1. Caso Base:

Este escenario presenta una simulación del esquema lo más cercano a su funcionamiento real, es decir, se manejan subastas de EUA del 100% a partir del año 2013, los tiempos de inversión y desinversión se manejan según tendencias históricas junto con el seguimiento de los planes de expansión y los precios de los combustibles son establecidos por las proyecciones del Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido.

Las tecnologías limpias (Eólica, nuclear, hidro-térmica) no tienen gran variación en sus costos de generación, lo anterior se debe por dos razones: primero, porque no utilizan combustible para su funcionamiento (aunque el caso de Nuclear sí utiliza, la proyección del precio del combustible no muestra cambios en los años que comprende la simulación) y segundo, a que estas tecnologías no se ven afectadas por el costo de emisión al cual están sujetas las tecnologías con combustibles fósiles. El precio de la electricidad se encuentra determinado por carbón, gas y fuel oil. En el orden de mérito de generación, se encuentra que la generación hidro-térmica es la primera en generar y el fuel oil el último en generar.

El precio del carbono puede llegar a establecer cambios en el mérito entre carbón y gas, de manera que si el precio del carbono es demasiado bajo junto con unos precios altos del gas podrían llegar a establecer unos costos más bajos en generación para la tecnología de carbón con respecto a la de gas.

Siguiendo el supuesto del modelo bajo el cual se establece la generación de electricidad basada en mérito, el fuel oil no se despacha desde el año 2009 debido a que baja la demanda la electricidad y por ende, bajando el precio de la electricidad, para cuando la cantidad de demanda de electricidad vuelve a subir, las demás tecnologías han aumentado su capacidad en lo poco que tenía el fuel oil, sacando a esta última definitivamente del despacho de electricidad, mientras tanto Carbón se convierte en la tecnología marginal, hasta que el precio del carbón es demasiado bajo, disminuyendo los costos de generación de ésta y de esta manera produce un intercambio en el mérito entre carbón y gas.

En cuanto a la capacidad instalada representada en la figura 4, se evidencia un aumento importante tanto en gas como en eólica, por el contrario el carbón, la hidrotérmica y el fuel oil tienden a disminuir su capacidad.

La nuclear tiene una tendencia menos marcada ya que hasta el año 2016 va disminuyendo su capacidad (esto se debe a varias plantas que cierran durante ese transcurso de tiempo) pero luego empieza a aumentar su capacidad nuevamente basado en los planes de expansión. Para el año

2019 se reduce la capacidad instalada de la generación a gas pero ésta es recuperada por carbón y eólica.

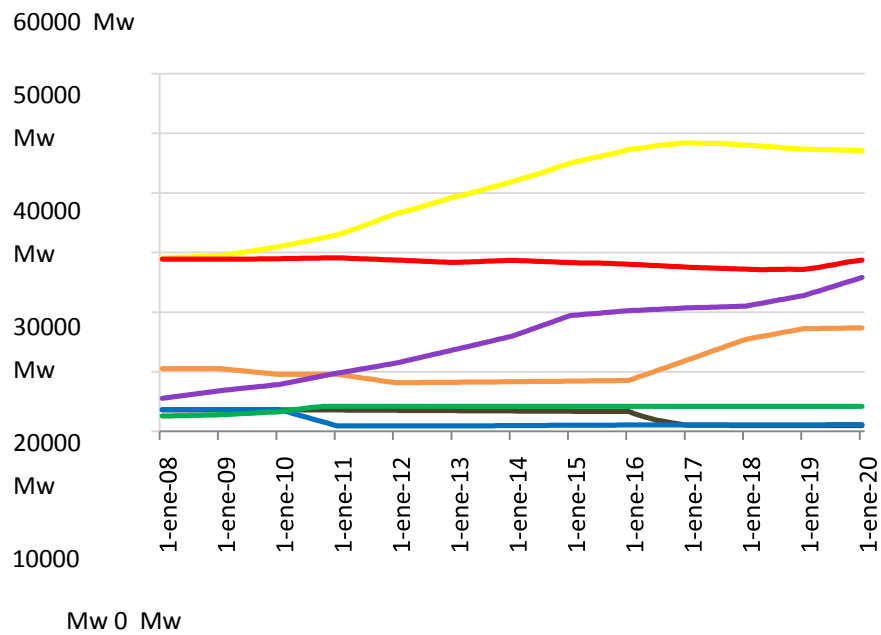


Figura 4. Capacidad instalada del caso base.

En la figura 5 se presenta el número de emisiones totales por parte del sector eléctrico. Según los resultados de este escenario el número de emisiones logra reducirse pero la tendencia muestra que vuelve a aumentar, lo cual indica que los esfuerzos del esquema en la reducción de emisiones no son muy notorios, a menos de que se establezcan otros mecanismos y políticas en pro de dicha meta.

A partir del año 2016 logra establecerse un precio del EUA en aproximadamente 14 euros/ton, pero dicho precio no logra ser lo suficientemente alto para potencializar los cambios tecnológicos en el sector eléctrico hacia opciones más limpias o bajas en emisiones.

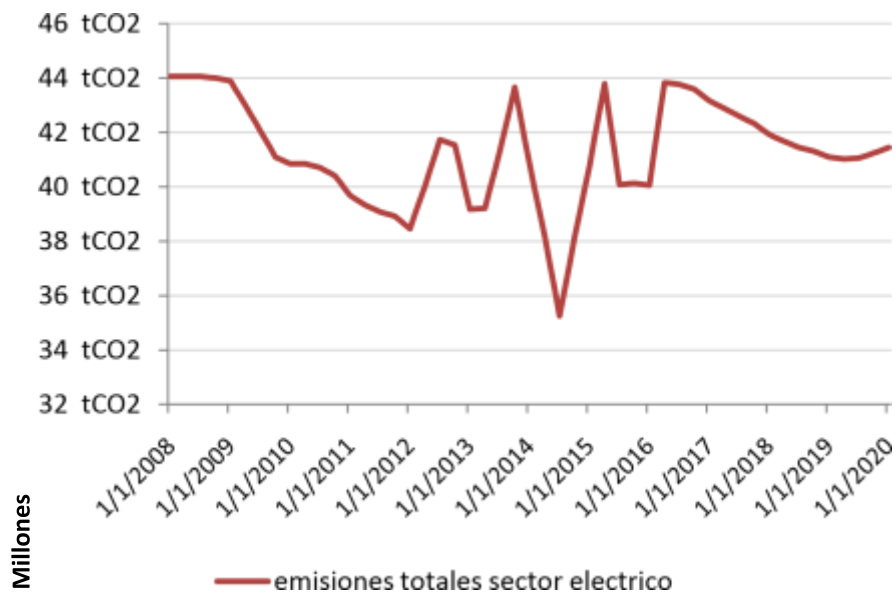


Figura 5. Emisiones sector eléctrico del caso base.

4.2. Escenario 2: infraestructura acelerada con asignación gratuita:

Este escenario cumple con todos los supuestos principales del caso base:

- Durante este escenario se analiza la política de asignación gratuita en un 93% junto con subastas de 7%.
- Los costos tendrán en cuenta las proyecciones de los precios de combustibles realizadas por el DECC.
- La generación y subastas se realizarán por mérito.
- La determinación del precio del mercado secundario se establece por demanda y oferta.
- La inversión y desinversión en capacidad se hace bajo los supuestos de la utilidad y el cumplimiento de la demanda de electricidad insatisfecha. La inversión y desinversión en capacidad se realiza de una manera más agresiva bajo una tasa que es directamente proporcional a las utilidades que reciban cada una de las tecnologías, de manera que si las pérdidas son muchas, el modelo desinstala una gran cantidad de capacidad y viceversa para la inversión.

En este escenario se destaca el papel que a largo plazo desempeña la tecnología eólica abarcando gran porción del mercado. Ver figura 6.

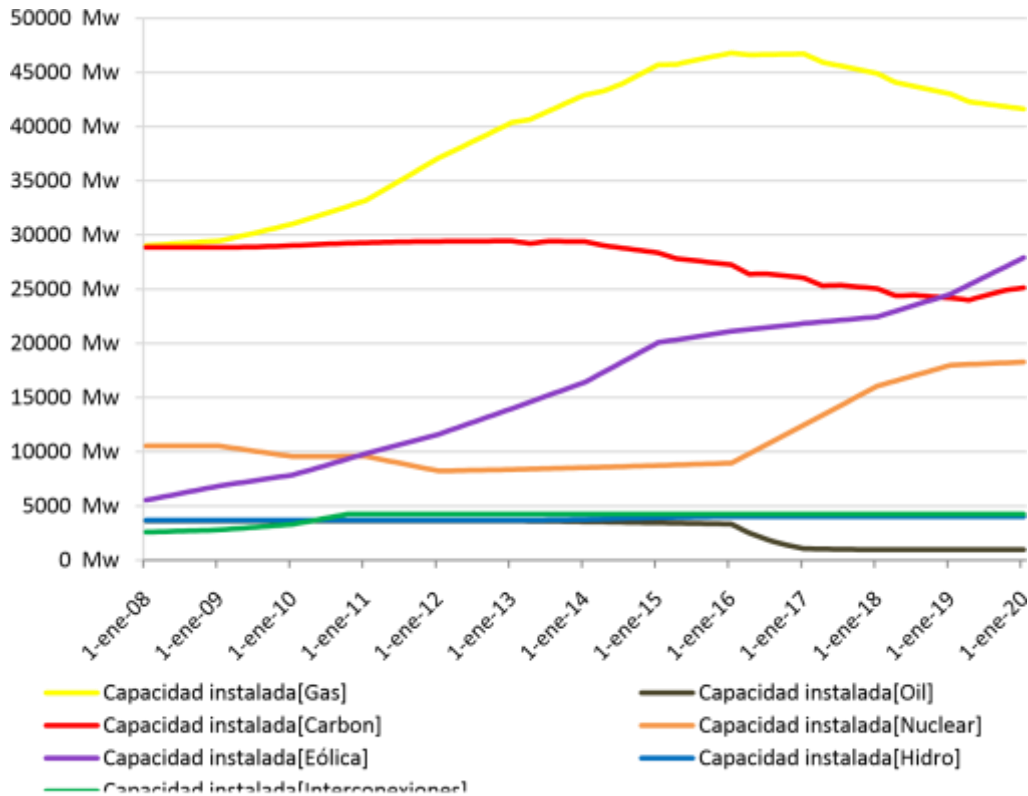


Figura 6. Capacidad instalada con política de asignación gratuita

A diferencia del escenario anterior, es notable la disminución en capacidad que sufren las tecnologías basadas en combustibles fósiles. Para el caso de la tecnología en base a carbón se observa una tendencia más marcada a disminuir que lo que se observa en gas, esto se debe principalmente a la influencia que tiene el esquema sobre esta tecnología la cual tiene mayor factor emisión y por tanto tiende a disminuir en mayor proporción. También se destaca el papel protagónico que empieza a tomar la tecnología eólica al largo plazo, llegando a estar muy cerca de la porción de mercado que sostenía la tecnología a carbón en el sector eléctrico de este país.

En la figura 7 se observan el número de emisiones del sector eléctrico bajo este escenario. A diferencia del escenario anterior, la tendencia que se presenta aquí al largo plazo es más alentadora, a pesar de que se dan algunas oscilaciones, al final la tendencia es a reducir. El anterior comportamiento está basado principalmente en la disminución en capacidad de las tecnologías basadas en combustibles fósiles y el aumento de las tecnologías limpias, las cuales reducen considerablemente el número de emisiones producidas en la generación de electricidad.

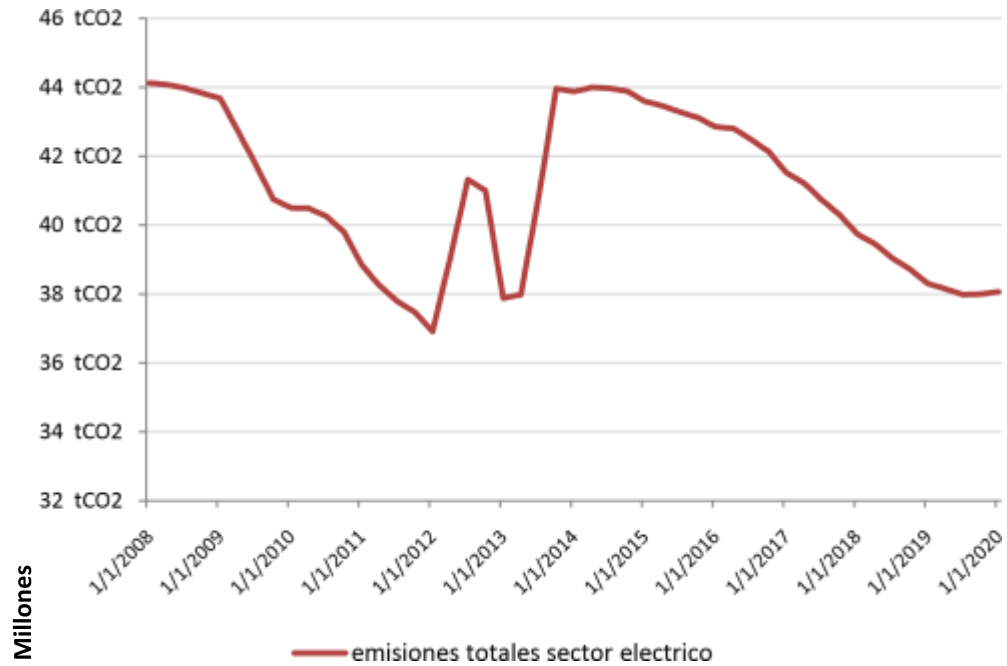


Figura 7. Emisiones del sector eléctrico con política de asignación gratuita

4.3. Escenario 3: infraestructura acelerada con 100% subastas:

Este escenario cumple con todos los supuestos principales del caso base:

- Durante este escenario se analiza la política de subastas en 100% .
- Los costos tendrán en cuenta las proyecciones de los precios de combustibles realizadas por el DECC.
- La generación y subastas se realizarán por mérito.
- La determinación del precio del mercado secundario se establece por demanda y oferta.
- La inversión y desinversión en capacidad se hace bajo los supuestos de la utilidad y el cumplimiento de la demanda de electricidad insatisfecha. La inversión y desinversión en capacidad se realiza de una manera más agresiva bajo una tasa que es directamente proporcional a las utilidades que reciban cada una de las tecnologías, de manera que si las pérdidas son muchas, el modelo desinstala una gran cantidad de capacidad y viceversa para la inversión.

La figura 8 presenta los resultados de este escenario para la capacidad instalada de las tecnologías del sector eléctrico del Reino Unido. A diferencia de la política anterior, las subastas afectan con mayor agresividad la capacidad instalada, debido a que no logra establecerse un precio que permita a las tecnologías basadas en combustibles fósiles comprar los permisos necesarios para lograr cubrir con el número de emisiones realizadas durante la generación.

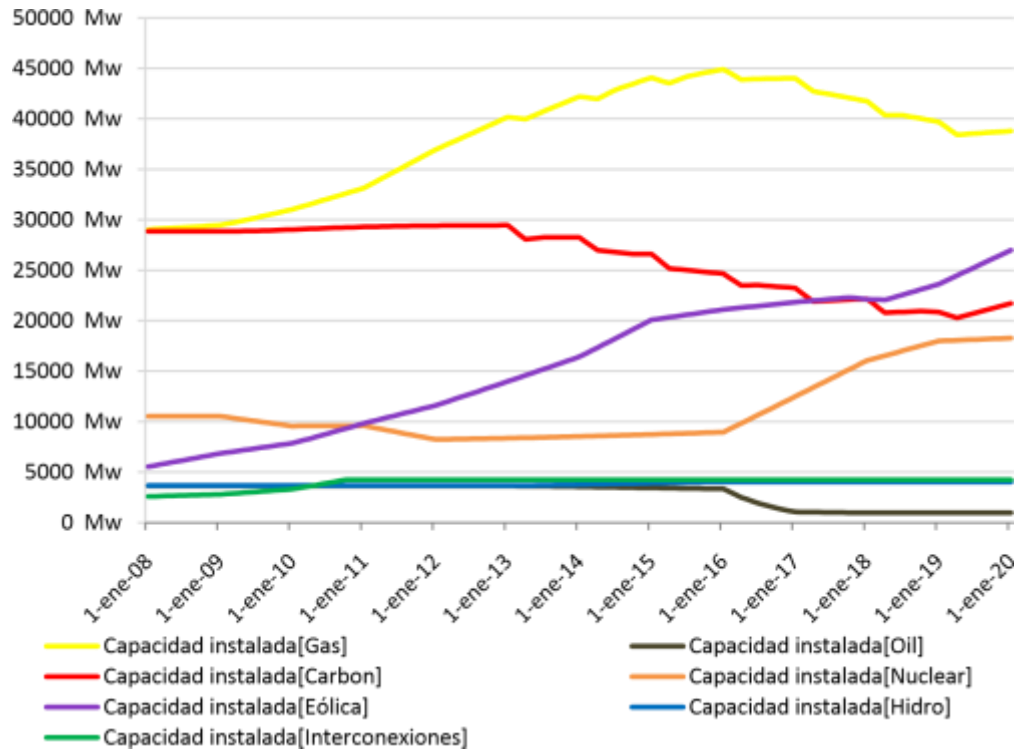


Figura 8. Capacidad instalada con política de 100% subastas

A medida que se va satisfaciendo la demanda de electricidad, se hace cada vez más difícil que las tecnologías de gas y carbón mantengan su capacidad, ya que los altos valores que deben asumirse por los permisos de emisión no permiten que se de una rentabilidad para estas tecnologías y por tanto se lleve a desinstalar capacidad.

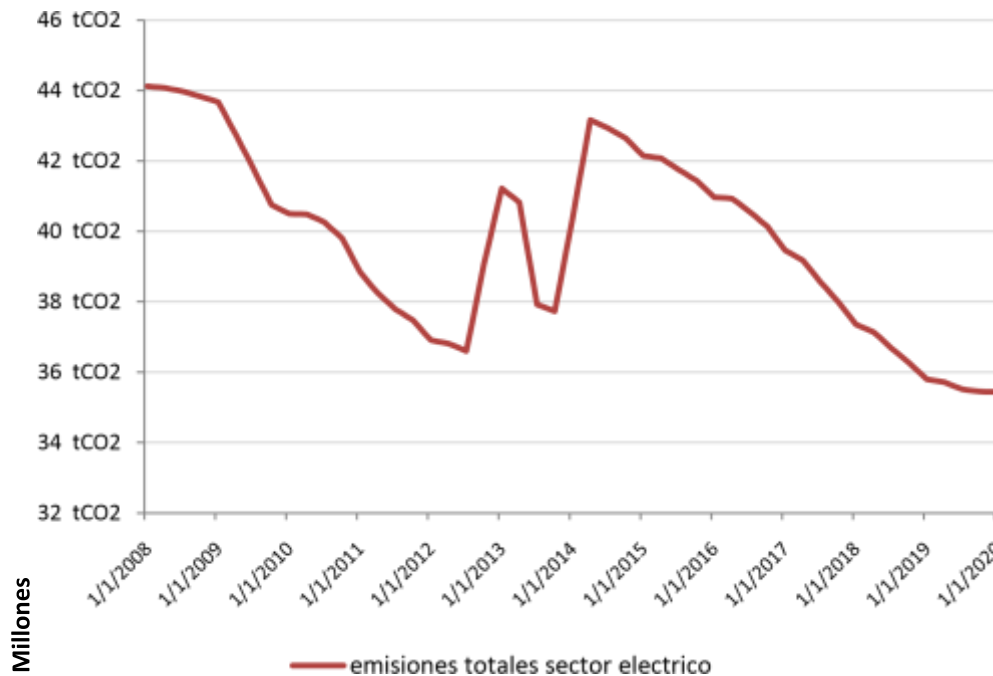


Figura 9. Emisiones del sector eléctrico con política de 100% subastas

En cuanto al número de emisiones, el comportamiento es bastante similar que el observado en el escenario anterior. Se destaca una tendencia más marcada a la reducción de emisiones sustentada nuevamente en la pérdida que sufren las tecnologías basadas en combustibles fósiles en cuanto a capacidad y en participación del mercado del sector eléctrico.

5. Conclusiones

Los resultados indican que El Reino Unido cumplirá con su meta propuesta para el primer periodo de compromiso de Kyoto. Esto se facilitó por la apertura del mercado eléctrico de El Reino Unido a principios de los 90's que en su momento llevó a que el gas desplazara al carbón en generación y a que el efecto de transformación tecnológica de dicha apertura preceda la introducción del mercado de carbono.

Adicionalmente, el Mercado de Carbono genera un impulso en la utilización de tecnologías limpias, como la eólica, llevándola a triplicar su capacidad y fortaleciendo su penetración en el mercado. También se resalta el papel protagónico que desempeña la tecnología a gas en los próximos años, ya que a pesar de no pertenecer al grupo de tecnologías limpias, es altamente eficiente y bajo en emisiones de GEI.

La metodología empleada permite establecer, a través de escenarios y análisis de sensibilidad, los posibles desarrollos del sector eléctrico en el RU, de manera que se obtienen señales para corregir posibles defectos de los mecanismos empleados.

La experiencia Europea indica que los compromisos pueden ser cumplidos con empeño y disciplina. Las lecciones para América latina, como en el caso del Reino Unido, es que en periodos relativamente cortos de tiempo se pueden lograr transformaciones en la composición de la capacidad de generación del sistema eléctrico, como lo logró el RU desde la apertura de su mercado en 1990 y ahora nuevamente con la aplicación del comercio de emisiones.

Los resultados obtenidos en el escenario base muestran que el precio del carbono por debajo de los 15 euros/ton junto con unos precios de combustible con una dinámica muy parecida a la actual, no son lo suficientemente fuertes para impulsar y conseguir los propósitos del Esquema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea, puesto que a largo plazo la termoeléctrica a carbón mantiene su porcentaje de participación en el mercado, ocasionando que las emisiones de Dióxido de Carbono del sector eléctrico no sufran grandes cambios, además, si bien se da un impulso a tecnologías limpias como la eólica, su participación en el mercado sigue siendo relativamente baja comparada con otras tecnologías. Se necesita el trabajo en otras políticas como el aumento en eficiencia en la tecnología con base en carbón por medio de la implementación de sistemas de captura y almacenamiento de carbono, ya que no se ve que dicha tecnología pierda participación en el mercado en el largo plazo.

Los tres escenarios de simulación sugieren una revisión en la cantidad de permisos a ser subastados durante la fase III del esquema. El modelo asume que se manejará una cantidad de permisos como la que actualmente se establece en la fase II y si esa cantidad (o una muy parecida) fuera la que se llegase a establecer para la tercera fase del esquema llevará una caída del precio del carbono en subasta o en el peor de los casos en las cancelaciones de la subasta como lo presentaron los resultados de los escenarios analizados en este artículo. Con un ajuste en la cantidad de permisos a subastar a partir del 2013 pueden esperarse mejores resultados de esta política y analizar las implicaciones que esto tiene en el sector eléctrico.

Se sugiere repensar la política que existe en las subastas con respecto a la decisión que se toma con los permisos que no lograron ser subastados debido a la cancelación de la subasta. Actualmente existe la política de que la cantidad de permisos se distribuye en el monto de las siguientes subastas. Dicha política puede generar efectos de bola de nieve como el que se evidenció en el caso base, debido a que los motivos por los cuales se cancelaban las subastas estaban relacionados con el gran número de permisos que se subastaban, si la política de redistribuirlos se mantiene, se seguirá aumentando el número de permisos a subastar y por tanto se seguirán cancelando las subastas.

Si bien en los resultados observados en este artículo, la política de 100% subastas tiende a mostrar efectos más prometedores en cuanto al número de emisiones del sector eléctrico y a la eficiencia del esquema, se observa que dicha política puede llevar a que las tecnologías basadas en combustibles fósiles tomen un comportamiento de desinstalación de capacidad, guiado principalmente por los altos costos que se asumen debido a la ausencia de permisos. Por esta razón se propone realizar un seguimiento más profundo de la política de las subastas para determinar con mayor precisión los efectos que ésta puede traer en el sector eléctrico.

Referencias

- [1] Comisión Europea. (2006) El cambio climático: ¿qué es? Introducción para jóvenes. Material.
- [2] UNFCCC, "Cuidar el clima, Guía de la Convención Marco sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto," Bonn, Alemania, 92-9219-022-9, 2005.

- [3] PNUMA y UNFCCC, "Para comprender el Cambio Climático: Guía Elemental de la Convención Marco de las Naciones Unidas y el Protocolo de Kyoto," 2002.
- [4] World Bank Institute, "State and Trends of The Carbon Market 2010," 2010.
- [5] World Bank Institute, "State and Trends of The Carbon Market 2008," 2008.
- [6] G Zachmann and C Von Hirschhausen, "First Evidence of Asymmetric Cost Pass-Through of EU Emissions Allowances: Examining Wholesale Electricity Prices in Germany," *Economics Letters*, vol. 99, no. 3, pp. 465-469, 2008.
- [7] Comisión Europea, "Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 13 de octubre de 2003," 2003.
- [8] Y Chen, J Sijm, B F Hobbs, and W Lise, "Implications of CO2 Emissions Trading for Short-run Electricity Market Outcomes in Northwest Europe," *Journal of Regulatory Economics*, vol. 34, no. 3, pp. 251-281, 2008.
- [9] M Kara et al., "The impacts of EU CO2 emissions trading on electricity markets and electricity consumers in Finland," *Energy Economics*, vol. 30, no. 2, pp. 193-211, Marzo 2008.
- [10] J P Sijm, S J Bakker, Y Chen, H W Harmsen, and W Lise, "CO2 price dynamics: The implications of EU emissions trading for the price of electricity," Energy Research Centre of the Netherlands, 2005.
- [11] Francesco Gullì, *Markets for Carbon and Power Pricing in Europe*. Milan, Italia: Edward Elgar, 2008.
- [12] E Alberola, J Chevallier, and B Chèze, "Emissions Compliances and Carbon Prices under the EU ETS: A Country Specific Analysis of Industrial Sectors," *Journal of Policy Modeling*, vol. 31, no. 3, pp. 446-462, 2009.
- [13] U Oberndorfer, "EU emission allowances and the stock market: evidence from the electricity industry," *Ecological Economics*, vol. 68, no. 4, pp. 1116-1126, 2009.
- [14] H Laurikka and T Koljonen, "Emissions trading and investment decisions in the power sector—a case study in Finland," *Energy Policy*, vol. 39, no. 9, pp. 1063-1074, 2006.
- [15] J D Sterman and L B Sweeney, "Cloudy skies: Assessing public understanding of global warming," *System Dynamics Review*, vol. 18, no. 2, pp. 207-240, 2002.
- [16] Andrew Ford, "Global Warming and System Dynamics," in *Proceedings of the 25th International Conference of the System Dynamics Society*, 2007.
- [17] Ricardo Bayón, "Hacer que funcionen los mercados ambientales: lecciones de la experiencia inicial con el azufre, el carbono, los humedales y otros mercados relacionados," 2004.

- [18] Zhang, Yue-Jun, and Yi-Ming Wei., "An overview of current research on EU ETS: Evidence from its operating mechanism and economic effect," *Applied Energy*, vol. 87, no. 6, pp. 1804-1814, 2010.
- [19] Comisión Europea, "Acción de la UE contra el cambio climático: El régimen de comercio de derechos de emisión," 2008.
- [20] F Convery, D Ellerman, and C De Perthuis, "The European Carbon Market in Action: Lessons from the First Trading Period," *Journal for European Environmental & Planning Law*, vol. 5, no. 2, pp. 215-233(19), Agosto 2008.
- [21] S Bode, "Multi-period emissions trading in the electricity sector — winners and losers.," *Energy Policy*, vol. 34, no. 6, pp. 680-691, April 2006.
- [22] Department of Energy & Climate Change, *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2010*. London: National Statistics, 2010.
- [23] Department of Energy & Climate Change , *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2009*. London: National Statistics, 2009.
- [24] Department for Business Enterprise & Regulatory Reform, *Digest of United Kingdom Energy Statistics 2008*. London : National Statistics, 2008.
- [25] Department for Environment, Food and Rural Affairs, Approved Phase II National Allocation Plan 2008-2012, 2007.
- [26] Mott MacDonald. (2010, Junio) Department of Energy & Climate Change Web Site. [Online]. <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf>
- [27] Department of Energy & Climate Change. (2009, Julio) Department of Energy & Climate Change Web Site. [Online]. <http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/projections/projections.aspx>
- [28] IEA, *Power Generation Investment in Electricity Markets*. Paris: OECD/IEA, 2003.
- [29] National Grid Electricity Transmission plc. (2010, Mayo) NATIONAL ELECTRICITY TRANSMISSION SYSTEM- SEVEN YEAR STATEMENT. [Online]. <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/SYS/>
- [30] European Council , Presidency Conclusions Barcelona European Council 15 and 16 March 2002, 2002.
- [31] Department of Energy & Climate Change. (2009, Julio) Department of Energy & Climate Change Web Site. [Online]. <http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/statistics/projections/projections.aspx>

[32] Comisión Europea, "Regulation on the timing, administration and other aspects of auctioning of greenhouse gas emission allowances pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council establishing a EU ETS within the Community," *Official Journal of the European Union*, pp. 1-41, 2010.

VIABILIDAD DE LA UTILIZACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS COMO FUENTE DE ENERGÍA EN ARGENTINA

Abg. Furnari, Juan María
(Universidad de Buenos Aires)

Ing. Afranchi, Andrea
(Universidad Nacional de La Plata)

Autor Líder:

Abogado Juan María Furnari
Universidad Nacional de Buenos Aires
juanfurnari@yahoo.com.ar

Tema: *Energía y cambio climático*

Resumen:

La matriz energética de Argentina es altamente dependiente de recursos no renovables y a su vez el crecimiento de la economía estimula el crecimiento de la demanda energética. En este contexto, el gobierno nacional decidió darle impulso al desarrollo de fuentes de energías renovables, afirmación respaldada por la legislación vigente. Al respecto, la Ley 26.190 establece como meta que a partir del 2016 el 8% de la demanda sea abastecida por fuentes de energías renovables.

ENARSA¹⁰⁴, en el marco del Programa de Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN 1), licitó 1.015 megavatios de potencia, proveniente de fuentes renovables, lo que abrió las puertas a la diversificación del parque generador eléctrico argentino y en el que se ha incluido a la generación de energía a partir de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) como fuente a desarrollar. A partir de los subsidios al valor de la energía que introduce el GENREN, toma impulso la posibilidad de recuperar la energía contenida en los residuos (remuneración adicional a los precios de mercado, incorporación de un régimen de beneficios fiscales a las inversiones, establece contratos a 15 años y en dólares e incorpora beneficios impositivos).

El presente trabajo procura evaluar el potencial de generación energética eléctrica del RSU, en función de las tecnologías que se consideran como las más apropiadas, y ahondar en la identificación de posibilidades genuinas de inversión.

Si bien este trabajo presenta un abordaje acerca del estado del arte y la factibilidad de generación de energía a partir de RSU, también intenta ser una herramienta de reflexión acerca de la importancia y necesidad de considerar a los residuos como “recursos”. Transformar el problema

¹⁰⁴ ENARSA: Energía Argentina S. A.
<http://www.enarsa.com.ar/index.htm> ² TEP: Tonelada
Equivalente de Petróleo.

de los residuos en una fuente de energía renovable implica evitar el consumo de recursos no renovables, contribuyendo a mejorar la calidad de vida de la sociedad y viabilizar un desarrollo sostenible.

Introducción:

Argentina depende intensivamente de combustibles fósiles, según indican los datos que arroja el “Balance

Energético Nacional” que publica la Secretaría de Energía de la Nación [1]. En su última publicación (correspondiente al año 2009), la oferta interna de energía primaria alcanzó poco más los 78 mil TEP², de los cuales el 88% son combustibles fósiles (petróleo+ gas+ carbón). La figura 1) detalla la composición de la Oferta Primaria de Energía de 2009 para Argentina.

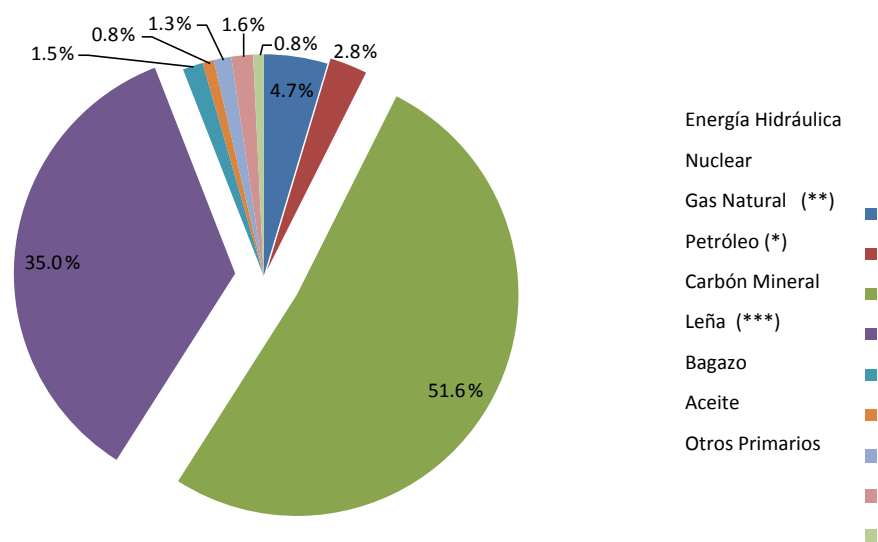


Figura 1) Composición de la Oferta Primaria de Energía – Argentina 2009
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Sobre esta matriz energética se soporta el crecimiento poblacional y el desarrollo económico del país, los cuales han mantenido un constante crecimiento de acuerdo a cifras oficiales (INDEC).

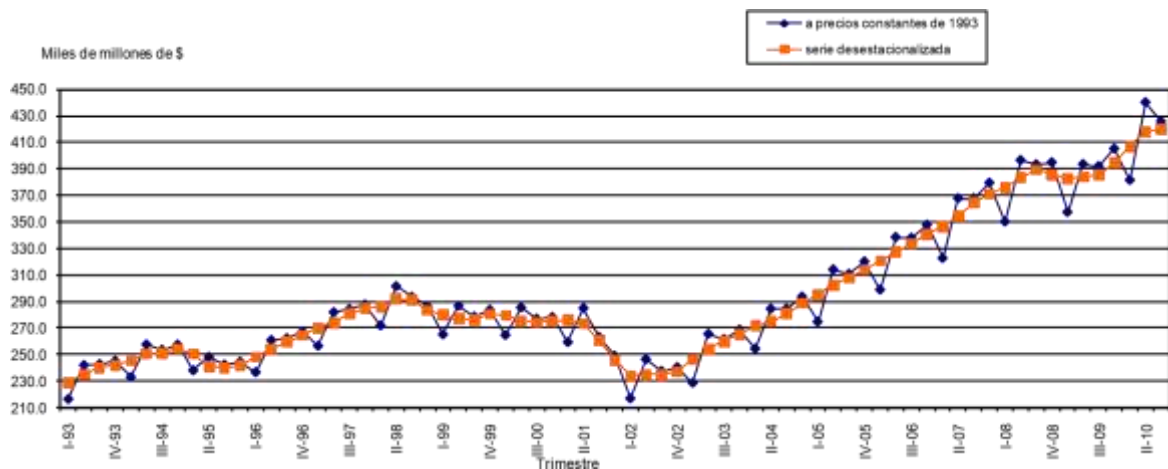


Figura 2) Evolución del PBI en millones de pesos de 1993 – Fuente: INDEC

Sin entrar en un debate acerca de que si Argentina ha pasado o no su pico de producción de hidrocarburos, lo que no tiene discusión es que se trata de una fuente de energía no renovable. Y en el mediano o largo plazo, en el mejor de los casos, las fuentes fósiles van a ser escasas. Las importaciones de Fuego, Gasoil y Gas Natural se han incrementado respecto de la década pasada y esto nos hace dependientes de fuentes y precios internacionales. En este contexto vulnerable y teniendo en cuenta aspectos como los ambientales y el cambio climático es fundamental la diversificación de la matriz energética nacional.

Dichos cambios implican procesos de muy largo plazo y con fuertes inercias. Se requiere de esfuerzos tecnológicos y económicos para diversificar la matriz energética, los cuales deben ser planteados, como se ha dicho, en el largo plazo y en forma estratégica; y en relación a ello es necesaria una fuerte voluntad política.

Una de las señales políticas que pretende impulsar el desarrollo de fuentes renovables es la Ley 26.190, la cual establece como meta que a partir del 2016 el 8% de la demanda sea abastecida por fuentes de energías renovables. A tal fin crea un fondo fiduciario destinado a generar una remuneración adicional a los precios de mercado e incorpora un régimen de beneficios fiscales a las inversiones, establece contratos a 15 años y en dólares e incorpora beneficios impositivos. La misma en su punto a) del artículo 4to identifica las fuentes renovables: *son las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093 (Ley de Biocombustibles).*

El programa GENREN fue anunciado por el Secretario de Energía, el Ingeniero Daniel Cameron, en mayo de 2009; en dicho anuncio se presenta el primer llamado a *Licitación de generación eléctrica a partir de fuentes renovables*. En Junio de 2010, se hizo de público conocimiento los resultados de dicha licitación donde se adjudicaron 895 MW de potencia en base a diferentes fuentes de energía renovables. De ellas, 754MW corresponde a Eólica, 110,4MW a Térmicas con Biocombustibles, 10,6MW a Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos y 20MW Solar Fotovoltaica. Como puede apreciarse dentro del GENREN1 no se presentó, pese al llamado, ningún proyecto de generación de electricidad a partir de RSU. Pero en dicho documento se incluyen un listado de las licitaciones en curso entre las cuales se encontraba el llamado a la provisión de hasta 120MW a partir de RSU. El 26 de julio del mismo año, se realiza la apertura de la Licitación Nacional e Internacional N°

EE02/2010 correspondiente a la “Provisión de Energía Eléctrica a partir de Fuentes renovables-Residuos Sólidos Urbanos”, a la cual se presentaron dos empresas, NOVA MODENA S.A., con un proyecto de generación de 5 MW y SOLRESIN S.A., con un proyecto de generación de 25 MW. A febrero de 2011 no se ha publicado la adjudicación definitiva de estos proyectos. Adicionalmente la Licitación Pública Nacional e Internacional de ENARSA EE Nº11/2010 tiene por Objeto la Provisión del servicio de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, el cual incluirá la provisión, instalación, puesta en marcha, operación y mantenimiento de CENTRALES nuevas que operen con Residuos Sólidos Urbanos (RSU) provenientes de la Cuenca Hídrica Matanza-Riachuelo, para ser instaladas en los sistemas vinculados a la red del SADI, por un plazo de hasta quince (15) años. Se espera la apertura de los sobres técnicos para el mes de marzo de 2011.

Desarrollo

□ Situación Argentina en materia de RSU

En nuestro país, la localización de la población se concentra cada vez más en las ciudades, llegando a rondar el 90%, dato no menor al considerar el importante desafío que produce la generación diaria de gran cantidad de toneladas de residuos. Según datos del año 2004, el promedio nacional de generación era de entre 0,91 y 0,95 kg por habitante, lo que proyectado a la actualidad permite generalizar en una producción diaria de 1 kg por habitante.

El método por excelencia para la disposición final de residuos es el enterramiento, en sus tres principales variantes: relleno sanitario (Relleno Controlado o RC), vertedero controlado (Disposición y basurales a cielo abierto (BCA). El informe de la Estrategia Nacional de Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos (ENGIRSU, 2004) considera la existencia de “gravísimas falencias respecto a la Disposición Final de RSU, la cual es efectuada, mayoritariamente, en basurales a cielo abierto sin controles de ningún tipo”.

Por otra parte “un porcentaje no determinado de los residuos generados en las ciudades más grandes son vertidos en BCA clandestinos”.

El observatorio de residuos, dice que el 40% de los residuos se dispone de manera inadecuada:

TABLA 1 - Distribución de los RSU por tipo de Disposición Final (Fuente: Secretaría de Desarrollo Sustentable año 2004)

Rango Poblacionales de Municipios	t/día	Distribución por tipo de DF		
	RSU	RC	DSC	BCA
Menos de 9.999 habitantes	3.408	0	978	2430
Desde 10.000 hasta 49.999	5.401	295	1.659	3.447
Desde 50.000 hasta 99.999	3.274	574	860	1.840
Desde 100.000 hasta 199.999	3.700	156	3.167	377
Desde 200.000 hasta 499.999	6.733	3.707	2.419	608
Desde 500.000 hasta 999.999	4.661	3.658	1.003	0
Más de 1.000.000 habitantes	7.057	7.057	0	0

t/día RSU por tipo de DF	34.235	15.447	10.085	8.702
%RSU dispuesto por tipo	100,0%	45,1%	29,5%	25,4%

Pero también cabe mencionar que se están considerando y estudiando otras alternativas de tratamiento y disposición final, entre las cuales aparece la generación de energía a partir de RSU. Esto se evidencia no solo en las acciones mencionadas en la introducción, licitación de ENARSA, sino también en hechos tales como la firma de un convenio marco de cooperación entre el Ministerio de Defensa, ENARSA, CEAMSE y ACUMAR para evaluar la posibilidad de generar energía a partir de RSU (septiembre de 2010).

El INTI¹⁰⁵, entre las actividades que integran el área de tecnología estratégica: Energías Renovables, está desarrollando capacidades en estos temas. Entre otras cosas han estudiado plantas europeas de valorización energética de residuos [2].

A la hora de valorizar los residuos es importante contar con una muy buena caracterización de los mismos. La recuperación energética, al igual que otras recuperaciones, requiere de estudios para determinar la composición de los residuos a valorizar ya que esto influye técnica, económica, ambiental y socialmente en la selección de alternativas.

En general, luego de tratamientos previos de separación, los residuos a valorizar son más homogéneos pero de bajo Poder Calorífico Inferior (PCI); del orden de 8 a 11kj/kg [3]. El poder calorífico de un combustible representa la cantidad de calor generada por la combustión completa de una unidad de masa de dicho combustible, tomando el combustible y el comburente a una temperatura y presión de referencia. La siguiente tabla describe el poder calorífico:

TABLA 2 – Contenido energético de los RSU discriminado por componente¹⁰⁶

Componentes	PCI en Kcal/Kg		Cenizas y otros rechazos en %
	Variación	Típico	
Residuos de comida	600-800	700	8
Madera	4.000-5.000	4.600	2
Papel y cartón	2.400-4.000	2.500	12
Plásticos	6.200-7.200	6.600	3
Textiles	3.000-4.000	3.400	6
Vidrio			98
Metales			98
Nota: valorización sobre base seca			
Fuente: gestión integral sobre los residuos sólidos			

De lo anterior se desprende que existe un potencial energético retenido en los materiales que son enterrados, transformándose en un pasivo que puede mantener sus características por cientos de años sin producirse su degradación.

¹⁰⁵ INTI: Instituto Nacional de Tecnología Industrial

¹⁰⁶ Ver más en: <http://www.ambientum.com/documents/temas/32/temas.htm>

Argentina, por su parte, cuenta con capacidades técnicas para realizar este tipo de determinaciones y en general puede considerarse que se tiene una buena caracterización de los RSU, principalmente de grandes centros urbanos. En el año 2009, la composición física promedio de los RSU de la Ciudad de Buenos Aires estaba integrada por: desechos alimenticios (40%), papeles y cartones (18%), residuos textiles, madera, goma, cuero y corcho (5%), residuos de poda y jardín (4%), etc. (ver detalles en la figura siguiente) [4].

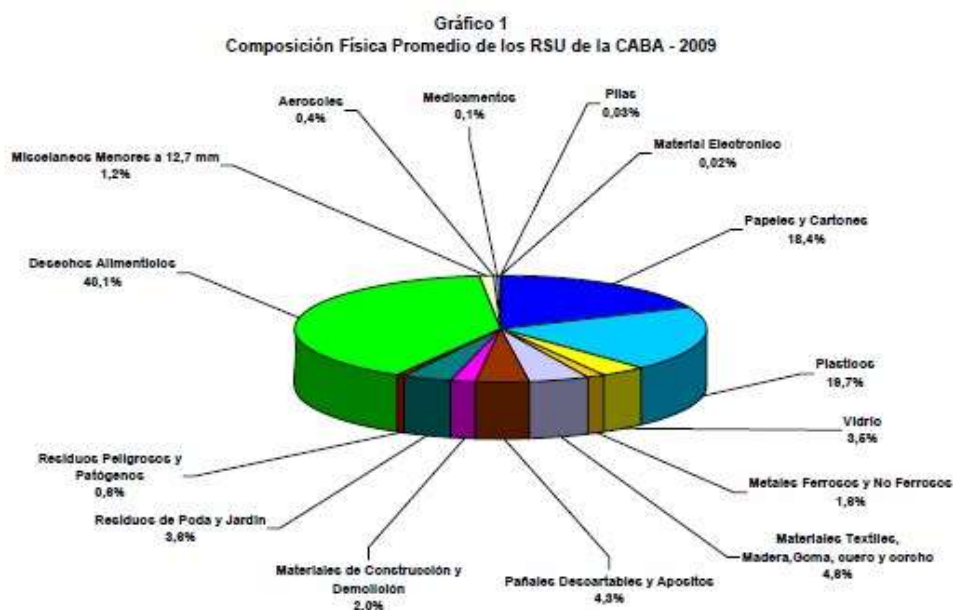


Figura 4) "Composición Física Promedio – RSU de la Ciudad de Buenos Aires"

Del estudio antes citado se observa, entre otras cosas, que los RSU contienen un porcentaje elevado de residuos orgánicos⁵ (mayor al 85%) y también se puede apreciar que el 86% de los RSU son "potencialmente incinerables". Cabe mencionar que el estudio es muy completo y contiene caracterización no solo física sino también química y biológica, indispensables estos a la hora de analizar factibilidades técnicas. Solo se hace mención de algunos aspectos para presentar la relevancia de la caracterización de los RSU.

□ Aspectos regulatorios

Según la Constitución Nacional reformada en 1994, donde se incluyen los "derechos ambientales", todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras, incorporando el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley.

Las autoridades deben proveer a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales, a la preservación del patrimonio natural y cultural y de la diversidad biológica, y a la información y educación ambientales.

Corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquellas alteren las jurisdicciones locales.

En este contexto, la Ley Nacional Nº 25.916 del 2004 establece los presupuestos mínimos para la Gestión Integral de Residuos Domiciliarios

Esta Ley determina los contenidos mínimos de protección ambiental para la gestión integral de los residuos domiciliarios, sean éstos de origen residencial, urbano, comercial, asistencial, sanitario, industrial o institucional, con excepción de aquellos que se encuentren regulados por normas específicas. En tanto que define a los residuos domiciliarios como aquellos elementos, objetos o sustancias que como consecuencia de los procesos de consumo y desarrollo de actividades humanas, son desechados y/o abandonados.

La norma utiliza el término residuo domiciliario en consonancia con la amplia gama de residuos integrados en el concepto residuos sólidos urbanos, ya que comprende residuos de origen no sólo residencial, que es lo que prima facie se puede interpretar por “domiciliario”, sino también a los provenientes del aseo urbano y los de demás orígenes asimilables a aquellos (o sea, los que pueden ser gestionados en forma conjunta).

En cuanto al manejo de los residuos, establece su gestión integrada considerando la valorización y disposición final adecuada. Define la gestión integral como el conjunto de actividades interdependientes y complementarias entre sí que conforman un proceso de acciones para el manejo de los residuos domiciliarios, con el objeto de proteger el ambiente y la calidad de vida de la población. Esta gestión comprende las etapas de generación y disposición inicial, recolección y transporte, tratamiento, transferencia y disposición final de estos residuos.

Fija a los siguientes como objetivos de la Ley:

Lograr un adecuado y racional manejo de los residuos domiciliarios mediante su gestión integral, a fin de proteger el ambiente y la calidad de vida de la población;

Promover la valorización de los residuos domiciliarios a través de la implementación de métodos y procesos adecuados;

⁵ Entiéndase por residuos orgánicos ó los compuestos orgánicos a las sustancias químicas que contienen “carbón” (ejemplos: residuos de origen vegetal, animal, plásticos, etc.). La principal característica de estas sustancias es que arden y pueden ser quemadas (son compuestos combustibles).

Minimizar los impactos negativos que estos residuos puedan producir sobre el ambiente; □
Lograr la minimización de los residuos con destino a disposición final.

La norma establece, asimismo, la coordinación interjurisdiccional a cargo del Consejo Federal del Medio Ambiente (COFEMA) y la Autoridad de Aplicación, actualmente a cargo de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Por su parte, la provincia de Buenos Aires aprobó en 2006 la Ley 13.592 de Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos. La misma establece las competencias correspondientes a los municipios. La misma ha sido recientemente reglamentada por el Decreto 1215/10. Éste define:

Tratamiento y/o Procesamiento: comprende el conjunto de operaciones tendientes al acondicionamiento y valorización de los residuos.

Acondicionamiento: operaciones realizadas a fin de adecuar los residuos para su valorización o disposición final.

Valorización: todo procedimiento que permita el aprovechamiento de los recursos contenidos en los residuos, mediante la reutilización o por aplicación de métodos y procesos de reciclaje o transformación en sus formas química, física, biológica, mecánica y energética.”

La ciudad de Buenos Aires, a través de la Ley 1854, promulgada en enero de 2006 y reglamentada en mayo de 2007, está orientada a la eliminación progresiva de los rellenos sanitarios. Sin embargo, es el único ordenamiento que prohíbe la combustión de residuos, generen o no energía.

La Ley plantea la adopción de medidas dirigidas a la reducción de la generación de residuos, la recuperación y el reciclado así como también la disminución de la toxicidad de la basura y la asunción de la responsabilidad del fabricante sobre sus productos.

La legislación europea, la más avanzada en la materia, determina la jerarquía de los sistemas de gestión de los residuos, en sus “Directivas Marco sobre Residuos”¹⁰⁷, establece la prevención en el tope y la disposición al final o lo que es lo mismo partir de la opción más favorable a la menos favorable. En la figura 3) puede observarse que se prima la valorización energética por sobre la disposición final (vertederos).



Figura 3) Esquema “Directivas Marco sobre Residuos”

Luego de reducir (íntimamente relacionada a la prevención), reutilizar y reciclar, siguen quedando residuos que necesitan ser gestionados e implementar “otras recuperaciones” deriva en procesos más sustentables. Dentro de las opciones que presenta este 4º paso, aparece la alternativa de producir energía a partir de RSU y por tratarse este de un Encuentro sobre Economía de la Energía” nos enfocaremos en esta alternativa.

¹⁰⁷ Waste Framework Directive – European Commission – Environmental - Waste (2008/98/CE)

La Directiva Marco sobre Residuos de 2008 establece el “Status R1”, que entró en vigencia a fines de 2010, y que permite determinar un mínimo de eficiencia a partir del cual pasa a considerarse a la valorización energética como recuperación (en vez de como operación de eliminación)¹⁰⁸.

□ Alternativas tecnológicas para el tratamiento de residuos

Los distintos procesos de tratamiento de RSU pueden agruparse en: rellenos sanitarios, incineración (principalmente para generación de energía), compostaje y reciclado; en Europa (EU27) al año 2007, los RSU eran procesados de acuerdo a la distribución que muestra la figura 5).

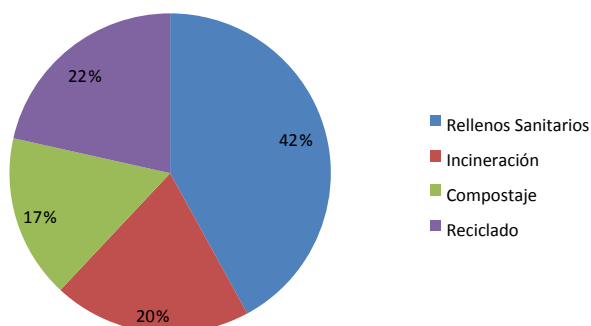


Figura 5) Distribución de Procesos de Tratamientos de RSU en EU – Fuente: EUROSTAT

Lo antes mencionado permite apreciar que parte del mundo, sobre todo el más desarrollado, considera y parecieran demostrar que es factible considerar a los RSU como una fuente de energía renovable. En forma aproximada se puede decir que las tecnologías WtE permiten reducir en gran medida el peso (75%) y el volumen (90%) de los residuos a tratar y además generar energía. El poder calorífico de la corriente a tratar y el potencial de contaminante de las emisiones son los dos motivos principales que han hecho evolucionar este nicho tecnológico.

Las tecnologías y los costos de generación de energía eléctrica y/o calor a partir de residuos dependen de la calidad de la corriente de ingreso (residuos), de su disponibilidad, de sus costos de transporte, tamaño de las instalaciones (economías de escala) y del grado de conversión.

La clasificación de las tecnologías generalmente se encuentra citada por tipo de proceso de conversión pero cabe mencionar que dichos procesos depende del tipo de residuo a tratar. Da cuenta de esto la figura siguiente donde se citan tipos de alimentaciones, procesos y productos a obtener.

¹⁰⁸

http://www.waste-management-world.com/index/display/article-display/2677396038/articles/wastemanagement-world/waste-to-energy/2010/11/On_the_Road_to_Recovery_Achieving_R1_Status_.html

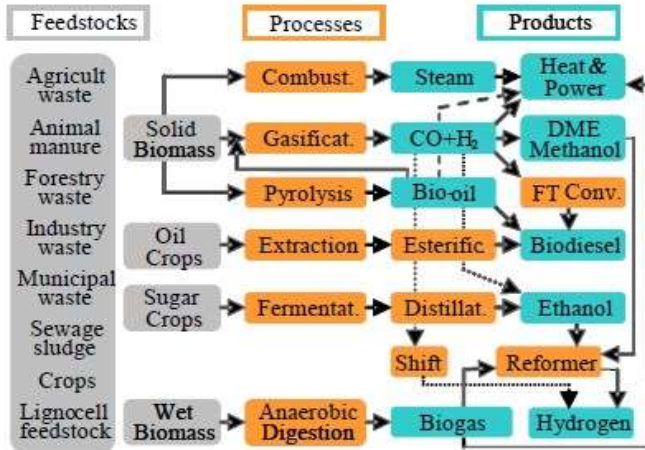


Figura 6) Pasos de la Conversión de Biomasa – Fuente IEA¹⁰⁹

Como es objeto de este estudio analizar la viabilidad de generar energía a partir de RSU, solo se presentan a continuación los procesos que permiten cumplir con dicho propósito. En líneas generales, las alternativas para el procesamiento de RSU se caracterizan por su proceso, rendimiento, composición de la corriente de ingreso (alimentación), sub-productos generados y sus aspectos ambientales. La tabla siguiente resume las tecnologías factibles de ser aplicadas para el tratamiento de residuos.

TABLA 3 – Resumen de alternativas de procesamiento de RSU por grupo tecnológico.

Grupo Tecnológico	Proceso
Tecnologías Térmicas	Incineración (con reciclado) Pirolisis Pirolisis/Gasificación Gasificación Gasificación por Arco de Plasma
Tecnologías Químicas/ Biológicas	Digestión Anaeróbica Digestión Aeróbica /Compostaje Procesos específicos en función de las características de la alimentación (ejemplo: bioetanol). Conversión catalítica
Tecnologías Físicas	☐ Combustibles derivados de desechos (RDF ¹¹⁰) ☐ Peletización/ Densificación.

Las *tecnologías térmicas* son esas tecnologías que funcionan en las temperaturas mayores que 200°C (400°F) y tienen altas velocidades de reacción. Funcionan típicamente en una gama de temperaturas de 350°C a 5.500°C (700°F a 10.000°F). La mayoría de las tecnologías térmicas se

¹⁰⁹ <https://www.iea.org/techno/essentials3.pdf>

¹¹⁰ Siglas en inglés – Refuse Derived fuel

utilizan para producir electricidad como subproducto primario. Las tecnologías térmicas incluyen el reciclaje avanzado (una forma avanzada de instalaciones para producir energía a partir de residuos) y la conversión térmica (un proceso que convierte la porción orgánica de la corriente de RSU en un gas sintético que se utilice posteriormente a generar productos tales como electricidad, productos químicos, o combustibles verdes).

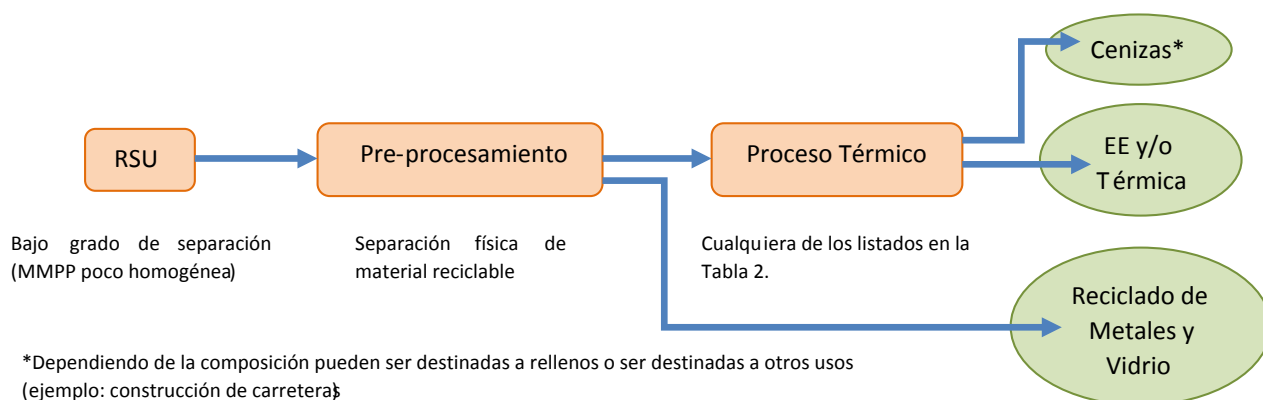


Figura 7) Esquema simplificado – Tecnologías Térmicas

Un hecho no menor es que las tecnologías térmicas, destinadas principalmente a la generación de energía, se concentran en los países europeos más desarrollados: Dinamarca, Holanda, Alemania, Suecia, Bélgica, etc. En la actualidad se encuentran en funcionamiento más de 900 plantas térmicas de producción de energía a partir de residuos (WtE) en todo el mundo. En total procesan unos 181 millones de toneladas de Residuos Sólidos Municipales ó RSU (siglas en inglés MSW) con una producción de aproximadamente 130 TWh de electricidad. Estas se concentran principalmente en Europa, luego le sigue EEUU y Asia está avanzando fuertemente en el mismo camino.

Las tecnologías químicas/biológicas funcionan a temperaturas más bajas y bajas velocidades de reacción. Pueden procesar corrientes de alimentación con niveles de humedad alta, pero *requieren que la misma sea biodegradable*. Algunas tecnologías implican la síntesis de productos usando procesos químicos realizados en

múltiples etapas. Los subproductos pueden ser diversos: electricidad, compost y productos químicos.

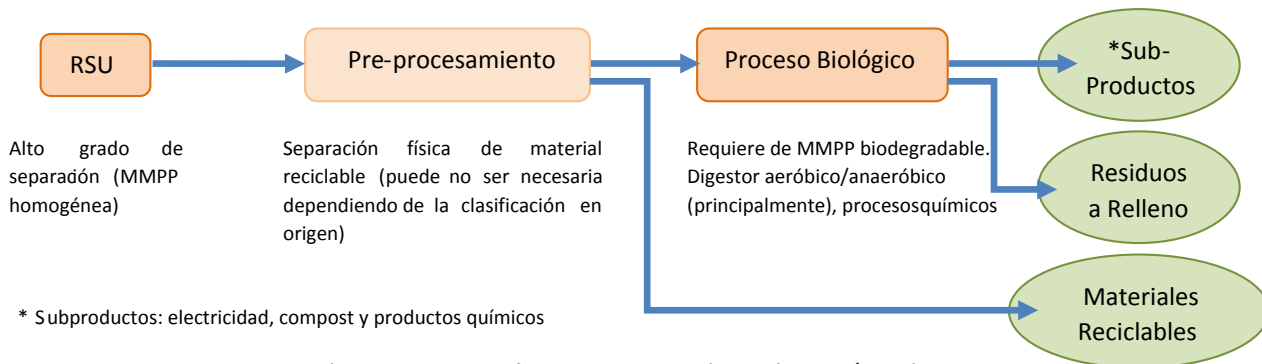


Figura 8) Esquema simplificado – Tecnologías Químicas / Biológicas

Las tecnologías físicas implican la modificación de las características físicas de la corriente de RSU original. Estos distintos materiales que componen la corriente de RSU se pueden separar, destrozarse, y/o secar en una instalación de proceso; ejemplo: residuos de poda y jardín, residuos de aserraderos. El material resultante se transforma en un combustible derivado de desechos (RDF). Puede ser densificado o granulado en pellets (pastillas) de combustible homogéneas, estas últimas pueden ser utilizadas como combustible suplementario en calderas para uso general. Estas tecnologías son adecuadas a corrientes de residuos provenientes de procesos o actividades específicas (como las mencionadas en los ejemplos) y son de poca aplicabilidad para RSU.

Presentados los tres grandes grupos de tecnologías para el tratamiento de residuos, seguidamente se presenta en forma muy breve los procesos factibles de ser aplacidos para generar energía a partir de RSU.

Esto no quita importancia a los otros grupos tecnológicos de procesamiento, muy por el contrario se consideran alternativas viables en casos de ciudades de menor escala, teniendo en cuenta que a mayores volúmenes de generación, cambia la ecuación económico-financiera. Al mismo tiempo, pueden presentarse combinaciones de algunas de estas tres alternativas, o de las tres. Por lo general, el punto óptimo depende de las variables antes enunciadas.

Las tecnologías térmicas

Incineración: es un proceso de combustión en un ambiente rico en oxígeno, si se introduce un preprocesamiento (reciclado), la corriente a incinerar está más concentrada en compuestos orgánicos (en base a carbono); las temperaturas típicas están entre los 700°C y 1350°C. El material inorgánico es convertido a cenizas, las que luego se segregan y reciclan en caso de ser posible.

Los gases de la combustión se encuentran a muy altas temperaturas y son aprovechados para producir vapor (en un recuperador de calor) y este último genera electricidad al expandirse en una turbina a vapor. Por su parte los gases de combustión se han enfriado, luego de ceder calor al vapor, se envían a un sistema de control de emisiones (para captar y recuperar componentes que pueden afectar el ambiente, ejemplo: óxidos de azufre).

Pirolisis: es un proceso de degradación térmica de material orgánico (base a carbón) mediante el uso indirecto de una fuente externa de calor, típicamente a temperaturas que van entre los 400°C y los 700°C y en una atmósfera deficiente de oxígeno. La descomposición térmica tiene como producto principal “gas de síntesis”; este último para por un pre-tratamiento para luego ser quemado para producir energía (para generar vapor o ingresar a una turbina de gas o máquinas de combustión interna) o utilizado como materia prima en procesos petroquímicos. Estos sistemas cuentan con chimeneas y sistemas de control de emisiones; la parte orgánica puede pasar a los gases y se trata con carbón activado y la porción inorgánica pasa a las cenizas que son utilizadas para, por ejemplo, la fabricación de ladrillos.

Pirolisis/Gasificación: es una variante del proceso de pirolisis donde se gasifican residuos de carbón y líquidos de pirolisis empleando aire, oxígeno y/o vapor.

Gasificación: es una conversión térmica de material orgánico en presencia de calor producido internamente, típicamente a temperaturas que van entre los 750°C y los 1.400°C, donde se suministra aire/oxígeno en forma controlada (por debajo del estequiométrico) para producir un gas de síntesis en base a CO e H₂. Los sistemas de pirolisis y gasificación son sistemas cerrados y

por ello no generan emisiones. La corriente de gas sintético se enfría y limpia en el sistema de control de emisiones y luego puede ser utilizada en calderas, turbinas de gas o motores de combustión interna para generar electricidad o en la fabricación de productos químicos.

Gasificación por arco de plasma: es una pirolisis a muy alta temperatura por el que la parte orgánica de los residuos sólidos es convertida a gas sintético mientras que la porción inorgánica y minerales se transforman en un sub-producto llamado escoria vitrificada. Un arco eléctrico produce las altas temperaturas (entre 4.000°C y 7.000°C) y se inyecta vapor y/o aire/oxígeno en forma controlada y por debajo de la relación estequiométrica. Al igual que los procesos anteriores este es un sistema cerrado y el gas sintético es enfriado y enviado al sistema de control de emisiones.

Según la Agencia de Protección del Medio Ambiente de EE.UU. (EPA) las plantas de valorización energética de residuos sólidos orgánicos producen electricidad con "menor impacto para el medio ambiente que casi cualquier otra fuente de electricidad". Este tipo de plantas en dicho país como en Europa satisfacen algunas de las normas ambientales más estrictas del mundo y emplean los equipos de control de emisiones más avanzados disponibles, incluyendo depuradores para el gas ácido, filtros de tela para las partículas, reducción no catalítica selectiva (SNCR) para controlar los óxidos de nitrógeno e inyección de carbono para controlar las emisiones de mercurio y de elementos orgánicos.

Las tecnologías químicas/bioquímicas

Dentro de este grupo de tecnologías no se tratan las tecnologías específicas (por ejemplo: fermentación alcohólica para la producción de Etanol) debido a que no usan RSU como corrientes de alimentación; y tampoco se desarrolla las tecnologías aeróbicas porque no tienen como producto final ningún vector energético.

Digestión Anaeróbica: este es un proceso biológico acelerado artificialmente, que tiene lugar en condiciones muy pobres de oxígeno o en ausencia total, sobre substratos orgánicos. Se requiere una muy buena separación previa de la materia orgánica para que no se generen contaminaciones. El producto de este proceso es Biogas, que es una mezcla constituida por metano CH₄, en una proporción que oscila entre un 50% a un 70%, y dióxido de carbono conteniendo pequeñas proporciones de otros gases como hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. Sus características han sido resumidas en la tabla siguiente:

TABLA 4 – Características típicas del Biogas.

CARACTERISTICAS	CH ₄	CO ₂	H ₂ -H ₂ S	OTROS	BIOGAS 60/40
Proporciones % Volumen	55-70	27-44	1	3	100
Valor Calórico MJ/m ³	35,8	-	10,8	22	21,5
Valor Calórico kCal/m ³	8.600	-	2.581	5.258	5.140
Densidad relativa	0,55	2,5	0,07	1,2	0,83

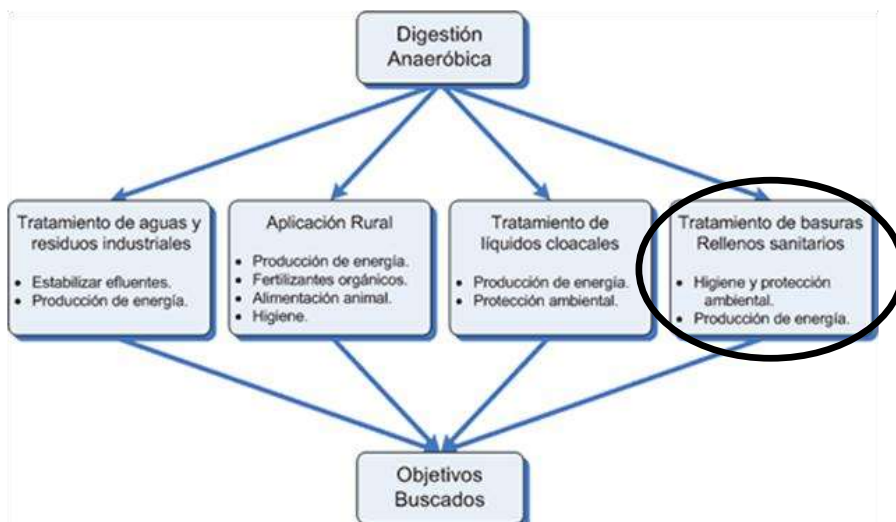


Figura 9) Digestión anaeróbica – alimentación y objetivos

El relleno sanitario, práctica muy difundida en el mundo para eliminar las enormes cantidades de desperdicios generados en las grandes ciudades han evolucionado incluyendo hoy en día modernas técnicas de extracción y purificación del gas metano generado el cual en décadas pasadas generaba graves problemas, entre los cuales figuraba el ambiental, por muerte de la vegetación que se encontraba en las zonas cercanas, malos olores que molestaban a los residentes y explosivas mezclas de gases que se acumulaban en los sótanos de la vecindad.

El biogás puede ser utilizado en motores de combustión interna tanto a gasolina como diesel y/o en plantas de cogeneración, de esta manera se posibilita el uso del RSU para generar energía. Pero tiene como desventajas la baja velocidad de encendido y problemas de mantenimiento debido a la presencia de H₂S.

El aprovechamiento de biogás para generar energía en los rellenos sanitarios requiere de condiciones particulares tales como: cantidad de residuos (2-10 millones de toneladas), contenido de humedad, composición, antigüedad del relleno (de 3 a 15 años), profundidad (12 a 30 metros), etc. La baja calidad de los rellenos sanitarios de Argentina hace poco viable su operación actual, pero puede ser tenido en cuenta en el futuro a partir de mejoras a implementarse.

➤ Conversión catalítica: incluye procesos tales como hidrogenación, hidrocracking y craking. Son muy adecuados cuando la componente de plásticos en el RSU es alta y se encuentra degradada. Se definen como la reacción reversible de la polimerización hacia la recuperación de materias primas, para lo cual requieren la presencia de catalizadores.

Este tipo de tecnología ha tenido un importante avance debido a que, en caso de lograr una muy buena discriminación por tipo de plásticos, se recuperan materias primas para procesos industriales. Esto hace que la alternativa a la generación de energía sea mucho menos atractiva económicamente.

Cada uno de los procesos antes presentados, además de las diferencias ya desarrolladas tienen distintos rendimientos a la hora de generar energía eléctrica, ver Tabla 4 [5].

TABLA 5 – Tecnologías térmicas y energía neta a suministra a la red.

Tipo de proceso térmico	Producción de energía neta a suministrar a la red eléctrica.
☐ Incineración	493kwh/t RSU (544kwh/t RSU)
☐ Pirolisis	518kwh/t RSU (571kwh/t RSU)
☐ Pirolisis/Gasificación	621kwh/t RSU (685kwh/t RSU)
☐ Gasificación	621kwh/t RSU (685kwh/t RSU)
☐ Gasificación con Arco de Plasma	740kwh/t RSU (816kwh/t RSU)
☐ Digestión anaeróbica	215kwh/t RSU ¹¹¹ (estudios específicos citan 93kWh/t RSU [6])

NOTA: la tabla anterior no incluye a la conversión catalítica porque no se cuenta con información actualizada, esto posiblemente se deba a que la alternativa de utilizar la salida de esta proceso (producto) como materia prima en otros procesos productivos es mucho más atractiva económicamente hablando.

El conocimiento de los procesos térmicos disponibles para generar energía a partir de RSU permiten identificar aspectos de significancia a tener en cuenta a la hora de analizar esta alternativa como una herramienta más dentro de la gestión integral de los residuos.

Es necesario partir de una muy buena caracterización de los residuos, evaluar experiencias (sobre todo de los países más desarrollados) teniendo en cuenta las edades de las tecnologías, maximizar el aprovechamiento energético por tonelada de RSU sin por ello dejar de lado los aspectos ambientales y económicos.

Una muy buena alternativa es la de realizar estudios a escala piloto, alternativa esta que está siendo evaluada por el INTI [2].

☐ Potencial de aprovechamiento

Según los últimos datos oficiales¹¹², y con la referencia aproximada de generación domiciliaria de 1kg diario por habitante, se puede considerar que las localidades que se exponen en la siguiente tabla producen como mínimo 500 toneladas de RSU. Valor este último definido como la cantidad mínimas necesaria para hacer viables los proyectos de generación energética.

Se define emplear, para la estimación del potencial de aprovechamiento energético, la tecnología de “incineración” por ser esta la de mayor desarrollo tecnológico para aplicaciones con RSU.

Recordar que esta es la de menor eficiencia dentro de los aprovechamientos térmicos.

¹¹¹ Surge como valor Máximo al considerar una producción de 100-80Nm³/t de biogás a un PCI de 5.140Kcal/m³, tomando un rendimiento de conversión a EE del 45%.

¹¹² No se cuenta con la información del último censo nacional.

TABLA6 – Estimación de RSU y potencial para generar EE de grandes ciudades de Argentina

Ciudad - Conglomerado	Generación estimada (t/día)	Generación estimada (MW)
AMBA (Sin La Plata)	10.000*	200
Gran Córdoba	1.400	25
Gran Rosario	1.200	20
Gran Mendoza	850	15
Gran Resistencia + Gran Corrientes + Pte. R. S. Peña	800	15
Gran Tucumán	750	15
Santa Fe + Gran Paraná	700	10
Gran La Plata	700	10
Mar del Plata	550	10
Gran Salta	500	10
Total	17450	330

NOTA: No incluye áridos ni reciclables.

A estas estimaciones se pueden adicionar las ciudades cercanas a las 500 toneladas diarias de RSU incluyendo residuos industriales-agropecuarios y que podrían representar un adicional:

TABLA7 – Estimación de RSU y potencial para generar EE de ciudades de Argentina

Ciudad - Conglomerado	Generación estimada (t/día)	Generación estimada (MW)
Gran San Juan	500	10
Alto Valle Río Negro-Neuquén (Incluye a todas las localidades desde Plottier hasta Gral. Roca)	500	10
Total adicional	1000	20

El potencial total de generación de energía eléctrica por incineración es de 350MW.

Sin perjuicio de los casos señalados en las tablas precedentes, debe tenerse en consideración también, la posibilidad de conformar consorcios municipales en aquellas ciudades que no alcancen por sí mismas los requerimientos mínimos de generación de residuos. Dicha posibilidad puede encontrarse por ejemplo en la provincia de Buenos Aires, conforme la legislación en la materia (Ley 13.592).

A partir de esta alternativa, municipios de menor escala podrían encontrar solución a la disposición de sus residuos, al mismo tiempo que soportan de manera solidaria con otros municipios vecinos los gastos de inversión y amortización.

□ Algunos datos económicos

Publicaciones europeas comparan las tecnologías térmicas en términos económicos, los cuales fueron determinados teniendo en cuenta la inversión de capital, la capacidad de las plantas, los costos de operación y mantenimiento, los ingresos por ventas de productos y/o subproductos y los costos de disposición de los residuos generados. El análisis determina los ingresos netos antes de impuestos para cada tecnología [5].

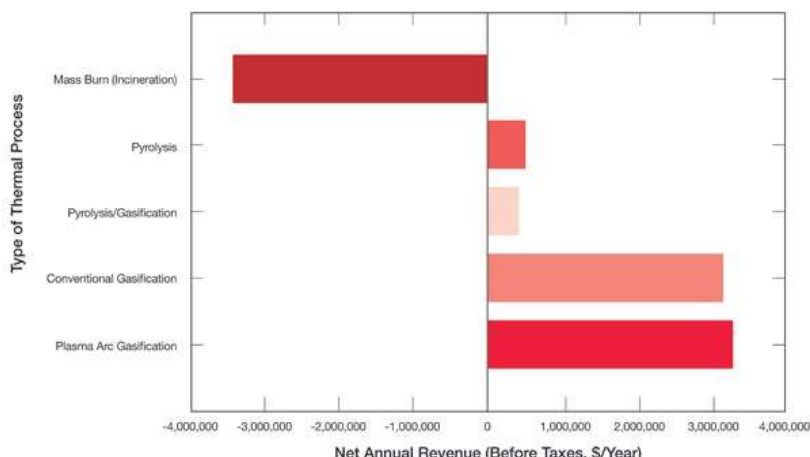


Figura 10) Comparación económica de procesos térmicos para generar EE a partir de RSU

Se estima que generar el potencial determinado en el punto anterior podría requerir inversiones por unos 1.750 millones de dólares, calculando el costo de una planta para generar 30MW de U\$S 150 millones.

Si comparamos estos valores con los de un relleno sanitario para una capacidad de 3.000 toneladas diarias con una vida útil de 20 años en 100 millones, las ventajas están a la vista. Actualmente el costo de operación para la ciudad de Buenos Aires ronda los U\$S 60 por tonelada, valor que incluye la transferencia, el transporte y el enterramiento.

□ Barreras

Una de las primeras barreras que aparece a la hora de analizar Valorización Energética de Residuos Sólidos Urbanos (VERSU) en países en vías de desarrollo es la cultural. El desconocimiento acerca del avance tecnológico que han logrado los países desarrollados y el hecho de quedarnos solo con las malas experiencias del paso dificultan el tratamiento de esta alternativa de aprovechamiento.

Una de las principales desventajas de los métodos físicos y químico/biológico es que requieren mucho espacio físico, hoy un recurso escaso en muchas ciudades. En el caso de la captación directa de gases, se requiere previamente de un relleno sanitario, por lo cual sólo produce ligeras mejoras medioambientales a través de la captación de cierta cantidad de gases, pero no impide la liberación de gases nocivos ni la posibilidad de contaminación de napas ni olores. Para el caso particular de la Ciudad de Buenos Aires y su área metropolitana, no elimina ni la necesidad de viajes ni la demanda permanente de nuevos sitios de disposición final.

Por otro lado, las tecnologías térmicas requieren mucha mayor inversión inicial, equiparable a la de centrales de generación eléctrica con otros tipos de combustible, por lo que requieren largos plazos de amortización. En este tipo de tecnologías está habiendo muchos avances, pero muchos

están aún en fase experimental, siendo en más del 90% los elegidos los tratamientos del tipo incineración de grilla o parrilla. Estas cuentan con más de 40 años de experiencia. Por otro lado, la escala necesaria para llevar adelante este tipo de proyectos a nivel comercial es superior a las 700-800 toneladas, cantidad que pocas ciudades del país lograrían reunir (Sólo ciudad de Buenos Aires, Gran Buenos Aires, Córdoba y Rosario).

Cómo señalábamos anteriormente, en términos normativos, la ley 1854 le impide a la Ciudad de Buenos Aires la combustión directa de sus residuos domiciliarios, ya sea dentro de su jurisdicción o fuera de la misma, hasta no haber logrado una reducción del 75% de la línea de base fijada (correspondiente al año 2004). Sin embargo, no se hace referencia a la posibilidad de generar combustibles del tipo RDF (de los que se hacía mención en la sección tecnología). Otras provincias no poseen impedimentos legales más allá del marco general impuesto por las leyes de protección de la calidad del aire.

Conclusiones

Todas las tecnologías aquí expuestas cuentan con ventajas y desventajas. El análisis de la aplicación de cada una de ellas depende de las distintas condiciones de cantidad, calidad, disponibilidad, económico-financieras, socio-culturales, etc. Para el caso de grandes ciudades, la alternativa pasará por la combinación de varias o todas las técnicas. Por otro lado, en términos económicos, la solución del relleno sanitario es más barata, pero ambientalmente la menos deseable de todas.

La alternativa de tecnologías Waste-to-energy (WtE) representa al mismo tiempo una fuente renovable de combustible y una solución al problema de la disposición de residuos domiciliarios y sólidos cloacales, contribuyendo a una mejora en la calidad del medio ambiente.

Implementar este tipo de soluciones no implica desalentar la separación y recuperación de materiales: los países que poseen plantas de WtE tienen las tasas más altas de concientización y reciclado. Por otra parte, no todos los residuos pueden ser reciclados (ya sea por el tipo de material o por la contaminación con material orgánico) o su coste de separación es superior que realizar un material nuevo. Desde el punto de vista energético, suele suceder que el coste energético de realizar una separación perfecta es superior a los materiales recuperados. Es importante tener en cuenta también que la recolección diferenciada requiere un circuito de recolección propio que requiere de una logística especial con los costos asociados a la misma. Según estudios realizados por el municipio de Curitiba, líder internacional en reciclado, las permanentes campañas y programas de educación necesarios para mantener altas las tasas de separación en origen, tienen un costo que aumentan entre 5 y 8 veces el valor de los procesos de recuperación. Por otro lado, tampoco existe una industria desarrollada de transformación y procesamiento de los materiales, lo que reduce la factibilidad de recuperar ciertos materiales, que para ser tratados deberían recorrer grandes distancias, lo que implica mayores costos y otro tipo de impacto ambiental (huella de carbono). Por último, las tecnologías de WtE permiten realizar el tratamiento seguro de residuos patológicos, disminuyendo los costos de su tratamiento.

El principal comprador mundial de estos productos recuperados es China, que proyecta duplicar sus tasas de reciclado para el 2013 en el camino hacia el autoabastecimiento de esos materiales, lo que tendrá un fuerte impacto en el mercado internacional de estos materiales. De por sí, y sin subsidios, como sucede en el mercado europeo, el reciclado no representa ningún negocio.

No se han tenido en cuenta en este trabajo generación energética a partir del biogás, dado que la baja calidad de los rellenos hace poco viable su operación actual, pero puede ser tenido en cuenta en el futuro a partir de mejoras a implementarse. Tampoco la generación de energía a partir de la combustión de RDF (combustible derivado de residuos) que a través de técnicas de separación, clasificación y normalización produce un combustible de más del doble de poder calorífico que los RSU y puede ser utilizado en calderas para la generación de vapor y electricidad. Tampoco se ha tenido en cuenta la posible captación de calor, muy utilizada en regiones frías y para procesos industriales.

Adicionalmente, en un futuro podrían agregarse residuos provenientes de la fracción sólida de los líquidos cloacales y los residuos derivados de los procesos agropecuarios, de los cuales no hay datos precisos.

El WtE produce una disminución en el volumen de los residuos del 90%, lo que prolonga la vida útil de los sitios de disposición final casi diez (10) veces. Por otro lado, la ceniza producida es inerte por lo que no genera ni líquidos ni gases. En muchos casos también las cenizas pueden reintroducirse en la industria como material de construcción. Desde este punto de vista, representa una alternativa genuina para aquellas ciudades que no poseen rellenos sanitarios.

Otro aspecto a tener en cuenta es el cambio climático, las plantas de VERSU reducen las emisiones de gases de efecto invernadero. Los estudios de ciclo de vida de estas instalaciones han demostrado que convertir los RSU en energía reduce el equivalente a una tonelada de dióxido de carbono por cada tonelada de basura que procesa [7].

La presente ponencia pretende convertirse no solo en un estudio de carácter técnico, sino también proyecta ser un disparador para reflexionar sobre temas tan importantes para una sociedad como los son los RSU, la energía y el cambio climático.

La mesa de consenso debe estar integrada por los sectores público (Estado), privado (empresas, particulares) e intermedio (ONGs).

Debatir objetivamente, informarnos y participar nos eleva como sociedad y permite que nos desarrollemos de manera sostenible.

Referencias

[1] *Balance Energético año 2009*, extraído de la página oficial del Ministerio de Planificación Federal

Inversión Pública y Servicios.

<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366>

[2] <http://www.inti.gob.ar/e-renova/erBI/er14.php>

[3] World Congress Engineering 2010 Argentina –**Plantas de RSU** - SENER Ingeniería y Sistemas SA.

XXVIII Congreso Interamericano de Ingeniería Sanitaria y Ambiental Cancún, México, 27 al 31 de octubre, 2002 - **CALIDAD Y GESTION DE LOS RESIDUOS SOLIDOS CIUDAD DE BUENOS AIRES** -

Instituto de Ingeniería Sanitaria y Ambiental (IIS) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires (UBA).

Gary C. Young - MUNICIPAL SOLID WASTE TO ENERGY CONVERSION PROCESSES –

Economic, Technical and Renewable Comparisons. WILEY.

World Congress Engineering 2010 Argentina –***Posibilidad de Generación de energía Eléctrica a partir de Residuos Sólidos urbanos en Grandes Metrópolis Latinoamericanas*** - TECHINT Ingeniería y Construcción.

<http://www.energyrecoverycouncil.org/waste-energy-reduces-greenhouse-gas-emissions-a2966>

COPYRIGHT TRANSFER AGREEMENT:

Juan María Furnari (Abg.) et al as authors of the submitted Extended Abstract and full length Online Proceedings Paper understand and agree to grant to the ELAEE/IAE/IAEE all copyrights including the right to edit, publish, and change the title of the materials and to use the author's name(s) in connection with the publication, advertising, and promotion of the Conference and Online Proceedings. You as author(s) of the submitted material warrant that it is original and has not been published previously, that it contains no matter unlawful in content or in violation of the rights of any third party, and that the author(s) have the power to grant all of these rights.

LAS ENERGÍAS RENOVABLES COMO HERRAMIENTAS ÚTILES EN LA REDUCCIÓN DE LOS EFECTOS CONTAMINANTES DEL CRECIMIENTO ECONÓMICO. UN ANÁLISIS EMPÍRICO.

Liliana Luján Cerioni

Mario Iván Angelino

Departamento de Economía- Universidad Nacional del Sur

Liliana L. Cerioni

Licenciada en Economía

Departamento de Economía

Universidad Nacional del Sur

12 de Octubre 1198

8000 Bahía Blanca

ARGENTINA

T.E: 0291-4595138

Fax: 0291-4595139

lcerioni@uns.edu.ar

Resumen

En base a la estimación de un modelo econométrico de datos de panel se intentará contrastar hipótesis acerca de los factores determinantes de las emisiones de CO₂ en dos grupos de países con características bien diferenciadas como son los pertenecientes al Cono Sur de América Latina y los que conforman la Unión Europea. En un trabajo anterior (Angelino, M., 2009) se pudo contrastar la hipótesis de que, además de los determinantes ya identificados en la mayor parte de la literatura especializada (nivel de actividad, intensidad energética, tasa de urbanización), la composición de la matriz energética primaria explica en buena medida la evolución del nivel de emisiones de CO₂ en los países de América Latina. En concreto, los resultados mostraron que con cada punto porcentual de decrecimiento en la participación de los hidrocarburos (carbón, petróleo, gas) en la producción primaria de energía, la región podría neutralizar los efectos contaminantes de un significativo incremento en su producto bruto per cápita. Dadas las importantes implicancias de estos resultados en

términos de justificación de políticas energéticas tendientes a facilitar la incorporación de fuentes renovables de energía, parece pertinente analizar la robustez de los mismos, extendiendo el análisis a otros ámbitos geográficos. El trabajo se estructurará de la siguiente manera: en la primera sección se hará referencia a la relación entre la evolución de la actividad económica, la generación y utilización de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero; en la segunda se describirá sucintamente la situación al respecto en los dos grupos de países a analizar; en la tercera se hará una breve revisión de la literatura especializada, poniendo énfasis en los resultados obtenidos por autores que han abordado empíricamente el problema. En la cuarta sección se especificará el modelo econométrico utilizado así como los resultados obtenidos en base al mismo. La interpretación de dichos resultados permitirá realizar algunas consideraciones acerca de la robustez de los hallazgos referidos a la importancia de las fuentes renovables de energía en la mitigación de los efectos contaminantes del crecimiento de la actividad económica.

Introducción

El diseño e implementación de estrategias apropiadas para que las políticas tendientes al desarrollo económico no vayan en desmedro de la calidad de vida de las comunidades hace necesario reconocer y evaluar correctamente la relación entre actividad económica y deterioro ambiental. La incidencia de la actividad humana en general, y dentro de esta de la económica en particular, sobre la degradación ambiental, se ha agudizado en las últimas décadas. Las crecientes emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) resultan un importante indicador al respecto. El dióxido de carbono (CO₂), proveniente en gran medida de la actividad económica y sobre todo del consumo de combustibles fósiles que la misma trae aparejado, da cuenta de más del 60% de las emisiones de GEI. En este contexto, la identificación de los principales determinantes de los niveles de emisiones de CO₂ podría resultar de utilidad al momento de diseñar políticas tendientes a alcanzar objetivos de sustentabilidad.

La energía, que constituye un elemento fundamental para el desarrollo de las actividades de consumo y producción, se encuentra vinculada con una gran variedad de efectos contaminantes para el medio ambiente, siendo la emisión de GEI uno de los principales. Es por eso que numerosos

países están llevando a cabo acciones tendientes a estimular la utilización de fuentes renovables de energía (FRE) para conseguir una disminución del uso de hidrocarburos (y por ende de las emisiones de GEI) sin afectar la evolución de las actividades de producción y consumo. El presente trabajo se propone abordar empíricamente esta cuestión, tratando de proveer evidencia sobre la relación entre la composición de la matriz energética y el nivel de emisiones de CO₂. En un trabajo anterior (Angelino, M., 2009), en base a información correspondiente a los países del cono sur de América Latina pudo contrastarse la hipótesis de que, además de los determinantes ya identificados en la mayor parte de la literatura especializada (nivel de actividad, intensidad energética, tasa de urbanización), la composición de la matriz energética primaria explica en buena medida la evolución del nivel de emisiones de CO₂. Los resultados mostraron que con cada punto porcentual de decrecimiento en la participación de los hidrocarburos (carbón, petróleo, gas) en la producción primaria de energía, la región podría neutralizar los efectos contaminantes de un significativo incremento en su producto bruto per cápita. Dadas las importantes implicancias de estos resultados en términos de justificación de políticas energéticas tendientes a facilitar la incorporación de fuentes renovables de energía, pareció pertinente analizar la robustez de los mismos, extendiendo el análisis a países pertenecientes a otros ámbitos geográficos, con características diversas a las del grupo inicialmente analizado, sobre todo en lo referente a nivel de ingreso y desarrollo, como es el caso de los que conforman la Unión Europea. Muchos de los países que conforman este último conjunto, reconociendo la importancia de llevar a cabo acciones con el doble propósito de luchar contra el cambio climático y asegurar el abastecimiento energético, están implementando importantes políticas de uso racional de la energía y desarrollo y utilización de FRE, lo que contribuye a incrementar el interés por el análisis de los resultados obtenidos en uno y otro grupo, en términos de significancia de la incidencia de cada uno de los factores y de comparación de las magnitudes de las mismas.

1. Actividad económica, energía y emisiones

La profundización del fenómeno del calentamiento global, generado por el exceso de emisiones de GEI, ha motivado en las últimas décadas un mayor interés en el estudio de los

determinantes de dichas emisiones dado que la intensificación de este efecto podría provocar, entre otras cosas, cambios en el clima, en las temperaturas y en las precipitaciones, pudiéndose producir en algunas regiones grandes pérdidas económicas y humanas. Todavía existe gran incertidumbre sobre cual será el grado de calentamiento y como afectará a las distintas regiones en el futuro. Esta incertidumbre sumada a la irreversibilidad de las posibles consecuencias del fenómeno hace necesario adoptar una postura basada en la precaución, donde se considere de gran importancia comenzar a aplicar medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, empezando por aquellas que supongan menores costos (Pearce, 1991).

Entre los GEI pueden distinguirse, por un lado, aquellos que se encuentran habitualmente en la naturaleza y cuyas emisiones son incrementadas por la acción del hombre y, por otro lado, aquellos que son puramente antropogénicos. Entre los primeros se destacan el dióxido de carbono, el metano y el óxido nítrico (CO_2 , CH_4 y NO_2), mientras que entre los antropogénicos los más importantes son los hidrofluorocarburos, los perfluorocarburos y el hexafluoruro de azufre.

El aumento de la demanda de bienes y servicios, motivado en gran parte por un gran crecimiento poblacional a nivel mundial, ha conducido al aumento de la producción mundial intensificando el uso de energía para llevar a cabo los procesos productivos tendientes a satisfacer esa creciente demanda. Solventar esta demanda y mantener en alza el nivel de actividad económica requerido para lograrlo, ha implicado como contrapartida, en muchos casos, un incremento en la intensidad energética (consumo bruto de energía por unidad de PBI). Este empeoramiento de la eficiencia, traducido en la utilización de mayor cantidad de energía por unidad de producto a medida que se acelera el crecimiento de este último, ha sido ocasionado en muchos casos por la necesidad de recurrir a fuentes menos eficientes, en otros a la intensificación de la utilización de combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas) y también a la creciente participación de las industrias energointensivas en el total del PBI. Todo esto redundará en mayores emisiones de gases contaminantes que afectan directamente al medio ambiente. El cuadro siguiente ilustra acerca de la forma en que contamina cada uno de los mencionados combustibles fósiles. Las medidas estándares de contaminación (en condiciones normales de presión y temperatura) están expresadas en una unidad de energía comúnmente utilizada que es "la Tonelada Equivalente de Petróleo" (Tep), es decir, la cantidad de energía contenida en una tonelada de dicho combustible:

Cuadro 1.1 Emisiones por tipo de combustible

Combustible	Emisiones de CO ₂ (Kg. por Tep)
Carbón	1010
Petróleo	820
Gas	606

Fuente: www.coke.com.ar/about.html

Se observa que el gas natural es menos contaminante en relación con los otros dos combustibles fósiles aunque su valor no deja de ser preocupante. De allí la importancia de incentivar por un lado el mejoramiento de la eficiencia energética a través del uso de tecnologías ahorradoras de energía, y por otro la progresiva utilización de energías renovables(hidráulica, eólica, fotovoltaica, mareomotriz, entre otras) que si bien no están exentas de efectos ambientales, no incrementan las emisiones de CO₂. Además, el abastecimiento energético a partir de fuentes renovables constituye un importante aporte a la seguridad de abastecimiento de un país, dado que cuánto mayor es la generación de energía nacional que provenga de energías renovables, menor será la dependencia de importaciones y sus precios. Por otro lado, el abastecimiento energético proveniente de fuentes renovables también contribuye a una mayor equidad social dado que en diversos países, las energías renovables representan la única fuente confiable y solventable para abastecer con energía eléctrica y calor a la población que habita en regiones distantes y rurales.¹¹³

2. Actividad económica, energía y emisiones en América del Sur y en la Unión Europea

Según estadísticas correspondientes a 2004, América del Sur que cobija al 5.35 % de la población mundial y genera el 5.6 % del PBI mundial, es responsable del 3.03 % de las emisiones de

¹¹³ “Seminario latinoamericano sobre energías renovables”, Paz Aedo M., Larrain S., 2004.

CO₂.¹¹⁴ En este ámbito geográfico, entre 1980 y 2004 el promedio de emisiones anuales per cápita fue de 2.18 toneladas de CO₂, observándose en términos regionales importantes disparidades ya que mientras que algunos países como Bolivia y Paraguay apenas alcanzan 1 tn, Venezuela más que quintuplica este valor. En el mismo período, la participación de los hidrocarburos (petróleo, carbón, gas) en la matriz energética de los países de la región fue en promedio del 65 %, aunque en este caso se observan también importantes disparidades ya que mientras en Paraguay no llega al 1%, en países como Argentina y Ecuador supera el 80% y en Venezuela alcanza un valor mayor al 90%.

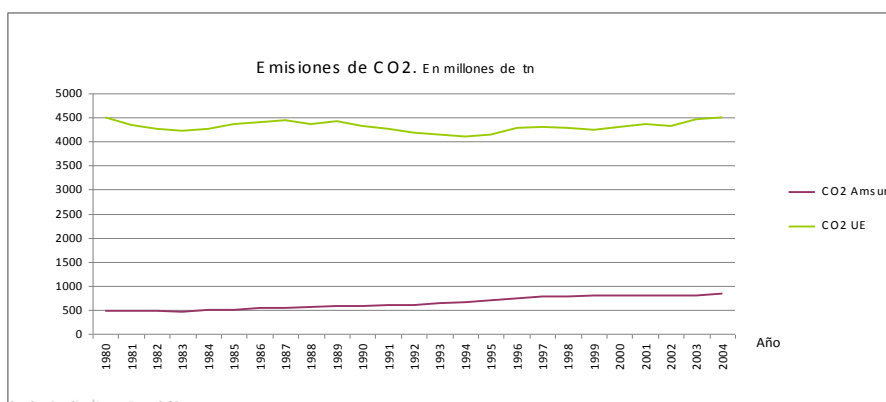
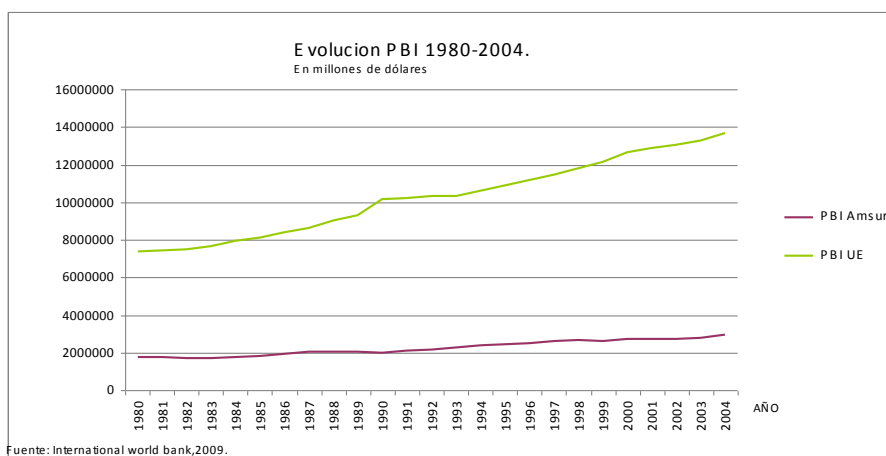
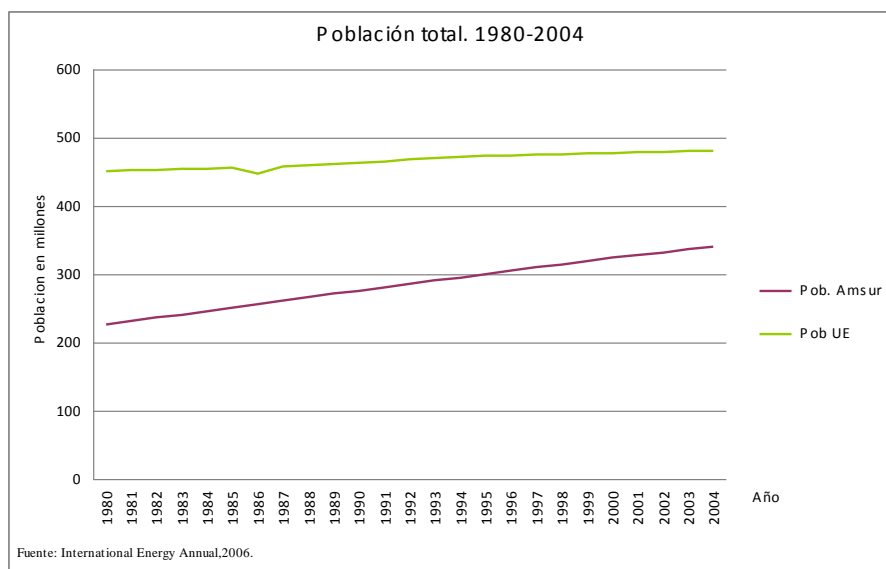
Las preocupaciones relacionadas con el cuidado del medio ambiente y con el aseguramiento del abastecimiento energético no están ausentes en la región. En la *Primera Reunión Extraordinaria del Foro de Ministros de Medio Ambiente de América Latina y el Caribe (Johannesburgo, 2002)* fue presentada y aprobada la *Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sustentable (ILACDS)* en la que los países de la región se propusieron como objetivo que las fuentes renovables de energía tuvieran hacia 2010 una participación del 10% en las matrices energéticas nacionales. En una nueva reunión en Brasilia en 2003, realizada a fin de crear una instancia de iniciativas y definir una posición regional común en la *Conferencia Mundial sobre Energías Renovables* de Bonn, se aprobó la *Plataforma de Brasilia*, en la que los países de comprometieron, entre otras cosas, a impulsar el cumplimiento de la meta del 10% de la ILACDS, a elaborar políticas públicas de largo plazo para el desarrollo de las fuentes de energía renovables, a adoptar marcos regulatorios e instituciones que incorporen instrumentos que internalicen los beneficios sociales y ambientales de las energías renovables. La *Declaración del Parlamento Latinoamericano (PARLATINO)* en ocasión de la *XVII Reunión de la Comisión de Energía y Medio Ambiente* de dicho organismo (Chile, 2004), impulsa el perfeccionamiento de los marcos jurídicos nacionales para incrementar el uso de las fuentes renovables de energía, la eficiencia energética y la cooperación con países de la Unión Europea en programas tendientes a lograr esos objetivos (CEPAL, 2004). Por otra parte, la mayor parte de los países de la región ha suscripto convenios internacionales comprometiéndose a implementar políticas de uso racional y eficiente de la energía. Parece importante hacer notar que los cambios de modalidad organizacional en los sistemas energéticos de la mayoría de los países de la región en la década del 90 determinaron que se pasara de una modalidad de control central a

¹¹⁴ Banco Mundial CDIAC / UNCD, Banco Mundial WDI / UNCD, OLADE, IEA.

una de mercado abierto, en la que el Estado no tiene el control directo sobre las decisiones de inversión y producción. Por lo tanto, en los casos en que por divergencias entre los intereses privados y sociales, por presencia de externalidades así como por existencia de recursos de propiedad común, se requiere de políticas activas de parte del Estado, este, más que de instrumentos de acción directa, dispone fundamentalmente de instrumentos inductivos o de fomento – impuestos y subsidios sobre los precios de la energía, campañas de difusión, concientización, educación y formación técnica- tendientes a influir sobre la racionalidad de los actores del mercado energético.

Según estadísticas correspondientes a 2004, los países de la Unión Europea que cobijan al 7.56 % de la población mundial y generan el 25.7 % del PBI mundial, son responsables del 17.3 % de las emisiones de CO₂.¹¹⁵ En este ámbito geográfico, entre 1980 y 2004 el promedio de emisiones anuales per cápita fue de 9.43 toneladas de CO₂. En esta región no se observan disparidades tan notorias como las encontradas entre los países de América del Sur, aunque resalta el caso de Luxemburgo, que más que duplica el valor promedio. En el mismo período, la participación de los hidrocarburos (petróleo, carbón, gas) en la matriz energética de los países de la región fue en promedio del 82.26 %, observándose casos como Suecia y España, donde apenas llega al 40% frente a otros como Chipre y Malta donde asciende al 100%.

¹¹⁵ Banco Mundial CDIAC / UNCD, Banco Mundial WDI / UNCD, OLADE, IEA.



La preocupación por el fomento de la utilización de FRE, a fin de contribuir a la lucha contra el cambio climático y asegurar el abastecimiento energético, tiene un carácter

preponderante en la Unión Europea. Los estados miembros de la misma constituyen, en conjunto, la principal potencia mundial en lo referente al desarrollo y aplicación de FRE. Los Tratados de Maastrich (1992) y de Amsterdam (1997) asignaron a la Unión Europea objetivos relacionados con el cuidado del medio ambiente frente al crecimiento económico, incluyendo el principio de desarrollo sustentable entre los objetivos comunitarios. Es así que desde fines de la década del 90 se trabaja en la región para alcanzar el objetivo de 12% de participación de las FRE en el total de la oferta energética. En la Conferencia Europea de Berlín (2004) se establece una meta del 20% para 2020. Para este último año se prevé también la reducción en un 20% de las emisiones de CO₂, (según consta en el plan energético obligatorio que se aprobó en Bruselas, en 2007), un aumento del 20% en la eficiencia energética y una cuota mínima de un 10% de biocombustibles en el consumo total de combustibles para el transporte. Actualmente, la región participa con más del 75% de la generación eólica mundial y también es líder en energía solar, térmica y fotovoltaica.

3. Revisión de la literatura especializada

El estudio sobre los factores determinantes en las emisiones de CO₂ a lo largo de los años ha sido una preocupación constante y ha motivado que numerosos expertos busquen una respuesta a esta problemática. Esto ha generado el surgimiento de numerosos trabajos que abordan teórica y empíricamente la cuestión (Dietz y Rosa, 1997; Duro Moreno y Padilla, 2005; Ezcurra, 2006; Zilio, 2007) así como otros que intentan elaborar predicciones sobre la evolución del nivel de emisiones a mediano y largo plazo (Ravallion et. al. 2000; Heil and Selden, 2001; Keller, Miltich y Robinson, 2007).

Dietz y Rosa (1997) desarrollan una versión reformada del modelo IPAT (Impact population affluence technology) presentado por Ehrlich y Holdren en 1972. En este modelo (IPAT) se caracterizaba al impacto ambiental como el resultado de tres factores: la población (P), la actividad económica (A) y la tecnología (T) y a partir de esto se obtenía una identidad matemática que le daba una ponderación relativa a cada variable según su poder de contaminación. A este modelo, Dietz y Rosa incorporan variables que tienen en cuenta cuestiones referentes a instituciones políticas, económicas, actitudes y creencias. De esta manera, mediante un análisis de corte transversal para

111 países, los autores agrupan todos los factores distintos a actividad económica y población en una única variable llamada “tecnología” y llegan a la conclusión de que tanto el tamaño de la población como el crecimiento económico son claros determinantes de las emisiones de CO₂, además concluyen que las medidas políticas con objetivos medioambientales en combinación con el cambio tecnológico han sido decisivas en aquellos casos en que las emisiones se han reducido.

En estudios posteriores como por ejemplo el realizado por Duro Moreno y Padilla Rosa (2005) se desarrolló una metodología para descomponer las desigualdades internacionales en las emisiones de CO₂ en factores multiplicativos de Kaya. Estos autores llegan a la conclusión de que las desigualdades internacionales en las emisiones de CO₂ per capita se explican principalmente por las desigualdades en el ingreso per capita entre países y la disminución en estas desigualdades ayuda a explicar básicamente la reducción de la desigualdad en las emisiones de CO₂. Siguiendo esta misma línea de trabajos, se puede encontrar también, el realizado por Cancelo Márquez y Díaz Vázquez en el cual se analizan las causas de la evolución de las emisiones de CO₂ en los países de la Unión Europea entre 1990 y 1995. En dicho trabajo, estas autoras llegan a la conclusión de que la Unión Europea es la única que ha reducido sus emisiones antropogénicas de CO₂ entre 1990 y 1995, en comparación con países como Estados Unidos y Japón. Esta reducción se ha basado principalmente en una disminución en el cociente entre consumo energético y PBI, lo que esta relacionado con la eficiencia en el uso de la energía.

Por otro lado, en lo referente a modelos de econométricos se pueden citar autores como Rabanal y García-Inés (2006) que analizan los determinantes de las emisiones de CO₂ en los países de la Unión Europea en la década del noventa. En este trabajo, además de las variables tradicionalmente empleadas como “población” y “crecimiento económico” se consideran aspectos relacionados con la eficiencia energética, la tecnología y la actuación del sector público. De esta manera, estos autores (utilizando una técnica de datos de panel) encuentran que todas las variables mencionadas, y en particular la intensidad energética, son elementos que deben incorporarse como variable estratégica en el diseño de cualquier política que tenga como objetivo la reducción de las emisiones de CO₂ y en base a esto, indagar sobre formas de energías alternativas para contribuir con el aumento de la eficiencia energética.

En esta misma línea de trabajos también se puede citar un estudio similar realizado para la región de América Latina (Zilio, 2007), en el cual se examinan las emisiones de CO₂ en 21 países latinoamericanos durante el periodo 1982-2004. El conjunto de variables utilizadas fueron las propuestas por el modelo IPAT, ciertos indicadores de eficiencia y consumo energético y dos indicadores institucionales como la adhesión a la Convención Marco de Las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y la del protocolo de Kyoto.

Por otro lado, es importante mencionar que la mayoría de esta clase de trabajos de investigación, tienen por objetivo contrastar la hipótesis de la conocida Curva Ambiental de Kuznets (CKA). La premisa de esta curva se basa en que la contaminación ambiental se encuentra relacionada con el crecimiento de la actividad económica, donde a mayores niveles de producción, habrá mayor crecimiento económico, el ingreso per capita aumentará, habrá mejoras en la calidad de vida y en la tecnología, pero esto a su vez traerá aparejado grandes niveles de contaminación, dado que al aumentar la actividad económica de un país, aumenta el uso del transporte, el funcionamiento de las fabricas, la producción y uso de productos químicos, el crecimiento de la población, etc., empeorando así el bienestar de las personas. Sin embargo, esto sucede hasta un cierto punto a partir del cual cada aumento en los niveles de producción (renta per capita) va a dar por resultado menores efectos contaminantes dado que habrá mejoras en la tecnología, utilización de energías “mas limpias”, concientización sobre la calidad ambiental, controles mas estrictos sobre emisiones de gases, fomento de la eficiencia energética, etc. En relación con esto, si esta hipótesis (CKA) fuera cierta, se concluye que pese a que el crecimiento económico aumenta la degradación ambiental en un primer momento, la mejor y probablemente única vía para mejorar las condiciones medioambientales a largo plazo es que los países alcancen una elevada renta per capita.

Por otro lado, en cuanto a contrastaciones empíricas sobre las emisiones de CO₂, diversos trabajos (Ravallion, et al, 2001; Neumayer 2004) han demostrado que la relación entre emisiones y renta era creciente comprobando que no verificaban la relación de U invertida de Kuznets. En esta misma línea de investigación también se encuentra el trabajo de Azomahoo, Laisney y Van (2005) donde examina la relación empírica entre emisiones de CO₂ per capita y producto per capita para el periodo (1960-1996) con una técnica de panel para 100 países. Estos autores también llegaron a la conclusión de que no se puede afirmar que haya una relación totalmente positiva y estable entre

las variables mencionadas en el párrafo anterior. Asimismo Roca J. et al.(2001) y Roca J. y Padilla Rosa (2005) analizan también la validez de la hipótesis de la CKA donde la misma se verifica para algunos contaminantes como el dióxido de azufre y el monóxido de carbono, aunque estos gases representan un mínimo porcentaje de las emisiones contaminantes.

En definitiva, a raíz de los resultados obtenidos en base a trabajos empíricos previos, existen dos posturas claramente opuestas con respecto a las conclusiones sobre la curva de Kuznets. Aquellos que consideran que el incremento del producto nacional se traducirá irremediablemente en una serie de efectos nocivos para el medio ambiente y consiguientemente rechazan la existencia de evidencia a favor de la curva de Kuznets (De Bruyn y Heintz, 2002) y, aquellos otros que sostienen la compatibilidad entre el crecimiento económico y el respeto al medio ambiente de modo que el deterioro medioambiental sería un fenómeno transitorio asociado con un particular estado de desarrollo (Holtz-Eakin y Selden, 1995). En relación con este debate Van der Berh y De Mooij (2002) concluyen que difícilmente se puede afirmar inequívocamente la compatibilidad entre estos dos objetivos y consideran que el gran debate surgido con respecto a la validez o no de la CKA ha creado cierta confusión, a partir de la cual difícilmente se pueda establecer en forma exacta que la hipótesis de la CKA se verifique en todo tiempo y lugar, por lo cual, esto hace que las conclusiones derivadas de la CKA en base a la relación entre el crecimiento económico y el medio ambiente aún sigan siendo inciertas sin llegar a resultados definitivos.

En base a los antecedentes mencionados, se planteó el trabajo *“Factores determinantes de los niveles de emisiones de CO₂ en países del Cono Sur de América Latina”* (Angelino, 2009) en el que se intentó profundizar el análisis tendiente a identificar los determinantes de las emisiones de CO₂ para la región del cono sur de América Latina, incluyendo entre los factores explicativos a la participación de los hidrocarburos en el total de la oferta energética, como forma de poder evaluar la incidencia de las diferencias en la composición de las matrices energéticas sobre las emisiones. En las secciones siguientes se presenta el modelo econométrico utilizado a la vez que se muestran los resultados comparándolos con los obtenidos en este trabajo, tras la aplicación de idéntico modelo a los países de la Unión Europea.

4. Estimación econométrica

4.1 Especificación del modelo

En función del tipo de variables a utilizar y de la observación de los diagramas de dispersión en los que se vinculó a cada una de las variables explicativas con la variable endógena, se decidió especificar el modelo de la siguiente manera:

$$\ln EMICap_{it} = \beta_0 GDPcapita_{it}^{\beta_1} INTENER_{it}^{\beta_2} URB_{it}^{\beta_3} HIDROCARB_{it}^{\beta_4}$$

donde

i: país¹¹⁶

t: año(1980-2004)

$LEMICap_{it}$ = logaritmo natural de las emisiones de dióxido de carbono per cápita del país i en el periodo t en miles de toneladas métricas (Fuente: Banco Mundial CDIAC / UNCD).

$GDPcap_{it}$ = Producto Bruto Interno per capita del país i en el periodo t en dólares corrientes internacionales (PPP) (Fuente: Banco Mundial, WDI / UNCD).

URB_{it} = tasa de urbanización del país i en el período t (en %) (Fuente: UNEP).

$INTENER_{it}$ = Intensidad energética del país i en el año t en barriles equivalente de petróleo (BEP) (Fuente: OLADE., IEA).

¹¹⁶ Los países incluidos en el análisis (en función de la disponibilidad de información para el período analizado) fueron para América del Sur: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Paraguay, Perú, Uruguay y Venezuela y para la Unión Europea: Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Chipre, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Grecia, Holanda, Hungría, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Malta, Portugal, Reino Unido de Gran Bretaña y Suecia. La base de datos correspondiente no pudo incluirse en el trabajo por razones de espacio pero puede obtenerse contactándose con los autores

$HIDROCARB_{it}$ = Participación de los hidrocarburos en la matriz energética (en %) del país i en el periodo t . (Fuente: OLADE, IEA).

Antes de pasar a analizar los resultados de las estimaciones realizadas parece pertinente presentar algunas estadísticas descriptivas referidas a las variables involucradas en el modelo.

Cuadro 4.1a. América del Sur. Estadísticas descriptivas

<i>Variable</i>	<i>Número de observaciones</i>	<i>Media</i>	<i>Desvío standart</i>	<i>Valor mínimo</i>	<i>Valor máximo</i>
<i>Emicap</i>	250	2.184	1.69	0.405	8.44
<i>Gdpcap</i>	250	5076	2487	1335	13302
<i>Urb</i>	250	72.6	14.05	42.1	93
<i>Intenerg</i>	250	2.26	0.92	0.89	4.33
<i>Hidrocarb</i>	250	65.09	24.23	0.89	95.63

Cuadro 4.1b. Unión Europea. Estadísticas descriptivas

<i>Variable</i>	<i>Número de observaciones</i>	<i>Media</i>	<i>Desvío standart</i>	<i>Valor mínimo</i>	<i>Valor máximo</i>
<i>Emicap</i>	464	9.429	4.75	2.14	32.16
<i>Gdpcap</i>	475	16433	10996	1064	74419
<i>Urb</i>	475	72.98	11.66	42.79	97.24
<i>Intenerg</i>	441	2.15	1.94	0.93	14.68
<i>Hidrocarb</i>	464	82.26	18.23	35.72	100

4.2 Resultados de las estimaciones

En función de que se trata de datos de panel y de que la muestra de países a considerar está constituida prácticamente por la totalidad de la población a la que se referirán los resultados se consideró que la especificación más adecuada era la correspondiente a un modelo de efectos fijos. En el cuadro siguiente se muestran los resultados obtenidos:

Cuadro 4.2 a. América del Sur. Resultados de la estimación mediante un modelo de efectos fijos

	<i>c</i>	<i>gdpcap</i>	<i>urb</i>	<i>intenerg</i>	<i>hidrocarb</i>
<i>coefic</i>	-0.6361	4.9e-05	0.0065	0.0486	0.0051
<i>s.d</i>	0.2614	9.0e-06	0.0031	0.0299	0.0016
<i>t</i>	-2.43	5.39	2.09	1.62	3.07
<i>pvalue</i>	0.016	0.000	0.038	0.106	0.002
<i>Test de Wald</i> (<i>Ho: todos los $\beta_i=0$</i>)		F(4, 236)= 21.83		Pvalue=0.000	
<i>Test de Wald</i> (<i>Ho: todos los α_i son iguales</i>)		F(9,236)= 49.84		Pvalue=0.000	

Cuadro 4.2 b. Unión Europea. Resultados de la estimación mediante un modelo de efectos fijos

	<i>c</i>	<i>gdpcap</i>	<i>urb</i>	<i>intenerg</i>	<i>hidrocarb</i>
<i>coefic</i>	-3.0711	6.19e-06	0.4426	0.1656	0.0198
<i>s.d</i>	0.3017	1.04e-06	0.0035	0.0224	0.0019
<i>t</i>	-10.18	5.93	12.08	7.37	10.32
<i>pvalue</i>	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
<i>Test de Wald</i> (<i>Ho: todos los $\beta_i=0$</i>)		F(4, 418)= 103.72		Pvalue=0.000	
<i>Test de Wald</i>					

<i>(Ho: todos los α_i son iguales</i>	F(18,418)= 110.26	Pvalue=0.000
---	-------------------	--------------

Los resultados que se presentan en el cuadro 4.2a permiten afirmar que con un 95% de confianza, en el caso de los países del cono sur de América Latina se contrastan las hipótesis referidas a la vinculación positiva entre las variables explicativas nivel de actividad, tasa de urbanización y participación de los hidrocarburos en la matriz energética y la variable endógena, es decir el nivel de emisiones de CO₂. Asimismo, la no significatividad estadística de los coeficientes que acompañan a la variable referida a la intensidad energética sería indicativa de que ese factor no afectaría a las emisiones de CO₂. El análisis de la matriz de correlaciones entre los regresores (cuadro 4.3) permitiría atribuir ese resultado a la existencia de problemas de multicolinealidad, el diagrama de dispersión que relaciona a esa variable con la endógena, y el coeficiente de correlación entre ambas (con un valor de apenas 0.04) adelantan en alguna medida, los magros resultados obtenidos para ese regresor. El test de Wald para decidir acerca de la pertinencia de efectos fijos permite rechazar la hipótesis de homogeneidad entre las unidades muestrales, lo que confirma la pertinencia del modelo de efectos fijos.

Cuadro 4.3 América del Sur. Matriz de correlación entre los regresores

<i>Variable</i>	<i>gdpcap</i>	<i>urb</i>	<i>intenerg</i>	<i>hidrocarb</i>
<i>Gdpcap</i>	1			
<i>Urb</i>	0.725	1		
<i>Intenerg</i>	-0.5978	-0.5315	1	
<i>Hidrocarb</i>	0.1937	0.4569	-0.1613	1

Los resultados que se presentan en el cuadro 4.2b permiten afirmar que, con más del 99 % de confianza, en el caso de los países de la Unión Europea se contrastan las hipótesis referidas a la vinculación positiva entre las variables explicativas nivel de actividad, tasa de urbanización,

intensidad energética y participación de los hidrocarburos en la matriz energética y el nivel de emisiones de CO₂¹¹⁷.

A pesar de que como se afirmara anteriormente se considera que el modelo de efectos aleatorios no constituye una especificación adecuada, se probó de todos modos su estimación con los resultados que se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro 4.4a : América del Sur. Resultados de la estimación mediante un modelo de efectos aleatorios

	<i>c</i>	<i>gdpcap</i>	<i>urb</i>	<i>intenerg</i>	<i>hidrocarb</i>
<i>coefic</i>	-1.2010	5.0e-05	0.0105	0.0849	0.0080
<i>s.d</i>	0.2562	9.0e-06	0.0030	0.0302	0.0015
<i>z</i>	-4.69	5.26	3.48	2.81	5.15
<i>pvalue</i>	0.000	0.000	0.001	0.005	0.000
<i>Test de Wald</i> (<i>H</i> ₀ : todos los $\beta_i=0$)		$\chi^2= 126.65$		Pvalue=0.000	

<i>Test de Breusch y Pagan</i>	$\chi^2= 507.21$	Pvalue= 0.0000
<i>Test de Hausman</i>	$\chi^2= 9.92$	Pvalue= 0.0417

Cuadro 4.4b : Unión Europea. Resultados de la estimación mediante un modelo de efectos aleatorios

	<i>c</i>	<i>gdpcap</i>	<i>urb</i>	<i>intenerg</i>	<i>hidrocarb</i>
<i>coefic</i>	-1.8644	6.19e-06	0.0323	0.0708	0.0166
<i>s.d</i>	0.2691	1.04e-06	0.0029	0.0161	0.0016

¹¹⁷ A fin de considerar la posible existencia de problemas de heteroscedasticidad y/o autocorrelación se probó para ambos conjuntos de países la estimación mediante métodos robustos, con resultados prácticamente idénticos a los aquí presentados.

<i>z</i>	-6.93	5.97	10.90	4.38	9.78
<i>pvalue</i>	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
<i>Test de Wald</i> (<i>Ho: todos los $\beta_i=0$</i>)	$\chi^2= 308.75$			Pvalue=0.000	

<i>Test de Breusch y Pagan</i>	$\chi^2= 1733.27$	Pvalue= 0.0000
<i>Test de Hausman</i>	$\chi^2= 112.21$	Pvalue= 0.0000

En las regresiones efectuadas para ambas regiones, el LM test de Breusch-Pagan indica, con un nivel de confianza de más del 99 %, la existencia de heterogeneidades entre las unidades muestrales y por lo tanto la conveniencia de aplicar efectos aleatorios. Por otra parte, el test de Hausman (que intenta discernir entre el modelo de efectos aleatorios y el de efectos fijos) permite rechazar, con más del 99 % de confianza, la hipótesis de que las diferencias entre los coeficientes de ambos modelos no son sistemáticas, por lo que confirma la pertinencia del modelo de efectos fijos, ya que la estimación mediante efectos aleatorios arrojaría estimadores inconsistentes.

Podría también pensarse que los resultados de las estimaciones presentados en los cuadros 4.2 están afectados por sesgo de simultaneidad dado que dos de las variables explicativas, la tasa de urbanización y el nivel de actividad, están expresados, al igual que la endógena, en términos per cápita. Para corroborar dicha sospecha se realizó la estimación utilizando el método de Mínimos Cuadrados Variables Instrumentales, utilizando como instrumento a las referidas variables rezagadas un período. Los resultados se muestran en los cuadros 4.5. La similitud entre estos valores y los reflejados en los cuadros 4.2 permiten inferir acerca de la robustez de los resultados obtenidos, ante cambios en la técnica de estimación.

Cuadro 4.5 a América del Sur. Resultados de la estimación aplicando variables instrumentales

	<i>c</i>	<i>gdpcap</i>	<i>urb</i>	<i>intenerg</i>	<i>hidrocarb</i>
--	----------	---------------	------------	-----------------	------------------

<i>coefic</i>	-0.7075	5.0e-05	0.0076	0.0559	0.0042
<i>s.d</i>	0.2769	9.0e-06	0.0034	0.0307	0.0017
<i>z</i>	-2.56	5.26	2.25	1.82	2.48
<i>pvalue</i>	0.011	0.000	0.025	0.069	0.013
<i>Test de Wald</i> <i>(Ho: todos los $\beta_i=0$)</i>	$\chi^2= 3241.87$			Pvalue=0.000	
<i>Test de Wald</i> <i>(Ho: todos los α_i son iguales)</i>	F(9,236)= 48.86			Pvalue=0.000	

Cuadro 4.5 b Unión Europea. Resultados de la estimación aplicando variables instrumentales

	<i>c</i>	<i>gdpcap</i>	<i>urb</i>	<i>intenerg</i>	<i>hidrocarb</i>
<i>coefic</i>	-3.071	6.19e-06	0.0426	0.1656	0.0198
<i>s.d</i>	0.3017	1.04e-06	0.0035	0.0224	0.0019
<i>z</i>	-10.18	5.93	12.08	7.37	10.32
<i>pvalue</i>	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
<i>Test de Wald</i> <i>(Ho: todos los $\beta_i=0$)</i>	$\chi^2= 133957.59$			Pvalue=0.000	
<i>Test de Wald</i> <i>(Ho: todos los α_i son iguales)</i>	F(18,428)= 110.26			Pvalue=0.000	

Finalmente, una cuestión que merece ser tomada en cuenta es la posible existencia, entre las observaciones, de algún dato influyente, que en el caso de América del Sur está constituido por uno de los países, concretamente, Venezuela. El alto nivel de emisiones per cápita de este país (que constituye el máximo dentro de su región) hace que se diferencie del resto de los países. Las regresiones con efectos fijos realizadas para América del Sur en las que se eliminaron las

observaciones correspondientes a Venezuela, muestran comportamientos muy similares a las que se observan en el cuadro 4.2a en lo que se refiere a las variables nivel de actividad, tasa de urbanización y participación de los hidrocarburos en la matriz energética. Sin embargo, en relación a la variable intensidad energética es de hacer notar que se observan cambios en la magnitud de su coeficiente y sobre todo en su significación (se hace estadísticamente significativa al 6%).

4.3 Evaluación de los resultados

Al haber especificado el modelo como del tipo log-lin, los coeficientes de las variables explicativas se interpretan como el cambio relativo en la variable endógena ante cambios absolutos en las variables explicativas. Si se multiplica el cambio relativo en la endógena por cien, se obtiene el cambio porcentual o tasa de crecimiento de esta, ocasionada por cambios absolutos en las explicativas, lo que se conoce en la literatura como la *semielasticidad*¹¹⁸. En el caso que nos ocupa, y teniendo en cuenta las magnitudes en que están medidas las variables, podemos decir que en el caso de América del Sur, un incremento de 100 dólares en el PBI per cápita anual produciría un incremento del 0.5% en el total de emisiones de CO₂, mientras que una reducción de un punto porcentual en la participación de los hidrocarburos en la matriz energética reduciría las emisiones en una cuantía semejante. Estos resultados resultan sumamente interesantes en función de los objetivos del trabajo, ya que ponen en evidencia la importancia de estimular la progresiva utilización de fuentes renovables de energía a fin de reducir la participación de los hidrocarburos en el abastecimiento energético, como forma de contrarrestar los efectos ambientales de incrementos en la producción y el consumo. En el caso de la Unión Europea estas magnitudes son más contundentes, ya que un punto porcentual de disminución de la participación de los hidrocarburos en la matriz energética de esos países reduciría las emisiones en casi un 2%. En este grupo de países, la incidencia de las variaciones del nivel de actividad sobre el volumen de emisiones parece menor, mientras que la de la intensidad energética es de considerable magnitud. Estos resultados son sumamente interesantes a la hora de avalar las políticas de uso de FRE y de uso racional de la energía que se vienen implementando en la Unión Europea.

¹¹⁸ Gujarati, D. (2005) *Econometría*, McGraw Hill, 4ta edición, p. 173.

Consideraciones Finales

Como se explicitara en la sección introductoria el objetivo de la presente investigación se centró en analizar la robustez de los resultados obtenidos en un trabajo econométrico anterior, referidos a los factores determinantes de las emisiones de CO₂, en virtud de las importantes implicancias de los mismos en términos de justificación de políticas energéticas tendientes a intensificar la utilización de FRE.

En el trabajo inicial, en la selección de las variables a incluir en el modelo se siguieron los lineamientos de la mayoría de los trabajos detectados en la literatura específica, que adjudican relevancia al nivel de actividad económica, a la concentración de la población en centros urbanos y a la intensidad energética del producto, incorporándose además un factor que no había sido tomado en cuenta en dichos trabajos, como es la composición de la matriz energética. Teniendo en cuenta las diferencias, en términos de emisiones, que existen entre las fuentes renovables y los combustibles fósiles, se incorporó una variable que reflejara la participación de estos últimos en el abastecimiento energético. Los resultados obtenidos originalmente mostraron consistencia teórica y avalaron las hipótesis referidas al nivel de actividad, al grado de urbanización y a la composición de la matriz energética. No permitieron sin embargo contrastar la hipótesis de que la mayor participación de industrias energointensivas en la estructura productiva de los países de América del Sur, que lleva a un incremento en la intensidad energética en los mismos, sea uno de los principales determinantes de la evolución de las emisiones de CO₂. Los resultados de la presente investigación permitieron corroborar la robustez de los anteriores, a la vez que evidenciaron que en el caso de los países de la Unión Europea, la intensidad energética se muestra como un factor determinante de esas emisiones.

Si bien con marcadas diferencias originadas fundamentalmente en la diversidad de niveles de desarrollo, la preocupación por el fomento e implementación de políticas energéticas tendientes a abastecer las necesidades generadas por los crecientes niveles de producción y consumo minimizando los efectos ambientales está presente en ambos grupos de países. Sin embargo, esas

políticas basadas en la progresiva introducción de FRE y en el mejoramiento de la eficiencia energética enfrentan barreras no solo técnicas, económicas y financieras sino también socioculturales. El poder corroborar empíricamente la magnitud de su incidencia sobre un importante indicador de la calidad ambiental como lo es el nivel de emisiones de CO₂ puede contribuir a justificar los esfuerzos requeridos para llevar adelante tales políticas.

Referencias

- AZOMAHOU, T., LAISNEY, F. y VAN, P. N. (2006) "Economic development and CO₂ emissions: A nonparametric panel approach" *Journal of Public Economics*, Vol. 90, (6-7): 1347-1363.
- CANCELO MÁRQUEZ Y DÍAZ VÁZQUEZ "Emisiones de CO₂ y Crecimiento Económico en Países de la UE", *Universidad de Santiago de Compostela*, 2002.
- CEPAL-GTZ (2004). "Fuentes renovables de energía en América Latina y El Caribe. Situación y propuestas de políticas".**
- DE BRUYN, S.M. Y HEINTZ, R.J. (2002). "The environmental Kuznets curve hypothesis", en *Van der Bergh, j. (ed.): Handbook of Environmental and Resource Economics. Edward Elgar. Cheltenham., pp. 656-677.*
- DIETZ, T. Y ROSA, E. A. (1997). "Effects of population and affluence on CO₂ emissions", *Proceedings of the national Academy of Sciences USA 94 (1): 175-179.***
- DURO MORENO, J. A. Y PADILLA ROSA, E. (2005). "Análisis de los factores determinantes de las desigualdades internacionales en la emisiones de CO₂ per capita aplicando el enfoque distributivo: una metodología de descomposición por factores de Kaya", *PT 25/05, Instituto de Estudios Fiscales. Barcelona, España.***
- EHRlich, P. y HOLDREN, J (1972). A bulletin dialogue on the 'closing circle' critique: one-dimensional ecology" *Bulletin of the Atomic Scientists 28, 5: 16-27.***
- EZCURRA, R. (2006). "Is there cross-country convergence in carbon dioxide emissions?" *Energy Policy, 35 (2): 1363-1372.***
- GUJARATI, D. (2005). "Econometría", Cuarta edición, McGraw Hill
- HEIL, M., Y SELDEN, T. M. (2001). "Carbon emissions and economic development: future trajectories based on historical experience", *Environment and Development Economics 6: 63-83. Cambridge University Press.***
- HOLTZ-EAKIN, D. Y SELDEN, T.M. (1995). "Stoking the fires? CO₂ emissions and economic growth", *Journal of Public economics 57, pp. 85-101.*

- KELLER, L. I. MILTICH, A, ROBINSON, and R. S. J. TOL: How overconfident are current projections of carbon dioxide emissions? *Energy Journal*, in review (2007).
- PAZ AEDO M., LARRAIN S., (2004). "Seminario Latinoamericano sobre energías renovables".**
- PEARCE, D. (ed.) (1991). *Blueprint 2. Greening the World Economy*, Earthscan Publications Limited, London.
- RABANAL, N. Y JORGE GARCÍA-INÉS, M. (2006). "Factores determinantes de las emisiones de CO2: Evidencia empírica en la UE", II Conferencia de la Asociación Hispano-Portuguesa de Economía de los Recursos Naturales y Ambiente (AERNA), Lisboa, Portugal.**
- RAVALLION, M.; HEIL, M., Y JALAN, J. (2000). "Carbon emissions and Income Inequality" Oxford Economic Papers 2000, 52: 651-669. Oxford University Press.**
- ROCA JUSMET, J. y PADILLA ROSA, E. (2005) "Emisiones atmosféricas y crecimiento económico en España: la curva de Kuznets ambiental y el Protocolo de Kyoto", PT, Instituto de Estudios Fiscales, Barcelona, España. pages 162-178, March**
 ----- et al (2001). Economic growth and atmospheric pollution in Spain: discussing the environmental Kuznets curve hypothesis. *Ecological Economics* vol 39.
- STERN, DAVID I. & COMMON, MICHAEL S., 2001. "Is There an Environmental Kuznets Curve for Sulfur?" *Journal of Environmental Economics and Management, Elsevier, vol. 41(2)*,
- VAN DER BERGH, J.C.J.M. Y DE MOOIJ, R.A. (2002). "An assessment of growth debate" en *Van der Bergh, j. (ed.): Handbook of Environmental and Resource Economics. Edward Elgar. Cheltenham. pp. 643-655.*
- YONG, T., LEBRE, E., GAJ, H., SHUKLA, P. Y ZHOU, D. (2000). "Structural changes in developing countries and their implications for energy-related CO₂ emissions", *Technological Forecasting and Social Change* 63, pp.111-136.
- ZILIO, M. (2007). "Emisiones de dióxido de Carbono en America latina: Un aporte de estudio al cambio climático", Actas de las Terceras Jornadas de Economía Ecológica, ASAUEE, Univ. Nacional de Tucumán.**

EVALUACIÓN DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN, DIVERSIDAD ENERGÉTICA Y EMISIONES DE CO₂ DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE.

Juan D. Molina

Pontificia Universidad Católica de Chile,+56 2 3545898, jvmolina@uc.cl

Víctor J. Martínez

Pontificia Universidad Católica de Chile, +56 2 3545898, vlmartin@uc.cl

Hugh Rudnick

Pontificia Universidad Católica de Chile,+56 2 3544289, hrudnick@ing.puc.cl

Abstract

El crecimiento de la demanda de energía ha traído consigo un mayor consumo de fuentes de energía. A su vez, la alta incertidumbre respecto al suministro de fuentes de energía y la demanda de estas en el sector energético hace necesario realizar procesos de planeación energética que permitan identificar y evaluar la dinámica de estos. Consideramos cuatro escenarios de suministro de fuentes factibles en el contexto Chileno. Para evaluarlos, analizamos herramientas de modelación y se proponen variables de diversidad energética y emisiones de CO₂ y establecimos su comportamiento histórico y futuro.

En este sentido, lo que se busca es evaluar posibles escenarios sobre la oferta y la demanda de energía y qué consideraciones ya sean tecnológicas o de recursos, deberían existir para encontrar un balance en la matriz de generación. Básicamente, los objetivos principales se centran en: disminuir la incertidumbre en términos de la disponibilidad de los recursos energéticos y sus fuentes primarias, incrementar la eficiencia en el sistema de energía y considerar aspectos técnico-económicos que impacten aspectos sociales, políticos y medioambientales. Los tópicos considerados para la planeación y evaluación de escenarios, han sido las herramientas de modelación de fuentes de generación energía, su diversidad tecnológica, combustibles y el impacto sobre las emisiones de CO₂.

Este artículo muestra mediante un análisis de escenarios de generación de energía diferentes políticas de expansión tecnológica de la matriz chilena. Los resultados muestran que en general, el SIC presenta poca diversidad energética y un incremento en las emisiones de CO₂. El escenario de eficiencia energética muestra un mejor comportamiento respecto a las variables consideradas. Se confirma la importancia de mejorar y/o incorporar mecanismos que disminuyan la dependencia de combustibles fósiles y la maximización de los recursos renovables en Chile.

Introducción.

La planificación energética se ha convertido en un tema esencial para evaluar la sustentabilidad de los países, respecto a la seguridad de suministro energético y diversidad en la matriz de generación de energía. Por lo que es indispensable garantizar la existencia de fuentes primarias que permitan el desarrollo de estas. El abastecimiento de energía es una materia compleja con una gran diversidad de variables de carácter político, económico y ambiental. El propósito de los modelos que buscan planear el suministro energético se centra en el análisis de la evolución de la demanda y el suministro de la energía, ya sea a nivel global o en un sector de la economía, como el de la energía eléctrica. Junto a éstos, la diversificación de las fuentes de energía es una pieza clave para establecer altos niveles de seguridad energética, la que es posible analizar a partir de indicadores de diversidad económica que incluyen variables tales como, precio, cantidad y tecnología[1].

La energía eléctrica es un producto con características únicas: no puede ser almacenada con fines de operación en un mercado de energía; debe ser transportada a través de sistemas coordinados de transmisión (red eléctrica y/o rutas de abastecimiento de combustibles) las que se enfrentan a problemas de congestión y restricciones en los procesos competitivos y se requiere un balance entre oferta y demanda. Más aun, el sector eléctrico, por su estructura, es una industria intensiva en recursos de capital, que presenta características oligopólicas; donde en forma reiterada pueden presentarse prácticas de poder de mercado y conflictos de intereses entre los diferentes agentes del sector. Éstas características se reflejan en el mercado, en un producto cuyo costo marginal de producción fluctúa rápidamente. Lo que se traduce en que el precio de corto plazo de la electricidad sea extremadamente volátil, incluso en relación a otros recursos energéticos, como petróleo, carbón gas. Es por ello, que en la actualidad los procesos de planeación que evalúen escenarios de generación de energía y permitan establecer la matriz óptima de generación y los lineamientos de la prospectiva energética de largo plazo, se han hecho materia obligada al interior de los entes gubernamentales encargados de la política energética y el marco regulatorio del sector.

Este artículo presenta una evaluación de escenarios de generación del Sistema Interconectado Central -SIC- de Chile. Se comparan cuatro (4) escenarios posibles de la matriz eléctrica y sus implicancias en las variables de suministro, demanda, diversidad y emisiones CO₂ de los escenarios propuestos. En la sección II se describen los aspectos relevantes para la planificación energética, principalmente las herramientas de modelación energética, los métodos de diversidad energética y las consideraciones para establecer el impacto de las emisiones de CO₂ del SIC. En la sección III se describe el Sistema Interconectado Central -SIC-, se realiza una evaluación histórica de la matriz

energética, costo marginal, diversidad energética y emisiones de CO₂. En la sección IV se describe la política energética de Chile y se evalúan los escenarios propuestos respecto a la evolución de la matriz energética. Básicamente, se considera el plan de expansión del sistema y los lineamientos de la política energética respecto a las Energías Renovables No Convencionales -ERNC-, Gas Natural Licuado -GNL-, Eficiencia Energética -EE- y la opción Nuclear. Finalmente, se presentan las conclusiones en la Sección V.

Planificación Energética

La planeación energética busca evaluar posibles escenarios sobre la oferta y la demanda de energía y qué consideraciones tecnológicas o de recursos deberían existir para encontrar un balance entre estas. Con ello se busca básicamente i) disminuir la incertidumbre en términos de la disponibilidad de los recursos energéticos y sus fuentes primarias, ii) incrementar la eficiencia de la red, teniendo en cuenta el efecto de las variables técnico-económicas, sociales, políticas y medioambientales. Los tópicos considerados para la planeación y evaluación de escenarios, han sido las herramientas de modelación de fuentes de generación energética, su diversidad tecnológica, combustibles y el impacto sobre las emisiones de CO₂.

Modelación Energética.

La literatura respecto a los modelos de prospectiva energética es poco diversa, y más si se trata de realizar análisis comparativos entre diversas herramientas y su aplicación en países en vía de desarrollo [2, 3]. Autores como Jebaraj y Iniyar[4] describen diferentes tipos de modelos aplicados a la energía, tales como, modelos de planificación energética, modelos de suministro-demanda y modelos de pronósticos. En general, estos modelos se consideran como modelos de planificación centralizada y los modelos de planificación descentralizada se asocian a una región geográfica en particular zonas rurales o de bajos recursos económicos [5]. Las técnicas de modelación utilizadas en la toma de decisión de modelos de política energética han sido la modelación multi-agente, los sistemas dinámicos, las redes bayesianas, técnicas de optimización, modelos de equilibrio general, modelos macro-económicos [6] y métodos de análisis de decisión multicriterio [7].

En el contexto de herramientas de modelación, se han identificado más de 12 aplicaciones de software [3]. Estas aplicaciones se clasifican por tipo de metodología y análisis del sector energético, ya sea considerando modelos de simulación y/o algoritmos de optimización. Si bien se realiza una comparación de herramientas con el enfoque de aplicación en países en vía de desarrollo, el trabajo realizado presenta aportes importantes para obtener el estado de avance de la modelación de la energía como herramienta para la planificación. En la Tabla 1 se caracterizan Herramientas Computacionales (HC) por tipo de variables técnico-económicas [3]: uso de combustibles fósiles (a) y decisiones de inversión (b). Por

tipo de metodología: simulación (c), optimización (d), equilibrio económico (e), y por tipo de modelación: “*Top-Down*” modelo macroeconómico (f), “*Bottom-Up*” modelo tecnológico (g) [8]o híbridos (h)[3]. Se describe que los modelos de simulación son del tipo “*Bottom-Up*” o híbridos, por ser de fácil implementación y asumir un mercado perfecto para un comportamiento del consumidor no óptimo. Aunque, para obtener resultados satisfactorios se requiere una gran cantidad de datos. Los algoritmos de optimización establecen las decisiones de inversión por tipo de fuente de energía y asumen un mercado perfecto mediante el comportamiento óptimo del consumidor.

El modelo de equilibrio económico asume que en general la economía se encuentra en equilibrio, es decir, la inherencia de variables exógenas es poco significativa en el modelo económico. Ahora, respecto al tipo de análisis de las variables los modelos *Top-down* utilizan datos agregados para realizar las predicciones y no representan de manera explícita las tecnologías. Utilizan variables macroeconómicas como por ejemplo el Producto Interno Bruto -PIB-. Por otro lado, los modelos *Bottom-up* utilizan datos desagregados, tales como, la descripción detallada de las tecnologías y sus costos, lo que permite una mejor evaluación a ese nivel [3].

Tabla 1. Comparación Variables Técnico-económicas.

HC	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)
					AIM	X	X	X
					ASF		X	X
					IMAGE	X	X	X
					LEAP	X	X	X
					MARIA		X	X
					MARKAL	X	X	X
					MESSAGE	X	X	X
					MiniCAM	(X)		X
					Powerplan		X	X
					RETScreen	X	(X)	X
					SGM	X		X
					WEM	X	(X)	X
					<u>PERSEUS</u>	<u>X</u>	<u>X</u>	<u>X</u>

Adicionalmente, es de gran relevancia determinar las variables de entrada y supuestos utilizados en los modelos de planificación, dado que de estos depende la viabilidad de políticas energéticas y la disminución de fuentes de error en la modelación. Los errores más frecuentes en la modelación han sido, la desestimación de los recursos energéticos a nivel mundial y la función de los precios en el mercado [9]. A su vez, en los análisis de largo plazo del pronóstico de energía, se han identificado cuatro posible fuentes de error para estos modelos: uso inapropiado de las técnicas, barreras tecnológicas para el

desarrollo de tecnologías, consideraciones socio-políticas y consideraciones económicas, siendo esta última la de mayor peso [10]. Como puede observarse se han desarrollado diversas herramientas para la planificación energética y el uso de estas ha permitido definir planes de expansión que brinde una solución energética integral y sostenible en el tiempo, que conviva adecuadamente con las necesidades económicas y medioambientales de la sociedad. En este artículo se utilizará la herramienta LEAP, por presentar facilidades en la adquisición de la licencia y la accesibilidad para la modelación de los escenarios propuestos.

Diversidad Energética.

La diversificación de las fuentes de energía es una pieza clave para establecer altos niveles de seguridad y en definitiva se ha constituido como uno de los pilares con los que se puede establecer el grado de seguridad energética. La diversidad es ampliamente vista en la economía como una "reserva de recursos", que limita la incertidumbre y trasciende en aspectos de innovación, competencia y crecimiento económico.

Los elementos característicos de la diversidad se centran en la variedad, balance y disparidad. Éstos buscan evaluar la diversidad energética de las tecnologías de generación de energía[2]. En la literatura se encuentran diversos indicadores que en general presentan dos alternativas[11]; la primera con base en evaluaciones cualitativas, donde el eje central es la ponderación o utilización de listas de chequeo que permiten establecer una relación entre el suministro y la demanda[12]. La segunda, mediante indicadores cuantitativos que permiten establecer el grado o evolución del sistema energético en variables principales, tales como diversidad tecnológica [13, 14], autarquía energética [15], concentración de mercado[16], robustez técnica-económica [17] y geopolítica [18]. Para evaluar la diversidad energética del SIC, se utilizaron los indicadores de diversidad tecnológica [14] y de riesgo geopolítico de la Agencia Internacional de Energía IEA-[18].

El indicador de diversidad tecnológica I_n se basa en cuatro (4) escenarios de evaluación: la diversificación de las fuentes de energía en el suministro de energía ($n=1$), la diversificación de las importaciones con respecto a las fuentes de energía importadas ($n=2$), la estabilidad política a largo plazo de las regiones de origen de la importación ($n=3$) y la relación reserva/producción de los recursos energético de las regiones de origen de importación ($n=4$).

En la ecuación (1) se describen las variables para el cálculo del indicador I_n .

$$I = -c \cdot p \cdot \ln p \text{ con } n = 1,2,3,4^{(1)}$$

con,

$$C = \left(1 - \frac{1 - r_i}{1 - m_i} \cdot \left(1 - \frac{S_i^{m,n}}{S_i^{m,Max}} \right) \right); m_i = 0 \forall i < 2$$

∇

$$r_i, l_i = \min \left(\frac{R_i}{R_{50}}, h_i \cdot \frac{1}{M_{ij}} \cdot \ln \left(\frac{1}{r_{ik}} \right); r_0 \right); h_i = 0 \forall i < 1$$

Donde, i es el índice de fuentes de energía primaria (1...M fuentes); j es el índice de países extranjeros (1 ... $N_{países}$); p_i es la porción de la fuente de energía primaria i del suministro total de energía primaria; m_i es la proporción de las importaciones netas del suministro de energía primaria de la fuente i ; $S_i^{m,n}$ es el índice de Shannon de los flujos de importación de recursos i del país m ; $S_i^{m,n,Max}$ es el valor máximo del índice de Shannon (por ejemplo para 16 países el valor sería de 2.77); M_{ij} es la proporción de las importaciones de recursos energéticos i de la región j del total de las importaciones de origen i ; h_j es la medida de la estabilidad política del país j (0.0, muy inestable a 1.0, muy estable); r_{ik} es el índice de agotamiento de los recursos de la región i que se encuentran en el país importador k ; r_{ij} es el índice de agotamiento del recurso de importación i de la región j y $(R/P)_{ij}$ es la relación de reserva probada/producción del recurso i del país j .

Adicionalmente, el indicador de seguridad geopolítica -GES- de la IEA busca determinar la exposición de un país con respecto a la concentración del mercado de fuentes primarias de energía. En la ecuación (2) se describen las variables para el cálculo del indicador GES.

$$GES = \frac{1}{C_i} \cdot h_i \cdot S_{ji} \cdot e^{A_{BC}} \cdot TPESC \quad (2)$$

Donde, i es la fuente de energía, S_{ji} es la proporción del suministrador j de la fuente i del total de países j exportadores del mercado de fuentes accesibles (0-100%); h_j es el índice de riesgo político (0.0, alto riesgo a 1.0, bajo riesgo); P_i es la proporción de la disponibilidad de suministro de la fuente i del mercado, considerado como la liquidez del mercado de suministro de fuentes de energía que se obtiene de la relación entre suministro disponible y el consumo necesario del país (se expresa en % respecto al consumo y un valor pequeño de este significaría que el mercado no dispone de la fuente i requerida para demanda del país j); C_i es el consumo total de la fuente i del país y $TPES$ es el suministro total de las fuentes de energía primaria.

Emisiones de CO₂ del Sector Energético

En los últimos 20 años el efecto de los gases de efecto invernadero, especialmente las emisiones de CO₂, ha tomado gran relevancia en el sector eléctrico [19]. Principalmente, se han considerado dos mecanismos para mitigar este fenómeno sobre las tecnologías. El primero mediante el desarrollo de las energías renovables y el segundo mediante la innovación de tecnologías que permitan la reducción de emisiones de las tecnologías de

combustibles fósiles [20]. A su vez, estos dos mecanismos se han considerado en las herramientas de simulación y optimización descritos en la Tabla 1 para evaluar escenarios de generación de energía [21]. Generalmente, estos escenarios se realizan para el sector eléctrico de un país y se basan en el análisis de las tecnologías consideradas en la política energética de este. En la literatura, se encuentran diversos análisis del impacto de las Emisiones de CO₂ del sector eléctrico, siendo lo más representativos los de las grandes potencias mundiales, como por ejemplo, Estados Unidos [19], China [22, 23], India [24], Japón [25], Alemania [26] y el Reino Unido [27]. Se destaca que los principales factores que impactan la magnitud de las emisiones son el crecimiento económico y la matriz de generación de energía [28]. Para determinar el factor de emisión EF_i [tCO₂/MWh] de las tecnologías i que utilicen combustibles fósiles de energía, se considerará la ecuación (3) [29].

$$EF = \frac{EFGH\eta}{\dots} \cdot 3.6 \quad (3)$$

Donde, $EF_{CO_2,i}$ es el factor de emisión del combustible de la fuente (tecnología) i en tCO₂/GJ[30] y η_i es la eficiencia de la tecnología i en p.u. Para los escenarios de tecnologías renovables y de captura y almacenamiento de CO₂ se consideraron los factores descritos en [31, 32]. Para la simulación de escenarios futuros se consideraran los factores utilizados en la herramienta LEAP (www.energycommunity.org).

Evaluación Histórica del SIC

El mercado eléctrico en Chile está compuesto principalmente por cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y usuario final (regulado y clientes libres). En general, las empresas del sector eléctrico en Chile son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el estado sólo ejerce funciones de regulación y planeación indicativa en la generación y transmisión. El sistema eléctrico de Chile se compone de cuatro sistemas eléctricos independientes entre sí. El Sistema SIC, que cubre las localidades entre Taltal y Chiloé con un 71.4% de la capacidad instalada de Chilea 2008¹¹⁹; El Sistema Interconectado del Norte Grande -SING-, que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 27.4%; el Sistema de Aysén que cubre el consumo de la Región XI con un 0.8% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que cubre la Región XII con un 0.4% de la capacidad instalada. El análisis de

¹¹⁹

http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/06_Estadisticas/Documentos/capacidad_instalada_de_generacion.xls ² <https://www.cdec-sic.cl/>

escenarios se centrará en el SIC y a continuación se describirá el comportamiento histórico de este a partir del año 2000.

Matriz Energética y Costo marginal.

Para establecer la evolución del SIC, se tomaron los informes de operación del Centro de Despacho Económico de Carga -CDEC-SIC² y con base en datos mensuales de generación por tipo de tecnología y Costo Marginal -Cmg- del sistema se establecieron los valores anuales. Analizando el comportamiento de estos a partir del año 2000, vemos que el SIC ha presentado una tasa promedio de crecimiento del 5.16% (sin considerar el año 2008, el cual presentó una tasa negativa del 0.4%). Es así, como el SIC pasó de generar 29,577 GWh en el año 2000 a 41,874 GWh en el 2008. Junto con el crecimiento en la generación, se evidenció un incremento del costo marginal, pasando de \$17.4 en el 2000 a \$ 206 US/MWh promedio anual de 2008. Este comportamiento, se explica en gran medida con la crisis del gas y la necesidad de desplazarlo por Diesel, que en el 2008 su participación en la generación era cercana al 30%, lo que y con ello los costos marginales superaron la barrera de los 200 USD/MWh en el SIC (Figura 1).

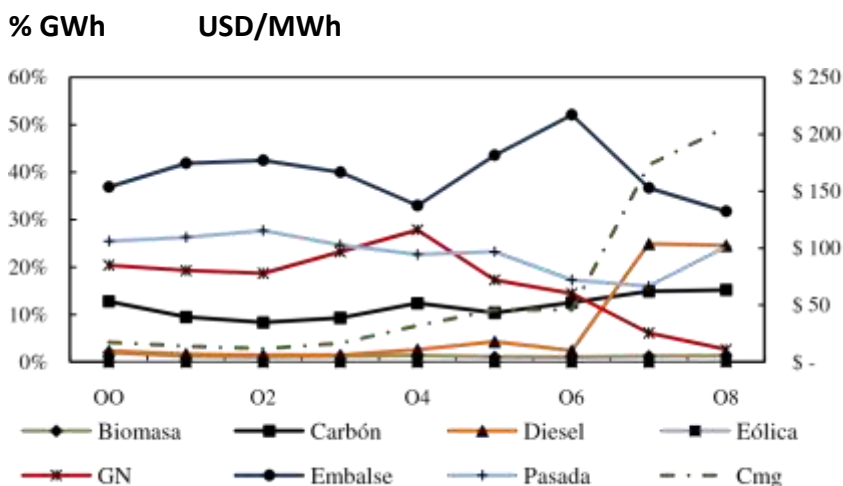


Figura 1. Evolución del Despacho de Energía y Costo Marginal del SIC.

Diversidad Energética.

Para el cálculo de los índices se tomó la información disponible en la sección Estadísticas de la Comisión Nacional de Energía -CNE- (balances de energéticos y energía)¹²⁰. El índice de estabilidad política h_j se asumió como el *Political Instability Index* elaborado por la EIU¹²¹, expresado de 0.0 a 1.0 y en el orden descrito en las ecuaciones (1) y (2). La relación de reserva probada/producción $(R/P)_{ij}$ se tomó de las estadísticas de la BP¹²². Se utilizaron los 6 tipos de energéticos descritos en la Figura 1, con lo que se obtuvo una diversidad máxima I_{Max} de 1.79. Se muestran que el SIC presenta poca diversidad en recursos

¹²⁰ <http://www.cne.cl>

¹²¹ <http://viewswire.eiu.com/>

¹²² <http://www.bp.com/>

energéticos y que esta solo ha aumentado en tiempo de crisis. Básicamente, por la falta de Gas y los años secos, que hacen necesaria la inclusión de energéticos y con sus respectivos sobrecostos (Figura 2). Los resultados se describen en por unidad respecto a I_{Max} y las unidades del indicador GES según la ecuación (3).

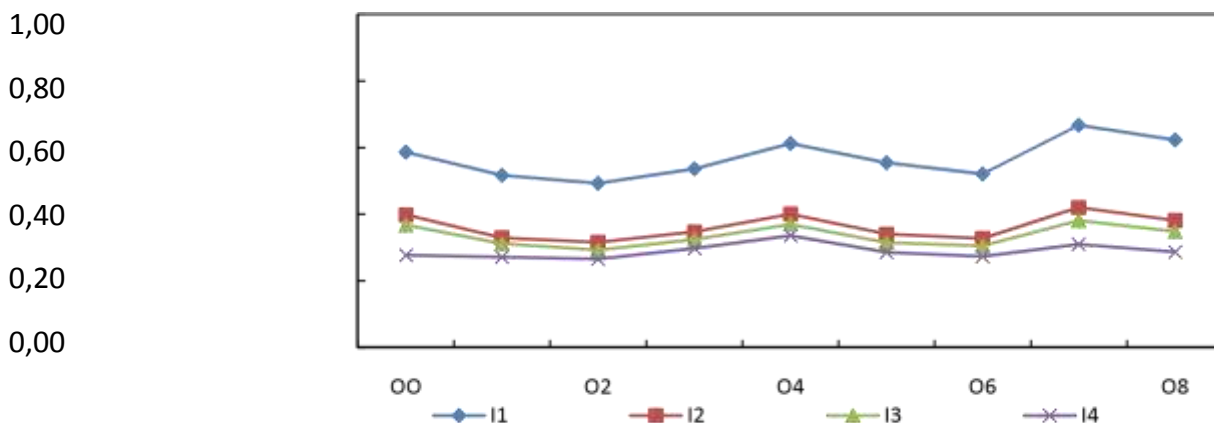


Figura 2. Evolución Histórica del Indicador de Diversidad Tecnológica y de Seguridad Geopolítica.

Emisiones
CO₂.

Para el cálculo de las emisiones se consideró el despacho mensual histórico del SIC descrito en la Figura 1 y los factores de emisión considerados en el Anexo. Se estableció que el crecimiento de las emisiones ha sido de 2 veces respecto al año 2000 (Figura 3).

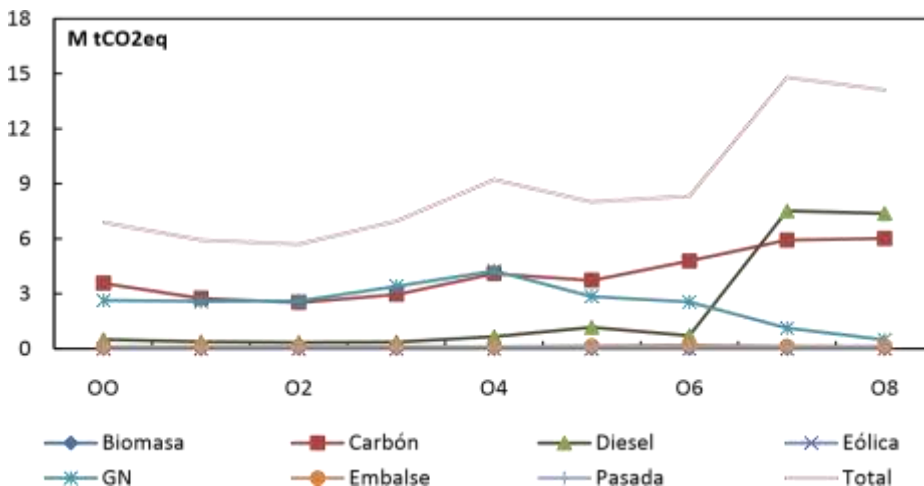


Figura 3. Evolución Histórica de Emisiones CO₂ del SIC.

Escenarios de Generación

Una vez establecida la evolución histórica del SIC y tomando en consideración los debates al interior del país sobre tecnologías de expansión de la matriz especialmente,

hidroelectricidad, ERNC, GNL y Nuclear; se definieron cuatro (4) escenarios de generación que tienen como punto de partida la política energética de Chile a diciembre de 2008, para definir una matriz de generación de energía Base. A continuación, se identifican los lineamientos más importantes de la política energética y se comparan los escenarios propuestos, en cuanto a sus variables de costo total del sistema, despacho de energía, diversidad energética y emisiones CO₂.

Política Energética y Escenarios.

La política energética definida en Chile se basa en el análisis de opciones estratégicas como la diversificación de fuentes y proveedores, la minimización de impactos ambientales, el fortalecimiento de programas de eficiencia energética y el desarrollo tecnológico, en particular tecnologías referentes a energías alternativas [33]. La política energética implementada en Chile se enmarca en una política de desarrollo económico y social que concibe a la libre iniciativa e inversión privada como un eje central.

La política busca la eficiencia en la asignación de recursos a través del fomento a la libre competencia, el fortalecimiento institucional (creación del Ministerio de Energía), el mejoramiento de la capacidad de gestión, el fortalecimiento de relaciones internacionales, la promoción y fomento de la eficiencia energética, la optimización de la matriz energética (inversiones competitivas), la creación de mecanismos para el incremento de las energías renovables no convencionales (ERNC), el desarrollo de estudios de viabilidad de la Energía Nuclear como una opción para la diversificación de la matriz energética y el fortalecimiento de la integración energética. De esta manera, la política pretende contribuir de manera significativa a la eficiencia (económica y ambiental), a través de una disponibilidad de energía a menor costo para cada país/región, como en la seguridad de suministro para aprovechar complementariedad en la oferta y demanda.

Esta política energética plantea un cambio en la matriz energética, en particular en el sector eléctrico, en donde la eficiencia energética será un actor importante, representando cerca del 20% de los requerimientos adicionales de energía para el período 2008-2020, las ERNC representarán del orden de 20% del incremento en la oferta y el carbón aumentará su participación considerando sus ventajas económicas y diversidad de orígenes y proveedores respecto a otros combustibles, aunque por debajo del promedio mundial proyectado (30%) [33].

Para la creación de los escenarios es importante establecer el escenario Base (E1). Este plan se desarrolla bajo 2 grandes supuestos: el primero asume como dado el desarrollo del plan de obras presentado en *PNudo09* el cual parte del actual plan de expansión del SIC [34]. El segundo supuesto es el cumplimiento de la Ley de ERNC, la cual exige que las ventas de electricidad al año 2024 sea un 10% del total de la generación. Este escenario presenta como base de expansión la tecnología a carbón, así como una importante penetración de generación de ERNC buscando satisfacer la restricción de ventas. Este escenario base no incorpora inversiones en tecnología solar y fotovoltaica. Para el año

2008, la capacidad instalada del Sistema SIC fue de 9,385.7 MW y su nivel de generación de energía eléctrica de 41,874 GWh. También son considerados los proyectos que se encuentran en el Sistema de Evaluación e Impacto Ambiental -SEIA-¹²³, estos permiten identificar el portafolio de proyectos aceptados o en proceso de evaluación, que equivalen aproximadamente a 9,500 MW y 7,500 MW, respectivamente.

Considerando el escenario Base E1 y los aspectos de la política energética, se definieron 3 escenarios adicionales. El escenario E2 hereda los parámetros del escenario base e incorpora la opción de expansión Nuclear. Se asume para este escenario que se dan todos los aspectos regulatorios, sociales y ambientales para su entrada en operación a partir del año 2022. El escenario E3 parte también del escenario base pero incorpora una política de una mayor diversificación de la matriz a partir de ERNC incentivando el desarrollo del potencial Solar y Fotovoltaico así como un incremento de los proyectos en Base a Biomasa y CHP, buscando una participación en la ventas superior al 30%. El escenario E4 incorpora el desarrollo de programas de eficiencia energética que logran una reducción de la demanda cercana al 1% con respecto a la prevista por la CNE en [34]. Este escenario se ha definido como un “*Mix*” en el que se busca una mayor diversidad energética, una menor dependencia de fuentes de energía primaria y se plantea bajo un esquema con y sin opción nuclear los cuales son E4 y E4x respectivamente.

Finalmente, los modelos fueron simulados usando la herramienta computacional LEAP y se les exigió un margen de reserva del 35%. Con base en la generación horaria del año 2008, se implementó la curva de duración del modelo SIC. Los valores de costos de operación y mantenimiento, combustibles y disponibilidades máximas por central se encuentran en el Anexo.

Tabla 2. Planes de Expansión por tecnología a 2030 [MW].

Tecnología	BASE	E1	E2	E3	E4	E4X
Pasada	1,516	5,578	5,563	5,503	5,503	5,503
Embalse	3,394	3,533	3,503	3,393	3,393	3,393
Carbón	838	2,958	2,928	2,818	2,818	2,818
Diesel	948	2,633	2,603	2,483	2,483	2,483
Gas Natural	2,547	3,003	2,973	2,853	2,853	2,853
Biomasa + CHP	124	310	280	1,060	400	590
Eólica	19	4,412	3,662	2,462	1,122	1,522
GNL	-	3,003	2,973	2,853	2,853	2,853
Geotérmica	-	3,003	2,973	2,853	2,853	2,853
C solar	-	-	-	180	48	86
Fotovoltaica	-	-	-	180	48	86

¹²³ <http://www.e-seia.cl/>

Nuclear	-	-	1,600	-	1,600	-
Total	9,385	28,436	29,061	26,641	25,977	25,043

Despacho de Energía

El escenario E1 establece una política asociada a la expansión con base a Carbón, se utiliza el criterio de participación del 10% de las energías renovables al año 2024. Para este caso, se hace énfasis en el desarrollo de proyectos con tecnologías maduras como es el caso de las centrales eólicas. Adicionalmente, se permite la expansión a GNL con unidades de 350 MW y centrales de pasada con estanque. Desde el punto de vista de la inversión no se tienen en cuenta los costos de expansión de la línea de transmisión. El escenario E2 incluye la instalación de una central Nuclear en el 2022 de 800 MW y en el 2028 la puesta en operación del segundo módulo de 800 MW. En primera instancia se realiza una validación del modelo a través de la comparación con el despacho propuesto por la herramienta computacional OSE2000 [34] y se muestra la matriz energética entregado por LEAP para cada uno de los cinco escenarios simulados por tipo de tecnología, Embalse -E-, Pasada -P-, Carbón -C-, GNL -G-, ERNC -R-, Diesel -D- y Nuclear -N-. (Véase Tabla 3), en ella se observan resultados comparativamente razonables que permiten validar la herramienta para el desarrollo de análisis posteriores.

Tabla 3. Validación de la herramienta a partir del despacho por tecnología: LEAP Vs OSE 2000. [%].

		E	P	C	G	R	D	N
2009	OSE-2000	40.2	22.7	14.8	3.8	1.1	17.4	-
	E1	40.1	21.5	14.5	4.0	1.2	18.5	-
2018	OSE-2000	26.2	30.0	28.0	8.4	5.3	2.1	-
	E1	22.0	33.1	30.2	8.6	4.0	2.1	-
	E2	22.0	33.1	30.2	8.6	4.0	2.1	-
	E3	26.2	34.2	22.0	8.8	6.7	2.2	-
	E4	20.8	37.4	24.0	8.4	7.2	2.1	-
	E4x	20.8	37.4	24.0	8.4	7.2	2.1	-

Al final del horizonte en todos los escenarios se observa una reducción del uso del carbón en la matriz energética. El caso E1 tiene una penetración cercana al 17.8% mientras que los escenarios E3 y E4 incorporan cerca de 14.8 GWh en el año 2030. Estos corresponden al 11% de la generación en el escenario E3 y al 14% en los escenarios E4 y E4x. Lo anterior, obedece a que desde el caso E1 existen esquemas de promoción del uso de energías renovables no convencionales -ERNC-. En el escenario E2 se observa un desplazamiento del carbón, una reducción de las inversiones en tecnologías de altos costos como la Geotérmica y de baja disponibilidad como la eólica. A su vez, no se consideran inversiones en tecnologías, tales como Concentradores Solares y Fotovoltaica. El escenario E3, es uno de los de mayor diversidad. Las energías renovables alcanzan una participación del 33.8% de las ventas de electricidad al año 2030.

Sin embargo, esta alta participación de energía renovable trae consigo un incremento significativo en el costo total del escenario E3. Esto se debe fundamentalmente al componente de inversión asociado, siendo este significativamente mayor al presentado por los otros escenarios. De hecho, ante un escenario que plantee políticas de eficiencia energética, como es el caso de E4 y E4x, las diferencias son aproximadamente de 3 Billones de dólares al final del horizonte de análisis (véase Figura 4). El Escenario E4 y E4x consideran un aporte significativo de la eficiencia energética. El escenario E4 desplaza inversiones en ERNC (6.1% en el 2024). Sin embargo, hacia el final del horizonte se observa que las ventas de energía a partir de ERNC llegan a un 15.2% así como un despacho de energía de un 11.3% por parte de la central nuclear. Lo anterior lleva a una significativa reducción en el uso de los embalses llevándolos a un 15.1%. Sin embargo, se mantiene un dominio hidráulico sobre el sistema con un 48.5% del despacho al final del horizonte. Por otra parte, el escenario de eficiencia alternativo E4x, no incorpora centrales nucleares, en vez de ello realiza mayores inversiones en centrales hidráulicas de pasada en el periodo 2019-2021 y posteriormente en tecnologías renovables, especialmente en tecnologías geotérmicas y eólicas. También, se invierte en biomasas, cogeneración y centrales solares y fotovoltaicas. Una ventaja que presenta estos escenarios, es su mayor grado de diversidad en términos de tecnologías, así como el desarrollo de un respaldo a la variabilidad de tecnologías renovables como es el caso eólico. A lo anterior, se le suma una disminución de la demanda producto de políticas de eficiencia energética.

Costos de los escenarios

El costo total de cada escenario es una de las variables macro más representativas a la hora de tomar decisiones de inversión, por lo que Desde el punto de vista económico, se comparó dicho costo en cada uno de los escenarios. Los Costos totales incluyen el costo de inversión y de operación anualizado de cada escenario (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). El escenario de mayor costo es el escenario E3. Esto debido a los mayores costos de inversión que presentan las energías renovables durante la primera década, lo que lleva necesariamente a invertir en tecnologías adicionales de respaldo para satisfacer la demanda máxima del sistema y cumplir con el margen de reserva exigido al sistema. Se observa que el escenario E1 y E2 presentan costos similares. Para los escenarios E4 y E4x se consideró un costo por los programas de eficiencia energética. Aunque, algunas de las medidas de eficiencia energética tendrían un costo total cero en referencia al escenario base, estas no representarían el total de energía a ahorrar. Los escenarios descritos consideran un ahorro total aproximado de 200,000 GWh para el horizonte de estudio y la estimación de los costos asociados a estos ahorros han sido una tarea compleja, especialmente en Latinoamérica donde existen pocos estudios que se relacionen con las medidas de eficiencia energética. Se busca entonces conocer los valores óptimos de inversión en programas de eficiencia energética que conlleven a una reducción aproximada del 12% para que de esta manera se pueda realizar una

comparación económica con los demás escenarios (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

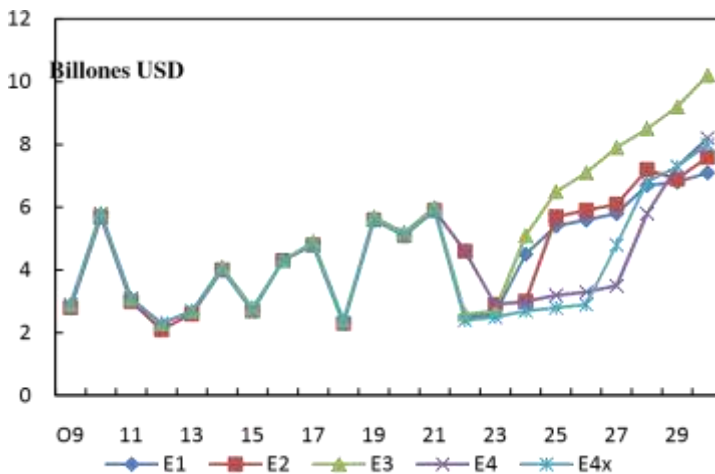
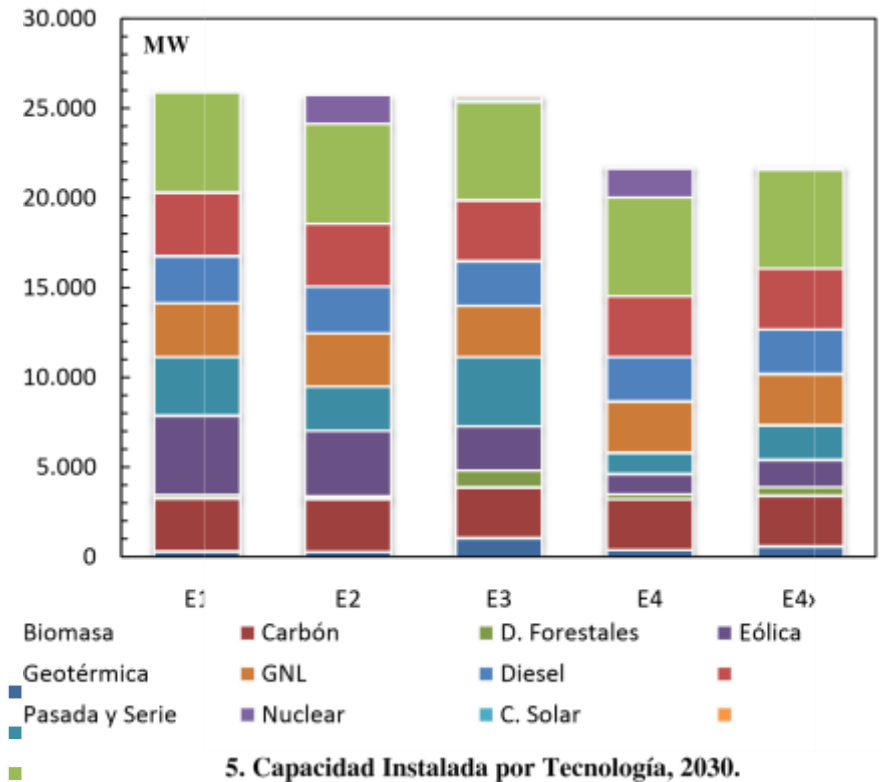


Figura 4. Costototal por Escenarios.

Para la valorización se consideró el potencial de eficiencia energética en iluminación, refrigeración, electrodomésticos, climatización y motores, tanto del sector residencial como del comercial e industrial de Chile. El aporte porcentual de cada medida se realizó en función del ahorro promedio de energía de los escenarios Conservador y Dinámico [35] y los costos descritos en el estudio de Mckinsey & Company [36]. El costo total estimado para la incorporación de programas

de eficiencia energética equivalentes a un ahorro del 12% de la demanda es de aproximadamente 2,000 MMUSD. La desagregación de este valor se consideró en las simulaciones del LEAP.



Capacidad Instalada.

En términos de capacidad instalada, se observa que los escenarios presentan capacidades instaladas similares (véase Figura 5). Esto obedece a que desde el escenario E1 se busca cumplir una política de participación de las energías renovables y el uso de tecnologías renovables más eficientes como es el caso de las tecnologías geotérmicas. El escenario E3 es el presenta una mayor diversificación en las inversiones, considera tecnologías como Concentradores solares y Fotovoltaicos, aunque, aumentando sus costos en forma significativa. Hay que destacar que desde el punto de la simulación, un escenario factible considera una menor instalación de recursos con bajo factor de planta. Por ejemplo, el escenario E3 disminuye la inversión en tecnología Eólica (bajo facto de planta) y aumenta la inversión en centrales geotérmicas (alto factor de planta). Esto conlleva a que los escenarios sean muy similares en términos de capacidad instalada total, pero, varié su distribución en términos de tecnologías de expansión. Esto permite que hacia el 2030 la matriz energética del SIC en términos de capacidad instalada sea cercana al 32%, siendo el *mix* de energías renovables el de mayor impacto en la matriz.

Se observa que el escenario base E1 se debe instalar un importante componente de centrales eólicas para satisfacer la restricción de ventas de ERNC lo que impacta fuertemente en la capacidad instalada necesaria para el sistema; dicha capacidad puede ser reducida a través de una inversión diversificada y la incorporación de programas de

eficiencia energética. Sin embargo es importante hacer un *Trade-off* entre eficiencia e inversión dado el costo asociado al desarrollo de estos programas.

Diversidad Energética.

La diversidad energética permite evidenciar el grado de dependencia o concentración tecnológica de los escenarios propuestos. A su vez, es importante evaluar criterios de suficiencia que permitan establecer si el escenario satisface la demanda máxima de potencias. En este caso se exigió un margen de suficiencia de un 35% adicional de la demanda máxima. Desde el punto de vista de la capacidad, el escenario más diverso es aquel que incorpora el mayor número de tecnologías a la matriz. Este es el caso del escenario E4, el cual considera las 12 tecnologías propuestas en el modelo. Muy cerca de este, está el escenario E3, este realiza una mayor inversión en tecnologías de recursos solares. Lo cual,

conlleva a una disminución de la dependencia de combustibles fósiles, la estocasticidad del agua y el viento. El escenario E1 presenta un menor grado de diversidad, invierte en tecnologías de bajo costo y cumple con el nivel mínimo de políticas regulatorias, tales como un 10% de las ventas de energía por ERNC al 2024. Desde el punto de vista de la generación de energía y considerando la complejidad e incertidumbre respecto a porcentajes efectivos de importación de combustibles por país, la estabilidad política de este y la relación reserva/producción de la fuente de energía para el horizonte de estudio 2010-2030, solo se implementó el indicador I_1 (Figura 6).

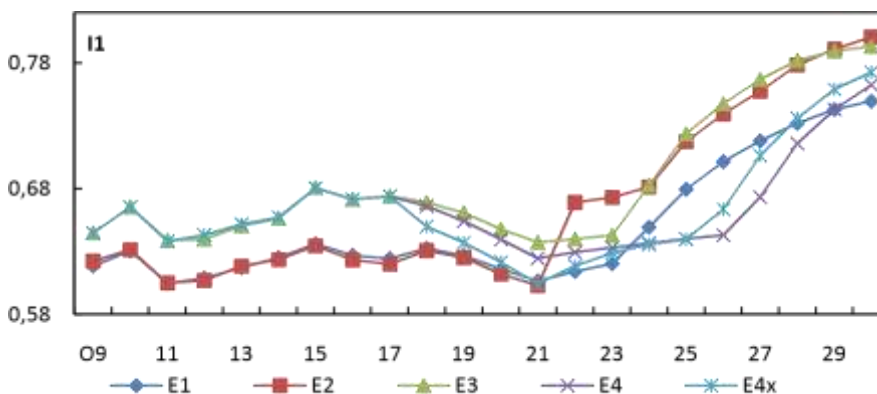


Figura 6. Diversidad Energética I_1 .

Históricamente, el SIC ha presentado una diversidad energética promedio de 0.57 (Figura 2). Se observa que para todos los escenarios propuestos la diversidad se incrementa en promedio a 0.79. Esto refleja que independiente del tipo de política energética, la diversidad es una variable relevante dentro los procesos de planeación de largo plazo. Se observa que los escenarios más diversos son aquellos que más le aportan energía firme al sistema. Si bien, el escenario E3 cuenta con tecnologías de comportamiento estocástico, este presenta valores representativos de diversidad. Esto se debe al respaldo de tecnologías como la geotérmica que le brinda un mayor grado de seguridad, así como la energía nuclear al escenario E4. El escenario E1 incorpora un mayor riesgo debido a la

dependencia de combustibles. Sin embargo, se observa que todos los escenarios presentan valores cercanos al final del horizonte del estudio. Esto se debe porque todos los escenarios pretenden reducir de forma significativa la dependencia de combustibles fósiles y una mayor explotación del potencial ERNC existente en Chile.

Emisiones CO₂.

Para establecer la evolución de las emisiones CO₂ de los escenarios propuestos, se consideraron los factores utilizados en la herramienta LEAP. Estos se basan en los factores propuestos por el IPCC TIER1 de los países participantes del Anexo 1 del protocolo de Kioto. Para todos los escenarios se estableció la cantidad de toneladas equivalentes de carbono por año (Figura 7).

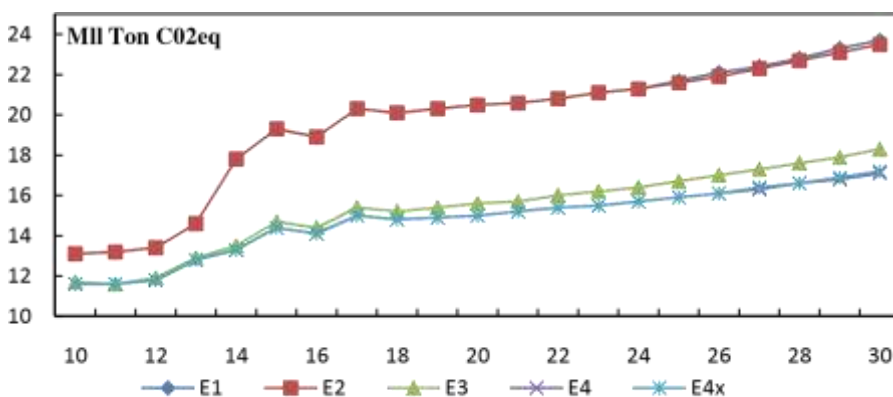


Figura 7. Emisiones CO₂ por Escenario.

Los escenarios que incorporan medidas de eficiencia energética presentan un menor grado de emisiones, tanto en el caso que incluye la energía nuclear como sin este tipo de tecnología. Para el año 2030, los escenarios E4 y E4x presentan aproximadamente 17.1 Millones de tCO₂eq. Dentro de los escenarios que no incorporan medidas de eficiencia energética, el escenario E3 es el que presenta un menor impacto. Para este escenario se llega a 18.3 tCO₂eq y para el caso E1 y E2 se obtienen valores cercanos a 23 tCO₂eq. Se observa como la eficiencia energética juega un rol fundamental en la matriz de energía, no solo a nivel de emisiones si no en cambios que pueda ocasionar sobre el sector de la economía y la seguridad energética de un país. Se resalta que, tal como están definidos los escenarios, para los escenarios E1 y E2 se presentaría un aumento promedio del 63% de emisiones respecto a los valores de emisiones del 2008. De igual manera, para el escenario E3 se presentaría un incremento del 30% y para los casos E4 y E4x, en promedio un 20% de las emisiones. Siendo este punto a profundizar y más si se consideran las limitaciones que puedan existir en un futuro respecto a las emisiones totales de un país.

Conclusiones

Se ha presentado un análisis de escenarios de generación de energía diferentes políticas de expansión tecnológica de la matriz chilena, lo anterior mediante el uso de la herramienta computacional LEAP, que entre otros, permite evaluar de forma eficiente cada uno de los escenarios y su interacción con variables como la capacidad instalada y el costo total del sistema.

Los escenarios descritos son técnica y económicamente factibles. Su ejecución dependerá del nivel de inversión al que estén dispuestos a incurrir los inversionistas y de los estímulos que desarrolle el estado para obtener una matriz diversa y con valores representativos de eficiencia energética, especialmente ahora que Chile es miembro de la OECD.

Por su parte, el desarrollo de la energía nuclear en Chile trae consigo importantes desafíos. La viabilidad desde el punto técnico económico de un escenario nuclear es clara. Sin embargo, la aparición de esta se encuentra sujeta a procesos de sensibilización de la sociedad, así como, la creación de los entes reguladores que garanticen la adecuada operación y mantenimiento, al igual que estudios que establezcan el impacto del ciclo de vida del combustible, lo que implica a lo menos una espera de 13 a 15 años para la incorporación de la primera central de esta naturaleza en el SIC.

La diversificación y la incorporación de programas de eficiencia energética permiten una disminución del costo de operación del sistema. Sin embargo, los costos de inversión presentan un incremento representativo, por lo que se hace necesario desarrollar mecanismos que permitan una mayor inserción de tecnologías costosas, pero, amigables con el medio ambiente y con la seguridad en el suministro de combustible. Finalmente, un tema a profundizar, es determinar la capacidad de transmisión para los diferentes escenarios propuestos y las consideraciones técnicas por tipo de tecnología de generación de energía

Agradecimientos

Al Programa de Becas MECESUP (2) y al Programa de Becas de Doctorado Nacional de CONICYT quienes auspician a los dos primeros autores respectivamente.

Anexo

A continuación, se identifican las tecnologías consideradas en este artículo, al igual que los factores promedio utilizados para la comparación de escenarios: costo de inversión (US/kW), costos variables combustibles (US/MWh) CVC-, costo variable no combustible (US/MWh) -CVNC-, disponibilidad (p.u) -Disp.-, emisiones CO₂ (tCO₂eq/MWh) y eficiencia tecnológica (%) -η-.

Tecnología	Inversión	CVC	CVNC	Disp	Emis.	η
CHP	2,510.0	70.8	3.0	0.95		0.03 0.82
Carbón CP	1,764.0		47.2	2.7	0.85	0.95 0.43
Carbón FCB	2,000.0		47.2	2.7	0.85	0.95 0.38
Diesel	500.0	119.8	9.1	0.85		0.72 0.41
Eólica	1,707.0	0.0	7.0	0.30	0.01	0.98
GNL- CA	1700.0	109.7	2.0	0.90		0.42 0.40
GNL- CC	568.0	109.7	1.8	0.90		0.44 0.60
Biomasa	2,252.5		70.8	0.00	0.95	0.04 0.37
Geotérmica	3,550.0		0.0	2.0	0.80	0.01 0.99
Embalse	2,000.0		0.0	0.85		0.01 0.95
Pasada	2,500.0		0.0	0.74	Nuclear 2,261.0	5.3 8.8 0.85
C. Solar	7,750.0		0.0	44.5	0.15	0.01 0.96
Fotovoltaica	5,500.0		0.0	44.5	0.24	0.10 0.12

Referencias

A. Stirling, "Multicriteria diversity analysis A novel heuristic framework for appraising energy portfolios " *Energy Policy*, p. 13, 2009.

R. Pandey, "Energy policy modelling: agenda for developing countries," *Energy Policy*, vol. 30, pp. 97-106, Jan 2002.

- F. Urban, R. M. J. Benders, and H. C. Moll, "Modelling energy systems for developing countries," *Energy Policy*, vol. 35, pp. 34733482, Jun 2007.
- S. Jebaraj and S. Iniyar, "A review of energy models," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, pp. 281-311, Aug 2006.
- R. B. Hiremath, S. Shikha, and N. H. Ravindranath, "Decentralized energy planning; modeling and application - a review," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, pp. 729-752, Jun 2007.
- P. M. Boulanger and T. Brechet, "Models for policy-making in sustainable development: The state of the art and perspectives for research," *Ecological Economics*, vol. 55, pp. 337-350, Nov 15 2005.
- E. Loken, "Use of multicriteria decision analysis methods for energy planning problems," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, pp. 1584-1595, Sep 2007.
- J. Beck, R. Kempener, B. Cohen, and J. Petrie, "A complex systems approach to planning, optimization and decision making for energy networks," *Energy Policy*, vol. 36, pp. 2795-2805, Aug 2008.
- R. Bezdek and R. Wendling, "A Half Century of Long-Range Energy Forecasts: Errors Made, Lessons Learned, and Implications for Forecasting," *Journal of Fusion Energy*, vol. 21, p. 18, December 2002.
- V. P. Utgikar and J. P. Scott, "Energy forecasting: Predictions, reality and analysis of causes of error," *Energy Policy*, vol. 34, pp. 30873092, Nov 2006.
- B. Kruyt, D. P. van Vuuren, H. J. M. de Vries, and H. Groenenberg, "Indicators for energy security," *Energy Policy*, vol. 37, pp. 21662181, 2009.
- M. J. J. S. Scheepers, A.J.; Jong, J.J. de; Maters, J.M., "EU Standards for Energy Security of Supply - Updates on the Crisis Capability Index and the Supply/Demand Index Quantification for EU-27," Energy research Centre of the Netherlands, Netherlands2007.
- A. Stirling, "On the economics and analysis of diversity," in *SPRU Electronic working papers series*. vol. Paper no.: Science Policy Research Unit, 1999.
- J. C. Jansen, W. G. van Arkel, and M. G. Boots, "Designing indicators of long-term energy supply security," in *ECN-C--04-007: Energy research Centre of the Netherlands*, 2004, p. 35.
- CEPAL, "Guía para la Formulación de Políticas Energéticas," Comisión Económica para América Latina y del Caribe, UN.2003.
- CEPAL, "Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur," Comisión Económica para América Latina y del Caribe2004.

- DNETN, "Robustez del Sistema Eléctrico Nacional: Aporte Metodológico y Ejercicio de Aplicación," Ministerio de Industria, Energía y Minería, Uruguay 2007.
- W. Blyth and N. Lefevre, "Energy Security and Climate Change Policy Interactions, an assesment framework," International Energy Agency, Energy Efficiency and Environment Division, Paris, 2004.
- J. I. Arar and D. Southgate, "Evaluating CO2 reduction strategies in the US," *Ecological Modelling*, vol. 220, pp. 582-588, Feb 2009.
- P. Jean-Baptiste and R. Ducroux, "Energy policy and climate change," *Energy Policy*, vol. 31, pp. 155-166, Jan 2003.
- I. S. Wing, "The synthesis of bottom-up and top-down approaches to climate policy modeling: Electric power technologies and the cost of limiting US CO2 emissions," *Energy Policy*, vol. 34, pp. 3847-3869, Dec 2006.
- F. Urban, R. M. J. Benders, and H. C. Moll, "Renewable and low-carbon energies as mitigation options of climate change for China," 2009, pp. 169-188.
- W. J. Cai, C. Wang, K. Wang, Y. Zhang, and J. Chen, "Scenario analysis on CO2 emissions reduction potential in China's electricity sector," *Energy Policy*, vol. 35, pp. 6445-6456, Dec 2007.
- C. Kroeze, J. Vlasblom, J. Gupta, C. Boudri, and K. Blok, "The power sector in China and India: greenhouse gas emissions reduction potential and scenarios for 1990-2020," *Energy Policy*, vol. 32, pp. 55-76, 2004.
- K. Tokimatsu, T. Kosugi, T. Asami, E. Williams, and Y. Kaya, "Evaluation of lifecycle CO2 emissions from the Japanese electric power sector in the 21st century under various nuclear scenarios," *Energy Policy*, vol. 34, pp. 833-852, May 2006.
- M. Blesl, A. Das, U. Fahl, and U. Remme, "Role of energy efficiency standards in reducing CO2 emissions in Germany: An assessment with TIMES," *Energy Policy*, vol. 35, pp. 772-785, Feb 2007.
- N. Strachan and R. Kannan, "Hybrid modelling of long-term carbon reduction scenarios for the UK," 2008, pp. 2947-2963.
- S. Malla, "CO2 emissions from electricity generation in seven Asia-Pacific and North American countries: A decomposition analysis," *Energy Policy*, vol. 37, pp. 1-9, 2009.
- UNFCCC, "Baseline Methodology Procedure," in *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*, 01.1 ed, C.-E. Board, Ed.: United Nations Framework Climate Change, 2008, p. 23.
- UNFCCC, "CO2 Emission Factors," in *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. vol. 2, IPCC, Ed.: United Nations Framework Climate Change, 2006, p. 20.

WEC, "Comparision of Energy Systems Using Life Cycle Assessment," World Energy Council, London, 2004.

IPCC, "Carbon Dioxide Capture and Storage," Intergovernmental Panel on Climate Change, New York, 2005.

CNE, "Política Energética: Nuevos Lineamientos, Transformando la crisis energética en una oportunidad," Comisión Nacional de Energía, Santiago 2008.

CNE, "Informe Técnico Definitivo," Comisión Nacional de Energía, Santiago Abril 2009.

PRIEN, "Estimación Preliminar del Potencial de Eficiencia en el uso de la Energía Eléctrica al Abastecimiento del SIC: Informe preliminar," Instituto de Asuntos Públicos, Universidad de Chile, , Santiago, 2008.

McKinsey, &, and Company, "Pathways to a Low-Carbon Economy - Version 2 of the Global Greenhouse Gas: Abatement Cost Curve," 2009.

Biografías

Hugh



Ph.D

Rudnick (F'00) Ingeniero Electricista de la Universidad de Chile, Santiago, y M.Sc y

de la Universidad de Victoria, Manchester, U.K. Profesor del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago. Docente e investigador en áreas de operación económica, planeación y regulación de sistemas de potencia. Consultor en el diseño de reestructuración de mercados y tarificación de sistemas de transmisión y distribución libre acceso para empresas de servicios públicos y entes reguladores en diferentes países, Naciones Unidas y el Banco Mundial.

de



Juan
de la

D. Molina Castro (M'06, GSM'08). Ingeniero Electricista y M.Sc Universidad de

la



Antioquia, Medellín, Colombia. Candidato a Doctoren Ciencias de Ingeniería en el área de

Mercados Eléctricos del departamento de Ingeniería Eléctrica de Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago. Investigador en

áreas de planeación e inversión de la transmisión y planificación energética.

Víctor J. Martínez Aranza (SM'03, GSM'07) Ingeniero Electrónico de la Universidad

Distrital Francisco José de Caldas, Candidato a Doctor en Ciencias de la Ingeniería –

Ingeniería Eléctrica, en la especialidad de Mercados Eléctricos de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago. Investigador en las áreas gestión de la Demanda de suministro eléctrico y planificación energética.

DISEÑO DE MECANISMO PARA LA ASIGNACIÓN DE COSTOS DERIVADOS DE REDUCIR EMISIONES PROVOCADAS POR LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Fernando NICCHI¹²⁴

Universidad Católica Argentina

"Nobody ever saw a dog make a fair and deliberate exchange of one bone for another with another dog."

(Smith, 1776: 19)

Resumen – La dificultad con el medio ambiente radica en que, al ser de uso colectivo, genera conflictos sobre sus obligaciones a la hora de reducir emisiones. Por eso, existe una controversia sobre el más eficiente modo para su preservación, que se extiende desde el laissez faire hasta la dictadura. En el camino, podemos detenernos en algún tipo de consenso, basado en el diseño de mecanismos, adecuado para hacer revelar sus preferencias a los participantes. El proceso implica un intercambio de derechos entre los participantes para arribar a la asignación definitiva. Se trata, básicamente, del mecanismo de desarrollo limpio y del intercambio de bonos verdes, inspirado en las ideas seminales de Ronald Coase, pero bajo un régimen de mayor informalidad que evite algunas fricciones administrativas. Si, mediante una subasta, obligamos a los participantes a realizar ofertas de intercambio de derechos de emisión, los costos de transacción se reducen y la fluidez no puede sino ser mayor. Y ante una mayor fluidez en el intercambio, siempre será posible alcanzar una asignación más eficiente de esos derechos de emisión. Para mostrar la conveniencia de este mecanismo, en el trabajo se presenta un modelo simplificado de diseño de mecanismos en donde se analiza la eficiencia asignativa de la regla propuesta.

Palabras clave: Emisiones – Energía - Costos de transacción - Subastas - Diseño de mecanismos

INTRODUCCIÓN

¹²⁴ Fernando Nicchi, ingeniero eléctrico, máster en políticas públicas, doctor en economía, Facultad de Ciencias Fisicomatemáticas e Ingeniería, Alicia Moreau de Justo 1500, Tel. (54-11) 4349-0200, Fax (54-11) 4349-0402, fnicchi@uca.edu.ar

En el capitalismo moderno existe una participación cada vez más creciente de bienes de uso colectivo. Los ejemplos se multiplican por doquier: redes, patentes, Internet, autopistas, alquiler de películas, antes en VHS y ahora en DVD, espectro radioeléctrico para celulares, en particular para la nueva tecnología 3G, etc. Pero este fenómeno se da especialmente en el medio ambiente.

La dificultad con el medio ambiente es que al ser de uso colectivo, genera conflictos sobre sus obligaciones a la hora de reducir emisiones. Por tal motivo, existe una controversia sobre el mejor y más eficiente modo para su preservación, que se extiende desde el consenso hasta la dictadura.

Encontrar una asignación adecuada de derechos y obligaciones económicas ha sido una de las preocupaciones principales de la obra de Ronald Coase. El núcleo conceptual del problema se aborda en su célebre discusión sobre un granjero que observa cómo el ganado de un rancho vecino ingresa en su propiedad y arruina parte de sus granos. Y la conclusión es sorprendente: no importa la asignación legal de derechos; siempre y cuando los costos de transacción sean los suficientemente bajos, una negociación entre el granjero y el rancho conducirá a una asignación económica que maximice la producción.

El problema con bienes como el medio ambiente no es que no se pueda medir el uso que de ellos hace cada uno de los participantes. El problema es que no es posible establecer una correlación precisa entre el uso y la utilidad de cada participante. Por ejemplo, es muy difícil hacerle revelar su propia utilidad a cada uno de los distintos participantes del sector eléctrico por la incorporación de una nueva planta generadora de electricidad que produce emisiones nocivas para el medio ambiente. Y las emisiones serán independientes de la utilidad que la planta les reporte a los participantes. Es aquí donde está el nudo de la cuestión. Es así que un participante cualquiera con poca utilidad podría hacer, involuntariamente, un uso intensivo del bien, en este caso el medio ambiente.

Los problemas no terminan allí, porque, a la hora de reducir emisiones, es imposible distinguir entre alguien que recibe poca utilidad, a pesar de hacer un uso intensivo, y aquél otro que, también haciendo un uso intensivo, finge tener poca utilidad para participar exigentemente en los costos de la reducción de emisiones. Por este motivo, para solventar los costos colectivamente, algunos diseñadores de política se inclinan por privilegiar el criterio de uso, a pesar de su ineficiencia asignativa, a fin de evitar comportamientos del tipo del *free rider*.

En este trabajo se propone una solución plausible para toda esta problemática haciendo uso del concepto de costos de transacción y de la teoría de subastas.

Para ello, en la Sección 2 “Algunas reglas de juego como solución”, se procede a dar una interpretación conceptual y una propuesta teórica.

Posteriormente, en la Sección 3 “Propuesta de mecanismo” se desarrolla la propuesta y se muestra su eficiencia para hacer revelar las preferencias de los participantes.

Luego, en la Sección 4 “Una ilustración numérica” se ofrece un ejemplo ilustrativo a los efectos de lograr una mejor comprensión del tipo de solución propuesta.

Finalmente, en la Sección 5 “Conclusiones” se realiza un *racconto* del camino recorrido.

ALGUNAS REGLAS DE JUEGO COMO SOLUCIÓN

A la hora de imaginar algunas soluciones, es posible pensar en el consenso como diseño institucional deseable frente a la dictadura.

En ese caso, habrá que optar por algún método de asignación de derechos para determinar las reducciones a realizar o solventar por cada participante, pudiéndose comenzar por el criterio de uso. Por supuesto, la asignación de derechos es idéntica en lo que hace a la proporción de pago y en lo que hace al derecho a voto, v.g. quien tenga un 20% de derecho de propiedad deberá pagar 20% de la reducción y tendrá 20% de derecho a voto sobre la decisión de realizar la reducción o no. Como, sea cual sea el método, de todas formas la asignación inicial de derechos de propiedad no va a coincidir con las preferencias de los participantes, para lograr la deseada eficiencia asignativa los participantes deberán intercambiar esos derechos de propiedad. Derechos que, como dijimos, implicarán también derechos de decisión y obligación de pago sobre las reducciones. A través de estos intercambios, los derechos terminarán en manos de quienes más los valoran. Es así que toman relieve los intercambios.

La importancia conceptual del intercambio ya la podemos ver en los autores clásicos. Smith consideraba uno de los principios más típicos de la naturaleza humana la propensión a intercambiar una cosa por otra, hasta tal punto que nadie vio un perro intercambiar un hueso con otro perro (Bruni, 2003: 165). Y, en efecto, uno de los métodos más antiguos para intercambiar objetos es la realización de subastas. Es así que los babilonios subastaban esposas, los antiguos griegos subastaban concesiones mineras, y además de las famosas subastas de esclavos que hacían los romanos, también aplicaban este método para vender los botines de guerra y las propiedades de los deudores. Incluso, el mismo Imperio Romano fue subastado en el 193 D.C. por la guardia pretoriana, y fue ganado por Didius Julianus, que gobernó por dos meses hasta ser derrocado y ejecutado por Septimius Severus (Klemperer, 2004: 1; 15).

Los intercambios siguen siendo una noción central en la economía, desde Walras (1874) con su *tâtonnement*, Menger (1871) con sus condiciones para el intercambio y Edgeworth (1881) con su caja, hasta la teoría de subastas moderna (Klemperer, 2004), pasando en el camino por Ronald Coase (1937), con quien las instituciones desarrollan especial relevancia.

La creación de mercados no es algo necesariamente espontáneo, sino que puede ser una acción intencional para lograr la reducción de costos de transacción. Y esto tampoco es algo nuevo, sino que a lo largo de la historia existen numerosos ejemplos de iniciativas intencionales para crear mercados. La provisión de mercados es en sí misma una actividad empresarial, y proviene de larga data. Durante el medioevo, en Inglaterra, las ferias y los mercados eran organizados por individuos bajo la franquicia de la corona. La tarea no solamente consistía en proporcionar instalaciones físicas para las ferias o mercados, sino también seguridad (muy importante en aquellos tiempos) y el servicio de arbitrajes para dirimir disputas. Las ferias y los mercados han seguido siendo provistos en los tiempos modernos, incluyendo galerías de exhibición, tratándose muchas veces (nuevamente en Inglaterra) de una tarea municipal. Por supuesto, esta participación del gobierno ha ido disminuyendo con la aparición de gran número de comercios operados tanto por minoristas

como por mayoristas. Además, con el gobierno prestando más ampliamente que en el medioevo los servicios de seguridad y justicia, los propietarios de los viejos mercados no han tenido que asumir ya tales responsabilidades. No obstante, algunos tribunales arbitrales han sobrevivido hasta bien entrado el siglo XIX. Ahora bien, si por un lado los tradicionales mercados del pasado han declinado en importancia, por otro lado han aparecido nuevos mercados de importancia fundamental para la economía moderna. Nos referimos a los mercados bursátiles y de materias primas. Estos mercados están normalmente organizados por un grupo de operadores que poseen las instalaciones físicas en las cuales se realizan las transacciones. Todas las bolsas regulan con gran detalle las actividades, desde los horarios en los que se puede operar, qué productos pueden operarse, hasta las responsabilidades de cada parte y los términos de los acuerdos. También imponen sanciones sobre quienes infringen las reglas de juego. Y es de gran significado que estas bolsas, que a menudo son utilizadas por los economistas como ejemplos de competencia perfecta, son mercados en los cuales las transacciones están altamente reguladas (y aquí nos referimos a las regulaciones propias del mercado, independientemente de las que pudiera haber por parte del gobierno). Esto sugiere que para acercarnos a algo parecido a la competencia perfecta, es necesaria la existencia de un intrincado sistema de normas y regulaciones. Muchas veces, los economistas, al observar las regulaciones en estos mercados, piensan que se trata de un intento por ejercer algún tipo de monopolio o de restringir la competencia. En realidad, la explicación consiste en que esas regulaciones existen para reducir los costos de transacción y, por lo tanto, incrementar el volumen de las operaciones (Coase, 1988: 8-9).

Los intercambios a los que nos referimos nunca están prohibidos cuando hablamos de las reducciones, pero encuentran fricciones que los disminuyen: se trata de los costos de transacción de Coase. Los participantes tendrían que conocerse mutua e íntimamente para que los intercambios sean muy fluidos. Aún así podrían no intercambiar. Se trata de típicos costos de transacción: falta de información sobre las preferencias de los otros participantes, distancia, poca liquidez en las operaciones, dificultades en la formalización de las obligaciones mediante contratos escritos, etc.

Coase reconoce el término "Teorema de Coase" y su misma precisa formulación a Stigler (Coase, 1988: 157), pero sostiene que las ideas ya estaban presentes en su trabajo sobre la Comisión Federal de Comunicaciones (Coase, 1959) cuando tomaba el ejemplo de una cueva subterránea recientemente descubierta. La ley de propiedad del país indudablemente establece si es que la propiedad se le asigna al descubridor de la cueva, al propietario de las tierras donde se sitúa la entrada de la cueva o al propietario de la superficie debajo de la cual está la cueva. Pero la ley, en definitiva, únicamente establece con quién hay que negociar para usar la cueva, porque si la cueva se va a utilizar para archivar datos de un banco, almacenar gas natural o cultivar hongos, depende de cuánto valora su uso el banquero, la empresa de energía o el cultivador de hongos, que estarán dispuestos a pagar en función de la utilidad que les reporte la cueva, y esto no dependerá de la ley de propiedad. Este mismo criterio lo aplica al derecho a emitir radiación electromagnética o contaminación ambiental, ilustrando con un caso de los tribunales del Reino Unido. Se trataba de una disputa entre un médico con su consultorio y un confeccionista textil adyacente con una ruidosa maquinaria que producía vibraciones en el consultorio. Coase muestra que, independientemente de quién tiene el derecho de hacer ruido o de imponer silencio, ese derecho puede ser adquirido por la parte que más lo valora, al igual que en el uso de la cueva. Si bien los derechos de propiedad son el punto de partida para las negociaciones de mercado, el resultado

final —que maximiza el valor de la producción— no depende de la delimitación legal de los derechos de propiedad. Según Coase, ésta es la esencia de su teorema (Coase, 1988: 157-158).

Una de las formas para reducir los costos de transacción es, entonces, la utilización de subastas y mercados. Por eso, si, mediante una subasta, obligamos a los participantes a realizar ofertas de intercambio de derechos, los costos de transacción se reducen y la fluidez no puede sino ser mayor. Y ante una mayor fluidez en el intercambio, siempre será posible alcanzar una asignación más eficiente de esos derechos de propiedad.

En este punto también resulta interesante una pequeña discusión sobre el concepto de equilibrio neoclásico. En efecto, en nuestro caso sería deseable la situación de equilibrio, en donde la ausencia de costos de transacción conduce a la asignación eficiente de derechos de propiedad (y obligación de pago) sobre las obras para reducir emisiones. Pero, por supuesto, no hay ninguna fuerza que conduzca a ese equilibrio de forma natural (Rubio de Urquía, 1999). Por lo tanto, para este caso, lo que se busca es un procedimiento artificial que ayude a conducir al equilibrio deseado. El *tâtonnement* de Walras no existe, a no ser que lo implementemos literalmente y le encomendemos la tarea de tantear los valores hasta llegar al equilibrio. Si el equilibrio es una situación deseable (y esto es algo a decidir políticamente) entonces la institución de un mecanismo de subasta, con un tanteador, tal vez sea lo más adecuado para conducir al estado deseado.

Por supuesto, el intercambio de derechos de propiedad para implementar obras ambientales que reduzcan emisiones no es el único que enfrenta dificultades para funcionar con fluidez. Existen innumerables mercancías y activos que enfrentan problemas. Las mercancías tienen distinta capacidad de venta. En efecto, dadas las dificultades para que se establezcan precios económicos sobre determinadas mercancías, se generan y se han generado gran cantidad de mecanismos e instituciones de mercado, ferias, bolsas y subastas periódicas. El objetivo es reunir en un lugar determinado y en un tiempo determinado a la mayor cantidad posible de interesados en un producto, y hacer surgir un precio de esta reunión (Menger, 1871: 219). Algo muy apropiado para nuestro problema.

La creación de mercados aumenta la probabilidad de que se establezcan precios económicos, que benefician tanto a los vendedores como a los compradores. Esto se debe a que para establecer precios debe haber acuerdo entre compradores y vendedores, lo cual se cumple más acabadamente cuando hay gran concentración de agentes por cada una de las partes. Es más, cuando no existe esta concentración aparecen las diferencias considerables de precio de un lugar a otro, como en las compras al por menor en los comercios comunes. Por supuesto que en ese caso el diferencial de precio es aceptado por los consumidores en razón del ahorro de tiempo que les significa comprar en un local vecino. Pero algo similar ocurre incluso en las bolsas cuando circunstancialmente hay poco volumen de operaciones sobre una plaza: la diferencia entre punta compradora y punta vendedora puede ampliarse bastante (Menger, 1871: 220).

Por otra parte, la existencia de mercados contribuye no solamente a establecer precios económicos entre sus participantes, sino que también es beneficioso para aquellos que no participan directamente en el mercado. Efectivamente, en muchas ocasiones se toman como referencia los precios a los que se ha transado en los mercados para cerrar operaciones fuera del mercado. Esto garantiza precios económicos, tanto para los compradores como para los

vendedores que no tienen la posibilidad de acercarse a los mercados (Menger, 1871: 220). Ha sido el caso del mercado de carne vacuna en Argentina, antes de las actuales controversias.

Entre las causas de la diferente capacidad de venta de las mercancías podemos mencionar, en primera instancia, que su propia naturaleza hace que, a veces, sea mayor y, a veces, menor la cantidad de personas que pueden comprarlas. También que la organización para su venta es mejor en algunos lugares que en otros. Además, hay mercancías que encuentran mercado en casi cualquier parte porque vienen a satisfacer una necesidad muy común a todas las personas, mientras que otras establecen mercados sólo a grandes distancias una de otra (Menger, 1871: 221).

Por otra parte, aun cuando los mercados sean distantes, no son independientes entre sí. De serlo, aparecerían de inmediato arbitrades que comprarían en una plaza para luego vender en la otra. Esto terminaría por equilibrar los precios, haciendo que sus diferencias no sean mayores al costo del transporte de la mercadería (Menger, 1871: 221).

Otro motivo que incide sobre la facilidad de venta de determinadas mercancías es la existencia de especulación en sus mercados. De no haberla, sería casi imposible colocar una cantidad de oferta mayor a la demanda, a no ser con grandísimas caídas en los precios. Por otra parte, si el exceso estuviera por el lado de la demanda, aun con precios altísimos no sería posible encontrar oferta que la satisfaga. Todo esto redundaría en gran volatilidad de precios ante pequeñas oscilaciones imprevistas en la oferta o en la demanda. La existencia de algún tipo de especulación, como es el caso de la presencia de derivados financieros, puede contribuir a estabilizar los precios, sobre todo para aquellos que han optado por tomar la cobertura adecuada ante los imprevistos del mercado (Menger, 1871: 222). La existencia de estos instrumentos financieros facilita el intercambio del activo subyacente.

Por último, podemos mencionar otro motivo que facilita el intercambio de mercancías. Se trata de la periodicidad con que funcionan los mercados. Si la operación llega al extremo de ser ininterrumpida, las facilidades de intercambio son muy grandes. En otros mercados en que la periodicidad es muy escueta, aun contando con las demás condiciones, la facilidad para realizar operaciones de intercambio se ve afectada (Menger, 1871: 222).

Queda claro, por fin, que muchas de estas condiciones pueden ser creadas o promovidas mediante algún mecanismo adecuado. De hecho los mercados y bolsas son mecanismos **creados** para facilitar los intercambios. Como, en nuestro caso, el problema que enfrentamos es la ineficiencia en los intercambios de derechos de propiedad y obligación de pago, resulta natural pensar que algún mecanismo de subasta (en la acepción amplia de la palabra) o bolsa puede ser el camino para agilizar los intercambios de derechos.

En este tipo de propuesta existe un cierto grado de coerción, ya que los participantes están obligados a tomar parte en la subasta. Pero se trata de una coerción mínima comparada con obligar a realizar y pagar reducciones, como sucede en un sistema de dictadura. Aquí, los participantes sólo deben emitir una oferta, pero con la libertad de elegir el valor que deseen para esa oferta; alto o bajo, según sea el grado de interés que tengan en las nuevas instalaciones. Además, rechazar la más mínima coerción y abandonarnos a la espontaneidad absoluta implica que los intercambios se resientan, entre otros motivos por los costos de transacción. Es más, los

mercados, muchas veces, son instituciones creadas no espontánea sino intencionalmente, para la reducción de los costos de transacción.

Por otra parte, la existencia de algunos costos de transacción no puede conducirnos a caer en el extremo de propiciar una dictadura, en que uno de los participantes decide por todos. Hemos vivenciado que es muy difícil encontrar dictadores benevolentes en la realidad. Esto también ha sido tomado por la teoría de la *Public Choice*, desde Buchanan and Tullock (1962) en adelante.

Para nuestro caso, la dificultad radica en que, si optamos por un mecanismo de consenso, nos enfrentamos con el comportamiento estratégico de los participantes. Ellos fingirán desinterés para no solventar la reducción de acuerdo a sus íntimas preferencias, sino tratando de pagar menos. Esto redundará en menos reducciones de las verdaderamente deseables. El objetivo es encontrar un mecanismo que les haga revelar la verdad acerca de sus preferencias.

Un problema que aparece surge de la diferencia con una subasta usual. En una subasta normal hay un precio de reserva y la subasta cumple la doble función de dirimir quién se queda con los objetos y a la vez aumentar los ingresos del subastador. Pero en nuestro problema, lo que buscamos es lograr alcanzar al menos una cantidad de oferentes que paguen el precio de reserva y que, por tanto, la obra se haga (se vendan todos los lotes). No hay disputa con respecto a quién se queda con los activos, porque lo que en realidad hay es escasez de interesados. Y no hay disputa con el precio, porque es el de reserva. No interesa que sea mayor. El problema es encontrar interesados, porque todos simulan no estarlo para no pagar.

PROPUESTA DE MECANISMO

A los efectos de encuadrar nuestras propuestas podríamos decir, nuevamente, que el núcleo de nuestro trabajo es que las ideas de Coase nos ayudan a interpretar las dificultades que presentan los bienes de uso colectivo en cuanto a su provisión: los costos de transacción impiden la maximización de su producción. De esta manera podemos hacer propuestas que conduzcan a solucionar el problema. Por lo tanto, como propuesta de solución, esgrimimos la posibilidad de reducir los costos de transacción utilizando un mecanismo de subasta. El problema que tenemos entre manos aquí es la dificultad para solventar inversiones que reduzcan las emisiones provocadas por la generación de energía eléctrica y porqué no se alcanzan acuerdos entre los interesados para realizar las obras. Y la explicación ensayada a lo largo del trabajo nos da la respuesta: costos de transacción no nulos. Por lo tanto, también apelando al *corpus* del trabajo, pero esta vez a la propuesta de solución, encontramos la recomendación práctica para resolver el problema de nuestro caso: reducir los costos de transacción mediante una subasta.

Es necesario enfatizar una vez más que no se trata de suponer que los costos de transacción son cero, sino precisamente explicar el problema y sus dificultades a partir de la existencia de costos de transacción, y luego proponer soluciones o medidas tendientes a mejorar la situación basadas en la reducción de los costos de transacción. El uso práctico es similar al tipo de uso que se hace del teorema de Modigliani-Miller en finanzas, o del teorema de equivalencia de ingresos en

subastas, o del teorema de neutralidad monetaria en macroeconomía. Todos estos teoremas dicen que bajo ciertas condiciones ideales, ciertos efectos no aparecerán a pesar de existir ciertas causas. Por ejemplo, según el teorema de Modigliani-Miller, si las decisiones sobre ratios de endeudamiento y políticas de dividendos solamente modifican la rentabilidad de los accionistas sin afectar las operaciones de la empresa, entonces estas decisiones no pueden afectar el valor de mercado de la empresa. Ahora bien, lo verdaderamente fructífero es mostrar cómo sin las condiciones ideales para que se cumpla el teorema, las decisiones financieras afectan las operaciones de la empresa. De la misma manera, según el teorema de Coase, si no hubiese costos de transacción, los efectos del sistema legal sobre el valor de un activo son nulos. Pero los aportes prácticos al conocimiento son las explicaciones que se pueden dar para los efectos sobre la organización de una empresa que se producen a raíz de los costos de transacción. El caso del teorema de equivalencia de ingresos en subastas es similar. Dice que los ingresos para el subastador son los mismos para cualquier diseño de subastas, sujeto a una serie de condiciones. No obstante, el interés está en identificar cuáles son las condiciones que no se cumplen y cómo esto afecta los ingresos del vendedor y la asignación de los objetos subastados.

A continuación, y antes de presentar la propuesta, es necesario repasar algunos conceptos acerca de las compensaciones para intercambiar votos y derechos. Estas compensaciones se denominan *side payments*.

Como ya mencionamos, en la búsqueda de un consenso para la realización de la obra, es muy probable que no se logre alcanzar el nivel necesario para aprobar el emprendimiento, y la obra no sea construida. Sin embargo, si existiera la posibilidad de que los actores ampliamente a favor compensaran de alguna manera a los que están en contra, tal vez la obra se realizaría, optimizando el proceso de decisión. De hecho, el exceso de utilidad de aquellos que están ampliamente a favor, en relación a lo que ellos mismos pagan, les posibilitaría realizar la compensación. Esto ha sido ampliamente estudiado en cierta literatura (Buchanan and Tullock, 1962; Tullock, 1979; Tsebellis, 1998) y a la compensación se la denomina *side payments*. Sobre este concepto es necesario detenernos un poco.

El mecanismo de *side payments* consiste en la realización de pagos por parte de los votantes que obtienen beneficios hacia los votantes que se verían perjudicados por la decisión, y que de esta manera son compensados para votar afirmativamente. Por supuesto que se trata de votantes que son verdaderamente compensados por las pérdidas que sufren, y no de legisladores que reciben un pago que va a sus arcas particulares por votar una decisión que perjudica a sus representados, los cuales no reciben ningún tipo de compensación.

Bien, haciendo uso de un nivel rudimentario de teoría de juegos, vamos a analizar qué sucede cuando no son permitidos los *side payments*. Supongamos un juego de tres personas en donde hay 1\$ de subsidio para dividir entre reparaciones de caminos individuales. Supongamos también que la reparación es altamente productiva en un camino, moderadamente productiva en otro, y nada productiva en el tercero (los costos superan a los beneficios). El valor obtenido de cada camino, si sobre él se invierte la mitad del capital ($\frac{1}{2}$ \$) es 1\$, $\frac{1}{2}$ \$ y $\frac{1}{4}$ \$ respectivamente. Con una regla de la mayoría simple y con *side payments* prohibidos, el set de soluciones posibles del juego, en términos de asignación de costos es

$(\frac{1}{2}, \frac{1}{2}, 0)$ $(\frac{1}{2}, 0, \frac{1}{2})$ $(0, \frac{1}{2}, \frac{1}{2})$

Cualquiera de las soluciones es posible.

Para el mismo *set*, el resultado en términos de beneficios es

$(1, \frac{1}{2}, 0)$ $(1, 0, \frac{1}{4})$ $(0, \frac{1}{2}, \frac{1}{4})$

Resulta claro que el juego no es de suma constante, y que no hay ningún tipo de seguridad de que la acción colectiva se dirija en el modo más productivo. Es más, un cambio cuantitativo puede volver el juego más dramático. Supongamos que los beneficios de la reparación de cada uno de los caminos laterales por cada peso invertido fuesen 10\$, 5\$ y 1\$. Si todos los fondos fuesen invertidos en el camino más productivo, los beneficios serían $(10, 0, 0)$. No obstante, un juego de valores como $(0, 2\frac{1}{2}, \frac{1}{2})$ domina estrictamente al anterior (en términos políticos), aunque es, a las claras, mucho menos eficiente (Buchanan and Tullock, 1962: 156). NB que en el caso planteado por los autores existe una estricta igualdad política entre los actores, y que además reciben un subsidio externo a su grupo, el cual no produce los mismos beneficios sobre cada uno, *i.e.* no existe ninguna relación entre la asignación de derechos de voto y sus beneficios económicos.

Ahora bien, ¿qué sucede si permitimos los *side payments*? Siguiendo con el último ejemplo, pero ahora permitiendo *full side payments*, el *set* de beneficios posibles sería

$(5, 5, 0)$ $(5, 0, 5)$ $(0, 5, 5)$

En el primer elemento del *set*, el actor 1 recibe todos los beneficios de la reparación, pero debe compensar al actor 2 con la mitad de sus ganancias por su apoyo político. En el elemento 2, los actores 2 y 3 sólo cambian de lugar, cumpliendo el mismo papel. Pero en el elemento 3 sucede algo más interesante. Si bien el camino reparado es el del actor 1, que es donde se obtienen los mayores beneficios, la coalición política entre los actores 2 y 3 obligan al actor 1 a entregarles a ellos todo el beneficio que obtiene. El actor 1 se encuentra exactamente igual antes que después de que la acción colectiva es emprendida (Buchanan and Tullock, 1962: 157).

Como se ve, los resultados son muy distintos de lo que serían si no son permitidos los *side payments*. Primero de todo, los *side payments* aseguran que los fondos serán invertidos de la manera más productiva. Segundo, no necesariamente los proyectos emprendidos proveen servicios físicamente a más que una mayoría de los votantes. Esto nos muestra por dónde puede pasar la solución para nuestro problema. Si de una situación mucho peor que la nuestra es posible que emerja una asignación óptima de recursos, mucho más fácilmente podría lograrse lo mismo para nuestro caso. Sólo debemos aclarar aquí que los autores están haciendo abstracción de los costos de transacción. Llegar al acuerdo es costoso. Si así no fuese, ¿por qué no se producen *side payments* de manera espontánea en nuestro problema?

Si en lugar de *side payments* sólo existe intercambio de votos, sería muy difícil arribar a un tipo de solución como la planteada en último término. Más bien sucedería algo similar al resultado cuando no son permitidos los *side payments*. La única posibilidad residiría en la existencia de compromisos creíbles acerca de futuras votaciones o, mejor aun, de leyes ómnibus, en donde un actor acepta apoyar al que sale beneficiado sólo si, a su vez, es apoyado en otro proyecto en el que él mismo sale beneficiado. En esta última situación, sería posible llegar a óptimos en cada uno de los componentes de la ley ómnibus, aunque no necesariamente.

En efecto, supongamos que los beneficios que cada una de las personas recibe por la reparación de su camino es de $5/12\$$ (mientras que los costos permanecen en $1/3$ para cada una). El set de soluciones con la regla de la mayoría simple es

$(5/12, 5/12, 0)$ $(5/12, 0, 5/12)$ $(0, 5/12, 5/12)$

NB que los beneficios totales suman $10/12\$$ que es menor a $1\$$ gastado. Es claro que hay un derroche social. Si, en cambio, los *side payments* son permitidos, el actor perjudicado puede ofertar a alguno de los otros dos hasta $1/3\$$ para evitar que apoye la aprobación del proyecto. Pero esto no sería suficiente para el ejemplo planteado. El derroche depende del tamaño de la comunidad. En términos generales, el derroche puede ser M/N , en donde M es el número de votos necesarios para vetar la decisión, y N el número total de votantes. Esto no significa que en juegos de mayoría simple siempre haya derroche. Esto sólo sucede en juegos de suma menor que cero, pero es claro que existen juegos de suma mayor a cero (Buchanan and Tullock, 1962: 164-165).

Hasta ahora hemos considerado que se trataba de proyectos que implicaban beneficios diferenciales sobre cada actor pero que eran solventados por impuestos generales, que recaían en partes iguales sobre cada uno de los actores. Supongamos ahora el caso inverso: beneficios iguales para todos pero impuestos diferenciales para cada uno de los actores. Supongamos que si el bien realmente se provee, todos los actores tienen beneficios equivalentes. Cualquier proyecto que aporte beneficios generales, independientemente de los costos que genere, será apoyado por la mayoría dominante si dicha mayoría es exitosa en imponer la financiación del proyecto sobre las espaldas de la minoría (Buchanan and Tullock, 1962: 166-169). Además, “...majority voting will [...] tend to result in an overinvestment in the public sector when the investment projects provide differential benefits or are financed from differential taxation” (Buchanan and Tullock, 1962: 171).

Recapitulando, debemos resaltar que la dificultad radica en cómo hacer revelar a los actores sus verdaderas preferencias de manera de posibilitar la existencia de los tan beneficiosos *side payments*. A continuación pasamos a la propuesta.

La propuesta consiste en imponer que las ofertas de cada participante en la subasta de derechos de propiedad sean por un único valor, tanto para la compra como para la venta de los derechos. De esta manera la propuesta, además, es incentivo compatible en términos de la teoría del diseño de mecanismos. Esto significa que a los participantes les conviene ofertar su verdadero valor. Son libres de hacer las ofertas que deseen pero lo mejor, para ellos mismos, es revelar la verdad.

Se trata de establecer el Mecanismo de VN (MVN) consistente en obligar a que las ofertas de compra de derechos deban ser iguales en monto a las de venta, para colocar a los participantes en una situación de compromiso que les impida especular con precios bajos de compra por temor a terminar vendiendo a ese precio bajo, o a especular con precios altos de venta, por temor a terminar comprando a precios altos¹²⁵.

¹²⁵ Esta idea me fue sugerida por el comportamiento de mi hijita, Victoria Nicchi, de seis años, que siempre tiene excusas para no comer lo suficiente: —Papá, no quiero comer más, me duele la panza. —¿Te duele mucho? —Sí. —Entonces llamamos al doctor... —No, papá, no me duele tanto. —¿Entonces seguís comiendo? —Y..., bueno. Se trata, evidentemente, de una clase de situación cotidiana que todos hemos vivido de una manera u otra. No obstante, no ha sido tomada por la teoría de subastas. Sucede como muchos conceptos

Para ver la eficacia de este mecanismo en hacer revelar la verdad a los participantes, *i.e.* para mostrar que es incentivo compatible, debemos verificar que la revelación de la verdad por parte de los participantes constituya un equilibrio de Nash (NE). Se trata de ver si revelar la verdad es la mejor respuesta que tiene a mano cada participante ante las acciones de los demás. Es un problema de optimización de utilidades.

Sea

$$U = \Pi_c U_c + \Pi_v U_v \quad (1)$$

donde

U : utilidad esperada del participante

Π_c : probabilidad de comprar

U_c : utilidad por comprar

Π_v : probabilidad de vender

U_v : utilidad por vender

La utilidad por la compra será

$$U_c = V_v - p_o \quad (2)$$

donde

V_v : verdadero valor que el participante otorga íntimamente a los derechos que se subastan

p_o : precio ofertado por el participante para comprar (operado si se acepta la compra)

La utilidad por la venta será

$$U_v = p_o - V_v \quad (3)$$

donde aquí

novedosos o avanzados en la teoría económica, que ya estaban presentes en la sabiduría popular desde tiempos inmemoriales, pero no habían sido capturados por la teoría. Es el caso de la diversificación en las carteras de inversión y el “poner un huevo en cada canasta”, o el concepto de reciprocidad —tan avanzado actualmente— y el “hoy por ti y mañana por mí”, y tantos otros que nos pueden venir a la mente.

p_o : precio ofertado por el participante para vender (operado si se acepta la venta) pero que, por supuesto, es el mismo p_o que para la compra, de acuerdo al MVN.

Pero claro, las probabilidades de comprar o vender no son constantes, sino que dependen de p_o . En efecto, si la oferta p_o es elevada, es más probable que el participante termine comprando que vendiendo. Si la oferta es muy elevada, es prácticamente imposible vender, y casi seguro comprar.

Por otra parte, si la oferta es baja, es más probable vender que comprar. Y si la oferta es muy baja, es casi imposible comprar, y casi seguro vender.

Todo esto puede ser formalizado de la siguiente manera:

para $p_o \gg V_v$

$$\Pi_c = 1 \quad (4)$$

$$\Pi_v = 0 \quad (5)$$

y para $p_o \ll V_v$

$$\Pi_c = 0 \quad (6)$$

$$\Pi_v = 1 \quad (7)$$

mientras que, para valores de p_o alrededor de V_v , las probabilidades podrían ser

$$\Pi_c = 0,5 + k (p_o - V_v) \quad (8)$$

en donde k es la pendiente que queremos utilizar para pasar de la imposibilidad de comprar a la seguridad de comprar y

$$\Pi_v = 0,5 - k (p_o - V_v) \quad (9)$$

en donde k es la pendiente que queremos utilizar para pasar, ahora, de la seguridad de vender a la imposibilidad de vender.

Es así que nos quedarían las siguientes expresiones para la utilidad esperada de cada participante:

para $p_o \gg V_v$

$$U = (1) (V_v - p_o) + (0) (p_o - V_v) = - (p_o - V_v) \quad (10)$$

para $p_o \ll V_v$

$$U = (0) (V_v - p_o) + (1) (p_o - V_v) = (p_o - V_v) \quad (11)$$

para p_o alrededor de V_v

$$\begin{aligned} U &= [0,5 + k (p_o - V_v)] (V_v - p_o) + [0,5 - k (p_o - V_v)] (p_o - V_v) = \\ &= - [0,5 + k (p_o - V_v)] (p_o - V_v) + [0,5 - k (p_o - V_v)] (p_o - V_v) \end{aligned} \quad (12)$$

Podemos volver más compactas las expresiones estableciendo que

$$p_o - V_v = \delta \quad (13)$$

con lo que nos quedaría lo siguiente:

para $p_o \gg V_v$

$$U = - \delta \quad (14)$$

para $p_o \ll V_v$

$$U = \delta \quad (15)$$

para p_o alrededor de V_v

$$U = - (0,5 + k \delta) \delta + (0,5 - k \delta) \delta = - 2 k \delta^2 \quad (16)$$

Si ahora aplicamos la condición de primer orden (FOC) vemos que
para $p_o \gg V_v$

$$\frac{dU}{d\delta} = -1 \quad (17)$$

es seguro que el participante termina comprando a un precio $p_o \gg V_v$ y no hay límites para la pérdida, que será $-\delta$.

para $p_o \ll V_v$

$$\frac{dU}{d\delta} = 1 \quad (18)$$

es seguro que el participante termina vendiendo a un precio $p_o \ll V_v$ y no hay límites para la pérdida, que será δ .

Pero si p_o está alrededor de V_v , entonces la FOC indica que

$$\frac{dU}{d\delta} = -4k\delta = 0 \Rightarrow \delta = 0 \Rightarrow p_o = V_v \quad (19)$$

además

$$\frac{d^2U}{d^2\delta} = -4k < 0 \quad (20)$$

Aquí hemos visto que la utilidad es máxima ($U = 0$, i.e pérdida mínima) cuando $p_o = V_v$, con lo que el participante tiene como mejor respuesta ofertar $p_o = V_v$; se trata de revelar su verdadero valor.

Vemos así que el mecanismo propuesto es incentivo compatible, con lo que los participantes pueden ofertar el valor que quieran, pero lo que más les conviene a ellos mismos es revelar la verdad y ofertar su verdadero valor.

En la siguiente sección ofrecemos una ilustración numérica.

UNA ILUSTRACIÓN NUMÉRICA

A los efectos de ilustrar la naturaleza del procedimiento, y siguiendo a Coase en su modalidad de dar explicaciones ejemplificadas con números, vamos a presentar un posible caso con algunas cuantificaciones meramente ilustrativas.

Supongamos una reducción de emisiones cuyo costo es de 100\$ y que genera externalidades positivas por 109\$. Por lo tanto, sus beneficios netos son de 9\$. Imaginemos, sin embargo, que existen 5 actores involucrados y que los beneficios brutos son diferentes para cada uno de ellos. Para no complicar demasiado el ejercicio, y sin quitar contenido conceptual al ejemplo, vamos a considerar que los costos de la reducción de emisiones se cargan inicialmente de manera uniforme entre los cinco actores, *i.e.* el 20% para cada uno de ellos. De esta manera, el costo que deberá afrontar cada uno de ellos es de 20\$. Sin embargo, ya hemos dicho que los beneficios brutos no son iguales para cada uno de ellos. Ensayemos las siguientes cifras para cada uno de los participantes, nominándolos con letras y colocando a continuación los beneficios brutos que la obra les significa (vid. Tabla I).

TABLA I .BENEFICIOS BRUTOS DIFERENCIALES PARA CADA PARTICIPANTE

Actor	Beneficio Bruto [\$]
A	60
B	30
C	19
D	10
E	-10

Si a esto agregamos el costo que le corresponde a cada uno, podemos obtener el beneficio neto que la reducción le reporta a cada actor (vid. Tabla II).

TABLA II. BENEFICIOS NETOS DIFERENCIALES PARA CADA PARTICIPANTE

Actor	Beneficio Bruto [\$]	Costo [\$]	Beneficio Neto [\$]
A	60	20	40
B	30	20	10

C	19	20	-1
D	10	20	-10
E	-10	20	-30

Resulta ilustrativo, entonces, ver como, si bien la reducción tiene costos agregados menores a los ingresos agregados, la mayoría de los actores, aun en una regla de mayoría simple, optaría por la negativa y la reducción quedaría sin realizarse.

También es cierto que, como los beneficios brutos totales son mayores a los costos totales, la obra no sólo superaría la *golden rule*, sino que los actores interesados podrían compensar a los desinteresados ya que el dinero les resulta suficiente para ello.

Sin embargo, como ya hemos argumentado largamente, la dificultad radica en los costos de transacción, básicamente de información, que intervienen en el proceso, motivo por el cual las reducciones quedan sin consenso.

Es así que nuestra propuesta consiste en reducir los costos de transacción estableciendo un mercado o bolsa en donde puedan negociar sus derechos, que en este ejemplo se han establecido inicialmente en un 20% para cada uno.

Aquí puede resultar útil el uso de Internet para la subasta y de un *proxy*. Se trataría de un agente electrónico como en el caso de las subastas en *e-bay* en donde cada uno de los participantes coloca su verdadero valor, pero el agente electrónico se encarga de minimizar el pago y lograr ganar la subasta. Se trata de las *proxy auctions* mencionadas por Milgrom (2004: 325). El secreto debería estar garantizado por escribano o de alguna manera creíble. En el fondo, es también parecido al *tâtonnement* walrasiano, en donde en realidad se declaran curvas de demanda y oferta y el subastador se encarga de encontrar el equilibrio.

Por lo tanto, si cada uno de ellos revelara su beneficio a un *proxy* y permitiera que el *proxy* ofertara buscando maximizar sus intereses, las ofertas podrían quedar de la manera presentada por la Tabla III.

La presencia del *proxy* permitiría que los participantes revelen con confianza sus preferencias más íntimas, ya que las mismas no serían reveladas a no ser que sea absolutamente necesario para los intereses de cada participante.

Las cifras que vemos en la Tabla III surgen de lo que cada actor estaría dispuesto a pagar.

TABLA III. OFERTAS ORDENADAS DECRECIENTEMENTE PARA LAS COMPRAS Y CRECIENTEMENTE PARA LAS VENTAS

Comprador	Punta	Punta	Vendedor
	Compradora	Vendedora	

	[\$]	[\$]	
A	40	1	C
E	30	10	B
D	10	10	D
B	10	30	E
C	1	40	A

En el caso del actor A, estaría dispuesto a pagar hasta 40\$ por aumentar su derecho a voto a una proporción tal que le permita aprobar la reducción. Es lo máximo que estaría dispuesto a pagar porque se trata del beneficio neto que le reporta la reducción. Pagar un monto mayor ya no le reportaría ningún beneficio, sino que le traería pérdidas. Por supuesto, 40\$ es lo máximo y es un monto que lo deja sin beneficios. Lo que desearía es pagar menos de 40\$. Como contrapartida, para entregar sus derechos, también exigiría un monto de 40\$, ya que esto podría privarlo de la reducción y la valorización que tiene de la reducción es de 40\$. Es cierto que por el momento la reducción no se realiza y que tal vez estaría dispuesto a recibir algo menos, con tal de recibir algo. Pero si, como ya dijimos, establecemos el MVN consistente en obligar a que las ofertas de compra deban ser iguales a las de venta, para colocar a los participantes en una situación de compromiso que les impida especular con precios bajos de compra por temor a terminar vendiendo a ese precio bajo, o a especular con precios altos de venta, por temor a terminar comprando a precios altos, entonces 40\$ sería tanto el precio de compra como el de venta para el actor A.

El actor E se encuentra en una situación más comprometida. Si la reducción se realiza pierde 30\$. Esto es fruto de la injusticia de la distribución inicial de derechos, que lo carga con pagos sobre una reducción que no desea. Como ya dijimos, no es nuestro objetivo restablecer la justicia porque no contamos con un método más justo que el de las partes iguales. Pero lo que queremos evitar es que una obra con beneficios netos positivos deje de realizarse. Es así que el actor E podría pagar hasta 30\$, como máximo, para evitar la reducción, que le hace perder precisamente 30\$. Por supuesto, si lograra pagar menos de 30\$ estaría mucho mejor, porque entonces evitaría la pérdida de 30\$ con una inversión de un monto menor a 30\$. Pero su verdadero valor es 30\$.

Luego tenemos al actor D, que es cualitativamente idéntico al E, sólo que con un monto menor, de sólo 10\$.

Algo similar sucede con el actor B, que en este caso es cualitativamente idéntico al A, pero cuantitativamente menor, con un valor de 10\$.

Por último, está el actor C, otra vez, cualitativamente igual que los actores E y D, pero cuantitativamente aun menor: su valor es de 1\$.

Para reflejar con más precisión la situación podríamos ser un poco más realistas y pensar que debería haber algún mínimo margen entre las ofertas y su valor teórico, para justificar la transacción. En ese caso los guarismos quedarían como en la Tabla IV.

TABLA IV. OFERTAS CON MARGEN ENTRE COMPRAS Y VENTAS

Comprador	Punta Compradora [\$]	Punta Vendedora [\$]	Vendedor
A	39	2	C
E	29	11	D
B	9	11	B
D	9	31	E
C	0	41	A

Siguiendo con el mecanismo, el *proxy* debería establecer el precio de manera de satisfacer a los mejores compradores y vendedores, pero sin exigirles la máxima contribución, a no ser que sea estrictamente necesario. Sería un mecanismo del tipo de Vickrey (1961), y el actor A se quedaría con la mayoría de la participación, pero sin tener que oblar la totalidad de sus beneficios. En el mecanismo de Vickrey, el pago del comprador A debería ser como máximo de 29\$ (se posiciona como ganador con su valor de 39\$, pero paga la oferta del segundo, que es 29\$) mientras que el cobro de los vendedores C y D debería ser como mínimo de 11\$ cada uno (se posicionan como ganadores con su valor de 2\$ y 11\$ pero ambos cobran 11\$). Como en este caso los 29\$ del comprador A son mayores que la suma del pago a los vendedores C y D que totaliza 22\$, entonces se puede establecer el pago en un valor intermedio de 25,5\$, con 12,75\$ para cada vendedor. Todo esto quedaría a cargo del *proxy*, de manera de transparentar el procedimiento y animar a los participantes a declarar su verdadero valor. Por otra parte, declarar el verdadero valor es casi inevitable por el mecanismo ya mencionado (MVN) de tomar las ofertas de compra de cada actor como sus propias ofertas de venta.

Es así que la reducción superaría el 51% de aprobación sin dificultades y las compensaciones permitirían a los desinteresados afrontar luego los pagos que les corresponden por la asignación inicial de derechos.

CONCLUSIONES

Los problemas acerca de la asignación de derechos de propiedad sobre bienes de uso colectivo ocupan un lugar destacado en la agenda de la investigación económica. Las dificultades se manifiestan a la hora de decidir sobre la producción de bienes que se utilizarán de manera colectiva. El resultado es que se producen bienes en menor cuantía de lo que indicaría una asignación eficiente. Este trabajo ensaya una explicación.

En efecto, apelando al marco teórico de Ronald Coase, podemos afirmar que los bienes de uso colectivo no alcanzan a maximizar su producción a causa de la existencia de costos de transacción, costos que impiden un adecuado intercambio de derechos de propiedad y obligación de pago entre los involucrados.

Contando con esta explicación es posible proponer una solución: reducir los costos de transacción mediante algún mecanismo de subasta, de manera tal que los derechos de propiedad se asignen con mayor eficiencia.

En este trabajo hemos ensayado una aproximación al problema de los bienes de uso colectivo y en particular a la reducción de emisiones provocadas por la energía eléctrica.

El andamiaje conceptual de Ronald Coase y sus costos de transacción nos permitieron dar una explicación a las dificultades para el logro del consenso a la hora de decidir una ampliación.

La teoría y la práctica de subastas colaboraron, luego, para proponer un mecanismo original de intercambio de derechos de propiedad, porcentaje de votación y obligación de pago.

Una ilustración numérica, por último, permitió una más cabal comprensión de la propuesta.

Como hemos podido apreciar, con unas reglas de juego adecuadas, algo que para North (1990) no son ni más ni menos que instituciones, se puede avanzar equilibradamente en una más eficiente provisión de bienes de uso colectivo, sorteando tanto las dificultades de la dictadura como las del consenso puro. Se trata de un caso más en donde se evidencia la potencia de las instituciones en el desempeño económico.

Con este trabajo hemos buscado la solución de un caso concreto —la reducción de las emisiones provocadas por la generación de energía eléctrica— pero a la vez hemos dado un paso para avanzar en la agenda de la investigación económica contemporánea: la asignación de derechos de propiedad en bienes de uso colectivo. Se trata de una contribución desde la disciplina económica para interpretar y solucionar algunos de los desafíos que nos presenta el siglo XXI.

REFERENCIAS

Bruni, L. (2003) "Mercado y vida civil: perspectivas para un posible encuentro", en L. Bruni y S. Zamagni (comps.) *Persona y comunión. Por una refundación del discurso económico*. Bs As, Ciudad Nueva.

Buchanan, J. and Tullock, G. (1962) *The calculus of consent*. Michigan, University of Michigan Press.

Chatterjee, K. and W. Samuelson (1983) "Bargaining under Incomplete Information". *Operations Research*, 31, 835-851.

Coase, R. (1937) "The nature of the firm". *Economica*, 4, November.

- Coase, R. (1946) "The marginal cost controversy". *Economica*, August.
- Coase, R. (1959) "The Federal Communications Commission" *The Journal of Law and Economics*, October.
- Coase, R. (1960) "The problem of social cost". *The Journal of Law and Economics* 3. October, p. 1-44.
- Coase, R. (1972) "Industrial organization: a proposal for research". *Policy Issues and Research Opportunities in Industrial Organization*, edited by Victor Fuchs, vol. 3 of Economic Research: Retrospective and prospect, no. 96, Cambridge, National Bureau of Economic Research, 59-73.
- Coase, R. (1974) "The lighthouse in Economics" *The Journal of Law and Economics* 17, no. 2, October, The University of Chicago Press.
- Coase, R. (1988) *The firm, the market and the law*. Chicago, The University of Chicago Press.
- Dutta, P. (1999) *Strategies and Games*. Massachusetts, The MIT Press.
- Hotelling, H. (1938) "The general welfare in relation to problems of taxation and of railway and utility rates" *Econometrica* 6, no. 3, pp. 242-269.
- Klemperer, P. (1998) Auctions with Almost Common Values. *European Economic Review*, 42, 757-769.
- Klemperer, P. (2004) *Auctions: theory and practice*. New Jersey, Princeton University Press.
- McAfee and McMillan (1987) "Auctions and bidding". *Journal of Economic Literature* 25: 699-738.
- McAfee, R. (1992) "A Dominant Strategy Double Auction". *Journal of Economic Theory*, 56, 434-450.
- Menger, C. (1871) *Principios de Economía Política*. Barcelona, Ediciones Folio, 1996.
- Milgrom, P. (2004) *Putting auction theory to work*. Cambridge, Cambridge University Press.
- North, D. (1990) *Institutions, institutional change and economic performance*. Cambridge, Cambridge University Press, 1998.
- Olson, M. (1965) *The logic of collective action. Public goods and the theory of groups*. Cambridge, Harvard University Press, 1971.
- Rubio de Urquía, R. (1999) *Dottrine economiche: scienza economica e Dottrina Sociale della Chiesa*. Roma, Pontificia Universitas Lateranensis, mimeo.
- Samuelson, P. (1947) *Foundation of economic analysis*. Cambridge, Mass., Harvard University Press.
- Shubik, M. (1983) "Auctions, Bidding, and Markets: An Historical Sketch". In R. Engelbrecht-Wiggans, M. Shubik, and J. Stark (eds.), *Auctioning, Bidding, and Contracting*. New York, New York University Press, pp. 33-52.
- Smith, A. (1776) *An inquiry into the nature and causes of the wealth of nations*. New York, Prometheus Books, 1991.

- Stiglitz, J. (2000) *La economía del sector público*. Barcelona, Antoni Bosch Editor, 3ra edición.
- Tullock, G. (1979) *Los motivos del voto. Ensayo de economía política*. Madrid, Espasa – Calpe.
- Vickrey, W. (1961) "Counterspeculation, Auctions and Competitive Sealed Tenders". *Journal of Finance*, 16, 8-37.
- Wilson, R. (1979) "Auctions of Shares". *Quarterly Journal of Economics*, 93, 675-689.
- Wilson, R. (1985) "Incentive Efficiency of Double Auctions". *Econometrica*, 53, 1101-1115.

BIOGRAFÍA



Fernando Nicchi es ingeniero eléctrico por la UBA, magíster en administración y políticas públicas por la Universidad de San Andrés y doctor en economía por la UCA. Se ha desempeñado en consultoría económica, participando en numerosos trabajos, locales e internacionales, tanto para empresas privadas como para gobiernos nacionales y provinciales, todos ellos relacionados con la energía. Simultáneamente ha enseñado, investigado y publicado sobre economía de la energía, ingeniería económica y economía en la UBA y en la UCA. También ha estado a cargo del Departamento de Electrotecnia en la UBA y de la Facultad de Ingeniería en la UCA. Ha recibido varias distinciones, entre ellas un Premio Konex 2003 en Ciencia y Tecnología

SESIÓN 6

CONTRIBUIÇÃO DA BIOELETRICIDADE PARA SUSTENTABILIDADE DA ECONOMIA PAULISTA

Nivalde José de Castro¹²⁶

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Guilherme de Azevedo Dantas¹²⁷

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Roberto Brandão¹²⁸

Universidade de Federal do Rio de Janeiro

Resumo

A promoção do desenvolvimento sustentável requer que o sistema energético priorize rotas tecnológicas eficientes e uma maior utilização de fontes renováveis de energia. A matriz energética brasileira possui expressiva participação de fontes renováveis de energia e deve se expandir continuando a priorizar fontes renováveis.

A indústria do Estado de São Paulo demanda grandes montantes de energia elétrica e em paralelo é no território paulista que se concentra a produção brasileira de cana de açúcar. Com base na potencialidade de geração de eletricidade a partir da biomassa residual dos processos produtivos de etanol e de açúcar, o objetivo deste artigo é analisar o quanto esta produção pode contribuir para a sustentabilidade da economia paulista.

Palavras chaves: cana de açúcar, energia elétrica, bagaço, palha, extração e condensação, gaseificação, comercialização.

Introdução

¹²⁶Professor da UFRJ e coordenador do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da UFRJ. Avenida Pasteur 250 – Sala 226. Urca. Rio de Janeiro/RJ. Cep: 22290-240 – Brasil. nivalde@ufrj.br

¹²⁷Doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ. Avenida Pasteur 250 – Sala 235. Urca. Rio de Janeiro/RJ. Cep: 22290-240 – Brasil. guilhermecrv@gp@ppe.ufrj.br

¹²⁸Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ. Avenida Pasteur 250 – Sala 235. Urca. Rio de Janeiro/RJ. Cep: 22290-240 – Brasil. robertobrandao@gmail.com

A expansão da oferta mundial de energia para atender ao exponencial crescimento da demanda mundial de energia que se projeta para os próximos anos concomitantemente a mitigação das alterações climáticas é um desafio de grandes dimensões que se apresenta aos formuladores de política energética no Século XXI. O equacionamento destes objetivos é condição basilar para que se garanta a segurança do suprimento de energia com o menor impacto ambiental possível.

A necessidade de se ter um sistema energético fundamentado na sustentabilidade se insere no âmbito do desenvolvimento sustentável que visa promover o desenvolvimento sócio econômico atual sem o comprometimento da qualidade de vida das gerações futuras. Com base na relação estreita entre desenvolvimento sócio econômico e níveis crescentes do consumo de energia e os impactos ambientais que as atividades de geração e consumo de energia ocasionam, torna-se evidente que a promoção do desenvolvimento sustentável tem a formatação do setor energético em bases sustentáveis como uma condição basilar para que este tipo de desenvolvimento seja de fato implementado.

Devido à estreita relação entre crescimento econômico e demanda por energia, se fazem necessárias alterações no padrão de consumo de energia e na composição da matriz energética mundial de forma que se possa manter o padrão de consumo dos países desenvolvidos e sobretudo promover o desenvolvimento sócio-econômico dos países em vias de desenvolvimento ao mesmo tempo em que se mitigue às emissões de gases do efeito estufa e por conseguinte as alterações climáticas. Os mecanismos disponíveis para esta mudança de paradigma no setor energético são a promoção de políticas e práticas com elevado nível de eficiência energética e uma maior utilização de fontes alternativas de energia, especialmente fontes renováveis.

Com uma ampla participação de fontes renováveis de energia em sua matriz energética, o Brasil consegue ter uma intensidade em carbono na geração de energia significativamente menor do que a média mundial. No entanto, é preciso se enfatizar que o Brasil ainda apresenta níveis de consumo de energia reduzidos em comparação com os padrões de consumo dos países desenvolvidos e neste sentido mesmo com a adoção de tecnologias de maior eficiência, o consumo de energia no Brasil tende a apresentar um expressivo crescimento nos próximos anos. Esta tendência é acentuada pela relevância de setores intensivos em energia na matriz energética brasileira.

Nesta discussão das perspectivas energéticas brasileiras, se destaca o Estado de São Paulo por ser detentor de aproximadamente um terço da renda gerada no Brasil e ter expressiva importância do setor industrial em sua economia. Por outro lado, este estado concentra

mais de 60% do cultivo brasileiro de cana de açúcar que é uma fonte energética importante (desde 2007 é a segunda fonte em participação na matriz energética brasileira). Além do tradicional uso para produção de etanol, a cana de açúcar, mais especificamente a biomassa residual do processo de produção de etanol e de açúcar, pode ser utilizada para a geração de excedentes de eletricidade a serem comercializados. Esta estratégia já vem sendo adotada por alguns grupos empresariais do setor canavieiro, entretanto, ainda existe um hiato entre a energia efetivamente gerada e o potencial de geração de eletricidade nas usinas sucroenergéticas paulistas.

O objetivo central deste artigo é examinar a contribuição que a geração de eletricidade nas usinas canavieiras paulistas pode ter no atendimento da demanda de energia elétrica do setor industrial paulista, contribuindo desta forma para a sustentabilidade da produção paulista. O artigo se divide em três partes. Inicialmente, se apresenta a necessidade de se promover a economia verde¹²⁹ no âmbito dos preceitos do desenvolvimento sustentável. A segunda seção ressalta a importância de políticas de eficiência energética e da promoção de fontes alternativas de energia para que a matriz energética seja compatível com a promoção do desenvolvimento sustentável. Ainda nesta seção, se destaca o quanto a matriz energética brasileira difere da mundial com uma ampla participação de fontes renováveis de energia, mas se ressalta os cuidados que devem ser tomados para que a expansão da oferta mantenha este perfil da matriz brasileira. Por fim, a última seção apresenta o potencial de geração de bioeletricidade e qual a contribuição que esta geração pode ter no atendimento da demanda do setor industrial paulista por energia elétrica em 2020.

I – Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento

A transição para a “economia verde” é condição basilar para a promoção do desenvolvimento sustentável, ou seja, o estabelecimento de um padrão sócio econômico onde o combate às mazelas sociais através do crescimento econômico ocorra em bases sustentáveis em termos ambientais. A relevância da promoção do desenvolvimento sustentável foi apresentada no Relatório Brundtland em 1987 quando se enunciou a necessidade de explorar os recursos, orientar investimentos e se adotar técnicas e arranjos institucionais que permitam atender às necessidades dos homens atuais e das gerações futuras (BÜRGENMEIER, 2005).

Ao se discutir uma trajetória sustentável de desenvolvimento, é preciso o exame da estrutura do setor energético e esta associação se deve à relação estreita entre energia e desenvolvimento e energia e meio ambiente. Se por um lado energia é um insumo essencial para o desenvolvimento sócio econômico de um país ou região, por outro lado o setor energético retira do meio ambiente seus recursos primários e gera poluição e outros tipos de impactos ambientais sobre o meio ambiente.

¹²⁹ A Economia Verde é uma proposta de desenvolvimento que tem o intuito de instituir um crescimento econômico que priorize setores com menores impactos ambientais e soluções consistentes porque reconhece que o atual modelo de desenvolvimento, apesar de gerador de renda e empregos, é insustentável.

De acordo com GOLDEMBERG et al. (1988), existe uma enorme necessidade de se erradicar a pobreza mundial. Os autores afirmam que esta erradicação da pobreza requer que os países em vias de desenvolvimento aumentem sua produtividade agrícola e a distribuição de alimentos, implementem redes de esgoto e distribuição de água potável adequados, permitam o acesso à educação básica e serviços de saúde, além de proporcionarem confortos básicos e desenvolver o setor industrial. Todas estas atividades exigem um relevante consumo de energia. Neste sentido, se comprova que existe uma nítida e inequívoca relação entre desenvolvimento sócio econômico e níveis crescentes de consumo de energia.

Conforme JOHANSSON e GOLDEMBERG (2002), o acesso a formas modernas e eficientes de energia é um importante indicador das condições de vida de uma população. Os autores enunciam que algo em torno de 2 bilhões de pessoas ainda não possuem acesso a energia elétrica nem a combustíveis modernos, como por exemplo gás liquefeito de petróleo. Estas pessoas atendem suas demandas energéticas através do consumo de lenha, resíduos agrícolas e animais, em processos de reduzida eficiência energética. Neste sentido, existem impactos sociais e ambientais nocivos porque crianças e mulheres gastam um considerável tempo coletando insumos energéticos e a combustão dos mesmos em condições precárias ocasiona problemas de saúde. Portanto, é evidente que a melhoria das condições de vida deste contingente populacional tem como condição elementar o acesso a formas modernas eficientes de energia. A Tabela 1 apresenta uma comparação dos consumos per-capita de energia e de energia elétrica no ano de 2008.

Tabela 1 – Consumos Médios de Energia e de Energia Elétrica em 2008

	Consumo Energético Per-capita (em tep por habitante)	Consumo de Energia Elétrica Per capita (em kWh por habitante)
Mundo	1,83	2782
OECD	4,56	8486
América Latina	1,24	1956
África	0,67	571

Fonte: IEA (2010).

Em paralelo, é preciso se considerar a interface entre a geração e o consumo de energia e o meio ambiente porque é da natureza que o setor energético extrai os recursos necessários para a geração de energia e é sobre este meio ambiente a geração e o consumo de energia ocasionam os mais diversos impactos ambientais negativos, os quais variam em tipologia e magnitude de acordo com o recurso primário e a forma de energia que está sendo gerada. A Tabela 2 apresenta os impactos ambientais de algumas rotas tecnológicas de geração de eletricidade.

Tabela 2 – Impactos Sócio-Ambientais da Geração de Energia Elétrica

Fontes	Impactos Sócio-Ambientais
Termoeletricidade	Emissão de Gases do Efeito Estufa; Emissão de Material Particulado; Emissão de SOx; Emissão de NOx;
Hidroeletricidade	Alagamento para Construção de Barragens; Alteração nos Regimes dos Rios a Jusante; Assoreamento à Montante da Barragem; Barreiras à Migração dos Peixes; Proliferação de Algas; Perda de Patrimônio Histórico, Arqueológico e Turístico; Remoção de Populações Locais;
Bioeletricidade	Perda de Biodiversidade;

	Poluição Atmosférica; Mortandade de Peixes; Contaminação de Aquíferos Freáticos.
Energia Eólica	Poluição Sonora; Poluição Estética; Morte de Pássaros.
Energia Solar	Acúmulo de Resíduos Tóxicos no Ambiente.
Pequenas Hidroelétricas	Interferência na Fauna e Flora Locais; Conflitos com o Turismo.
Energia Nuclear	Risco de Acidentes; Incertezas no Gerenciamento dos Resíduos; Perigo da Proliferação de Armas Atômicas.

Fonte: GOLDEMBERG e LUCON (2007).

Dentre os impactos ambientais ocasionados pelo setor energético, destacam-se as alterações climáticas que pela sua dimensão global ameaçam a extração dos recursos naturais, reduzem a qualidade de vida, desequilibram ecossistemas, e no limite colocam em risco a sobrevivência da vida humana na Terra. Estas alterações são resultado do desequilíbrio do ciclo do carbono oriundo das emissões antropogênicas de gases do efeito estufa. Aproximadamente dois terços das emissões antrópicas advêm do setor energético que tem uma participação superior a 80% de insumos fósseis em sua matriz energética e a combustão dos mesmos em larga escala a partir de meados do Século XVIII com o advento da Revolução Industrial ocasionou na intensificação do efeito estufa. Em outras palavras, se a combustão de combustíveis fósseis em máquinas térmicas permitiu o desenvolvimento sócio econômicos dos últimos 250 anos, em contrapartida foi justamente este processo que desequilibrou o ciclo do carbono sendo o principal responsável pelas alterações climáticas.

A questão a ser destacada é que as emissões de gases do efeito do setor energético nos últimos 250 anos permitiram apenas o desenvolvimento sócio econômico de um restrito de países. Desta forma, ainda existe um imenso contingente populacional excluído deste desenvolvimento sócio econômico e a melhoria da qualidade de vida destas pessoas exige níveis crescentes de consumo de energia. Porém, o atendimento da crescente demanda de energia com base na composição atual da matriz energética é inteiramente incompatível com o objetivo de mitigar as alterações climáticas.

Portanto, se faz necessário a adoção de uma estratégia sustentável para a expansão da matriz energética mundial que deve estar relacionada aos preceitos da economia verde que se fundamenta em uma economia de baixo carbono, ou seja, o desenvolvimento sócio econômico atual precisa priorizar uma redução da intensidade em carbono do setor energético de forma a não comprometer as condições de vida das gerações futuras.

II) Sustentabilidade da Matriz Energética

Os 3 objetivos estratégicos de uma política energética são a segurança do suprimento, a competitividade da oferta e a sustentabilidade ambiental. A grande dificuldade em se atingir estes objetivos de forma conjunta é que os mesmos são conflitantes. Assim, um instrumento que seja utilizado para promover um deles acaba tendo impactos negativos sobre os demais. A única ferramenta disponível compatível com a promoção conjunta destes 3 objetivos é a busca por maiores níveis de eficiência energética. Desta forma, a adoção de políticas de eficiência energética se apresenta como o instrumento mais razoável de ser adotado no sentido de permitir se atender ao aumento da demanda energética em uma grandeza superior a 40% até 2030 ao mesmo tempo em que se mitigue às emissões de gases do efeito estufa.

A compreensão da racionalidade de políticas de eficiência energética passa pelo reconhecimento que energia é um bem essencial para o desenvolvimento das atividades sócio-econômicas do mundo contemporâneo, entretanto, energia não tem função em si própria. Desta forma, o relevante são os serviços energéticos (trabalho, locomoção, energia térmica, aquecimento, refrigeração) e são a estas demandas que se deve atender. Logo, rotas tecnológicas eficientes são aquelas que conseguem atender a uma dada demanda por um serviço energético utilizando uma menor quantidade de recursos energéticos primários e, portanto, são compatíveis com a segurança do suprimento e sustentabilidade ambiental da oferta de energia elétrica.

Os países em vias de desenvolvimento também apresentam oportunidades de promoção de eficiência energética através de soluções técnicas que possibilitem o atendimento da demanda por serviços energéticos com uma menor quantidade de insumos. Além disso, deve-se ter cuidado com valores de consumos médios em países em vias de desenvolvimento porque estes países possuem tamanho grau de desigualdade que, mesmo os valores médios sendo baixos, existe uma elite com um consumo energético no mesmo nível dos países desenvolvidos e aí existe um grande campo para se realizar políticas de eficiência energética.

Entretanto, não é uma hipótese plausível supor que os ganhos de eficiência energética sejam suficientes para atender as demandas requeridas pelo desenvolvimento sócio econômico dos países em vias de desenvolvimento. Neste sentido, junto com políticas de eficiência energética se faz necessário o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética mundial de forma que a expansão ocorra em bases mais sustentáveis e a matriz energética mundial futura tenha uma menor participação de fontes fósseis em sua composição. Esta redução relativa da geração de energia a partir de insumos fósseis em favor de uma maior participação de fontes renováveis de energia é condizente com o objetivo de promoção de segurança do suprimento concomitantemente a mitigação das alterações climáticas.

No âmbito do setor elétrico, se destaca a expansão mundial da geração eólica nos últimos 15 anos, as potencialidades da geração solar e a relevância que a geração de energia elétrica a partir da biomassa pode

ter em alguns mercados específicos como o brasileiro, como será examinado na próxima seção. A inserção destas fontes na matriz elétrica mundial em uma escala condizente com seus respectivos potenciais é relevante para mitigar o aquecimento global pois a matriz elétrica mundial possui uma participação de fontes fósseis em torno de 70%, dos quais aproximadamente 40% se refere à geração termoeétrica a partir de carvão. A Tabela 3 mostra os fatores de emissão das fontes fósseis. Se faz necessário destacar que a geração eólica considerando todo o ciclo de vida da produção possui um fator de emissão em torno de 25 gramas de CO_{2eq} por kWh e mesmo a geração solar a partir de painéis fotovoltaicos, os quais são produzidos através de um processo energético intensivo, possuem fatores de emissão inferiores a 100 gramas de CO_{2eq} por kWh produzido. Por sua vez, o ciclo de vida da biomassa faz com que a geração de eletricidade a partir deste recurso seja neutra em carbono. Em síntese, estas fontes renováveis possuem importante função no objetivo de mitigar as alterações climáticas por contribuírem para o atendimento da demanda crescente por energia elétrica reduzindo a necessidade de geração termoeétrica que utilize insumos fósseis como combustível.

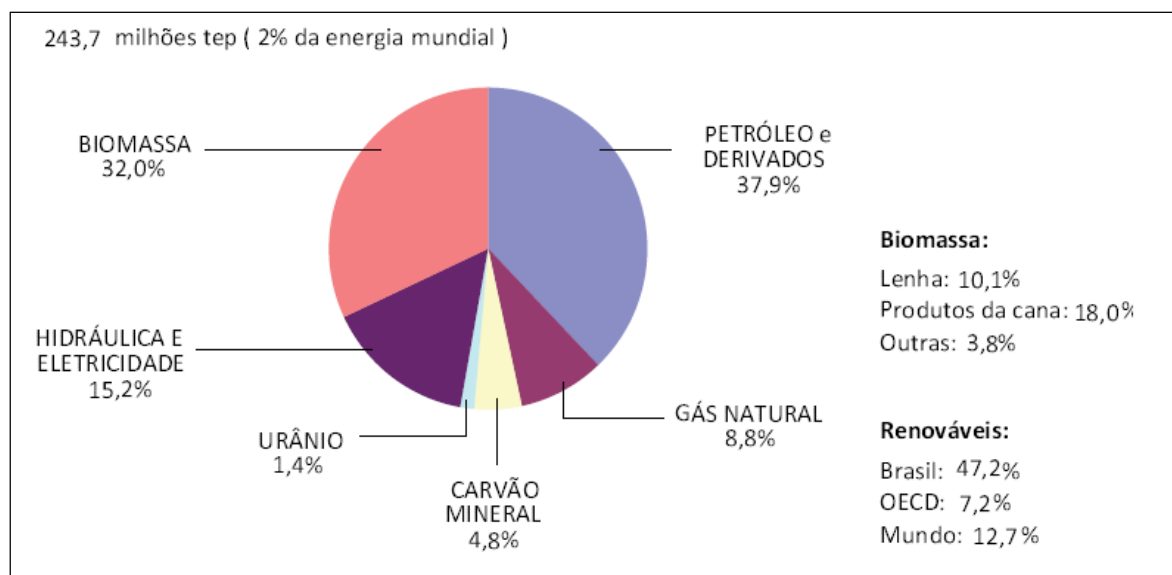
Tabela 3 – Emissões de Gases do Efeito Estufa da Geração Térmica

Fontes Térmicas	Emissões de CO _{2eq} (gramas por kWh)
Gás Natural – Ciclo Combinado	400
Gás Natural – Ciclo Aberto	440
Óleo	550
Carvão	800

Fonte: UNIÃO EUROPÉIA (2007).

A composição da matriz energética brasileira é ímpar, pois possui uma participação de fontes renováveis de energia que a distingue da matriz energética mundial, impulsionada pela participação dos derivados da cana e dos recursos hídricos na oferta brasileira de energia. A Figura 1 apresenta a composição da matriz brasileira em 2009.

Figura 1 – Oferta Interna de Energia no Brasil em 2009



Fonte: MME (2010).

Esta composição da matriz onde a participação de fontes renováveis de energia é quase quatro vezes maior que a média mundial resulta em uma intensidade de carbono consideravelmente inferior. Segundo MME (2010), tal intensidade teve o valor de 1,4 toneladas de CO₂ por tonelada equivalente de petróleo da oferta interna de energia em 2009 em contraste com a média mundial de 2,41 toneladas de CO₂ por tonelada equivalente de petróleo em 2007.

Contudo, os dados relativos aos padrões de consumo de energia no Brasil e ao perfil da oferta necessitam ser relativizados porque o Brasil é um país em vias de desenvolvimento que ainda possui um nível de renda per-capita extremamente reduzido. Conforme IEA (2008), o consumo per-capita de energia no Brasil no ano de 2008 foi de 1,29 toneladas equivalente por petróleo em contraste com o consumo de 4,56 toneladas equivalentes de petróleo nos países da OECD. Neste sentido, o desenvolvimento do país, mesmo que venha a priorizar setores menos intensivos em energia, acarretará em um considerável aumento da demanda por energia, pois ainda existe uma considerável demanda reprimida.

Além disso, é razoável supor que em um cenário de referência, baseado em variáveis estritamente econômicas, a maior parte desta demanda adicional irá advir de combustíveis fósseis e por consequência haverá redução da participação de fontes renováveis de energia. Isto porque a alta participação de fontes renováveis de energia na matriz brasileira se deve à cana de açúcar e aos recursos hídricos. E embora ainda exista um imenso potencial de energia canavieira a ser explorado, existem sérias limitações ao aproveitamento do potencial hídrico remanescente.

Também é importante ressaltar que a expressiva participação de setores industriais intensivos em energia na composição da economia faz com que, para um dado crescimento econômico, a energia necessária para atender este crescimento seja maior do que aquela que seria necessária em uma economia que priorizasse setores de maior valor agregado. Como os setores de crescimento a serem priorizados fazem parte de uma discussão mais ampla que contempla política industrial, cabe aos debatedores do setor energético enfatizarem a necessidade de promoção de fontes renováveis de energia como meio de permitir que a matriz energética brasileira se mantenha alinhada com os preceitos da economia verde.

No âmbito mais regional, é preciso se reter especial atenção ao Estado de São Paulo que é responsável por aproximadamente um terço da renda brasileira e possui um expressivo setor industrial. Um corolário imediato é que este Estado é responsável por grande parte da demanda brasileira de energia elétrica, equivalendo a um consumo de aproximadamente 119 TWh em 2008. Neste sentido, é de grande relevância que o Estado de São Paulo mantenha sua matriz elétrica baseada em fontes renováveis de energia. Por outro lado, este Estado concentra mais de 60% do processamento de cana de açúcar e se a utilização da biomassa residual do processo de produção

de etanol e de açúcar para o atendimento das demandas energéticas da usina através do eficiente processo de co-geração é prática comum nas usinas sucroenergéticas, a construção de plantas de co-geração com capacidade de gerarem excessivos montantes de energia elétrica a ser comercializada é uma estratégia recente e ainda existe um considerável potencial a ser explorado. Esta análise é o objetivo da próxima seção deste artigo.

III – Bioeletricidade da Cana de Açúcar

De acordo com KITAYAMA (2008), 1 tonelada de cana de açúcar possui energia primária equivalente a 1,2 barris de petróleo. Diante a tamanho potencial energético e a tradição brasileira no cultivo de cana de açúcar, os dados da Figura 1, que mostram que os produtos da cana são a segunda principal fonte de energia na matriz brasileira, não chegam a ser surpreendentes. Esta participação ocorre essencialmente devido ao disseminado uso de etanol hidratado na frota de veículos leves, etanol anidro adicionado à gasolina, e em menor escala a geração de energia para auto-suprimento das próprias usinas com algumas unidades comercializando excedentes gerados de energia elétrica.

Contudo, existe um hiato entre o potencial energético da cana e a energia que vem sendo de fato utilizada. O potencial energético está dividido entre a sacarose (caldo da cana), bagaço (fibras), e palha, na proporção de um terço para cada uma das partes. A fração referente à sacarose é plenamente utilizada para a produção de etanol ou de açúcar. Por sua vez, a energia contida no bagaço é historicamente explorada apenas parcialmente para o atendimento das demandas energéticas do processo produtivo de etanol e açúcar enquanto que a palha era queimada para facilitar a colheita manual da cana de açúcar.

Ao contrário da palha, o bagaço da cana de açúcar é um insumo que já se encontra na usina após a extração do caldo da cana nas moendas. Neste sentido, o bagaço é usado tradicionalmente como combustível para a produção de energia mecânica, elétrica e térmica nas usinas através de plantas de co-geração. Porém, CASTRO et all. (2008) ressaltam que o setor se expandiu e consolidou optando por plantas com menor eficiência, pois a estrutura de monopólio integrado verticalmente do setor elétrico não permitia que usinas canavieiras comercializassem excedentes de energia elétrica. Logo, o objetivo das usinas era maximizar a queima do bagaço devido à dificuldade em estocá-lo e à inexistência de um mercado para o bagaço *in natura*.

Portanto, o primeiro passo para um maior aproveitamento do potencial energético da cana de açúcar é a adoção de rotas tecnológicas que utilizem o bagaço da cana de açúcar de forma mais eficiente. No entanto, além do bagaço, se verifica uma oferta adicional crescente de biomassa a ser utilizada como insumo energético devido ao fim das queimadas com a implementação da colheita mecanizada. Logo, a palha da cana passa a ser passível se de utilizada com fins energéticos. Cabe destacar, que atualmente mais de

50% da colheita no Estado de São Paulo já é mecanizada e até 2014 toda a colheita em regiões planas será mecanizada.

Uma análise prospectiva indica uma série de possíveis destinações do bagaço e da palha da cana de açúcar, entre as quais, a produção de biocombustíveis celulósicos e de produtos químicos. Porém, estas rotas tecnológicas ainda precisam de um amadurecimento tecnológico para se tornarem competitivas, ao contrário da geração de eletricidade que possui variantes tecnológicas já maduras e competitivas.

Concomitantemente, a reforma liberalizante do setor elétrico brasileiro ao permitir e incitar a concorrência no segmento de geração criou as condições necessárias para a comercialização de excedentes de energia elétrica gerados nas usinas de cana de açúcar. Portanto, o aproveitamento do potencial energético do bagaço e da palha no curto e no médio prazo é para a produção de energia elétrica.

A garantia da oferta de energia a preços competitivos e de forma sustentável é um desafio de grandes dimensões, conforme foi visto na primeira seção deste artigo. A segunda parte deste texto examinou a importância da eficiência energética e de fontes renováveis de energia para que se atenda a este desafio. A produção de bioeletricidade nas usinas sucroenergéticas se fundamenta justamente nos preceitos de eficiência e renovabilidade. Explica-se: a bioeletricidade é gerada a partir do processo de co-geração¹³⁰, eficiente por definição, utilizando como insumo energético à biomassa residual resultante do processo de produção de etanol e de açúcar. Ao mesmo tempo, a geração de bioeletricidade é uma fonte de geração distribuída por estar próxima ao centro de carga brasileiro, neste sentido minimiza impactos ambientais referentes à rede de transmissão e é condizente com a necessidade de promoção da sustentabilidade ambiental.

No entanto, sob a ótica do sistema elétrico brasileiro o benefício mais importante da bioeletricidade na matriz elétrica brasileira em uma escala condizente com o seu potencial, é a perfeita complementariedade existente entre a safra canavieira e o período da safra sucroenergética. A safra na Região Centro Sul, que concentra mais de 85% da produção brasileira, ocorre justamente entre os meses de Abril e Novembro coincidindo com o período seco no subsistema Sudeste/Centro Oeste, onde está situada 70% da capacidade dos reservatórios brasileiros. Esta complementariedade se torna ainda mais relevante ao se considerar que as novas usinas hidroelétricas brasileiras não possuem reservatórios de acumulação o que resulta em uma redução da capacidade de

¹³⁰ O processo de co-geração consiste na produção de mais de uma forma de energia (energia térmica e energia mecânica a ser ou não convertida em energia elétrica) a partir de um único insumo energético. Esta rota tecnológica é capaz de ter eficiências energéticas globais superiores a 80% em contraste com a geração termoelétrica convencional que mesmo tratando-se de uma planta ciclo combinado não consegue atingir eficiências superiores a 55%.

regularização da oferta hidroelétrica ao longo de todo o ano. Isto tornará cada vez mais importante a geração complementar ao parque hidroelétrico operando na base do sistema durante o período seco do ano (CASTRO et al., 2010a).

Portanto, existe uma série de motivos que justificam investimentos em plantas de cogeração eficientes aptas a comercializarem expressivos montantes de eletricidade. Neste sentido, se faz necessário o exame do potencial de geração de bioeletricidade com o objetivo de se testar a hipótese principal deste artigo: a contribuição que a produção de bioeletricidade pode dar para a sustentabilidade da indústria do Estado de São Paulo.

O potencial de geração de bioeletricidade no Estado de São Paulo em 2020 é função da oferta de biomassa residual disponível e das rotas tecnológicas adotadas. Cabe destacar, que é preciso se ter cuidado ao se falar de potencial, pois existem diversos tipos de potencial. O potencial teórico é aquele definido por condições físicas e climáticas. Deste potencial, apenas uma fração é aproveitável porque existem restrições de ordem técnica que definem o potencial técnico de produção. Por sua vez, o potencial econômico é a fração do potencial técnico viável financeiramente de ser explorado. Neste sentido, ao se referir ao potencial de geração o foco analítico é o potencial econômico.

De acordo com COGEN (2011), a safra de cana de açúcar no Estado de São Paulo em de 2020 será de 466 milhões de toneladas de cana de açúcar. Como o insumo para geração de eletricidade é a biomassa residual do processo produtivo de etanol e açúcar – bagaço e palha – se faz necessária uma projeção da disponibilidade destes insumos.

Como dito anteriormente, o bagaço já se encontra no pátio da usina e, portanto, é um insumo disponível a ser utilizado em sua totalidade. Em contrapartida, a definição do percentual da palha a ser utilizado é uma variável que precisa ser analisada com cuidados. Em primeiro lugar, é preciso se ressaltar que é um pressuposto plausível a permanência de 50% da palha no campo por razões agrônomas. No que se refere aos outros 50%, o quanto deste montante será efetivamente utilizado é uma questão controversa. A dificuldade em se saber de antemão este percentual se fundamenta no custo de transporte da palha do campo até a usina, pois tal custo faz com que dependendo da distância entre o canavial e a usina não seja viável economicamente o aproveitamento da palha com fins energéticos.

Ao mesmo tempo, não existe até o momento um consenso em relação à rota tecnológica mais apropriada para coleta, transporte, limpeza, armazenamento e queima da palha. Na falta de definição de uma rota tecnológica, é difícil estimar os investimentos e custos

associados à utilização da palha para a geração de energia elétrica e por consequência para determinar sua viabilidade econômica. Dado o potencial energético da palha, o avanço tecnológico na logística de colheita, transporte, armazenagem e queima da palha, e a busca por maximização da geração de energia elétrica, o uso da palha para co-geração deve se tornar uma realidade no curto/médio prazo. Como o horizonte temporal deste artigo é 2020, se adotará o pressuposto de utilização de 40% da palha.

A partir da disponibilidade de biomassa, é preciso se definir a rota tecnológica a ser adotada para que se possa fazer estimativas do potencial de geração de bioeletricidade em 2020. Historicamente, em linhas com o objetivo de queima do bagaço, se adotou plantas de co-geração de baseadas no Ciclo Rankine com caldeiras de baixa pressão. Esta configuração é capaz de gerar modestos 12 kWh por tonelada de cana processo, quantidade suficiente para o atendimento da demanda energética dos processos produtivos de etanol e açúcar. No entanto, a reforma do setor elétrico brasileiro ao criar condições para a comercialização de excedentes de energia elétrica nas usinas sucroenergéticas tornou necessária a discussão referente às rotas tecnológicas capazes de gerarem maiores montantes de energia elétrica e suas respectivas viabilidade econômica.

A rota tecnológica disponível e viável economicamente atualmente é uma planta de co-geração Ciclo Rankine com caldeiras de alta pressão e presença de um condensador. Concomitantemente, podem ser adotadas medidas de redução do consumo de energia no processo produtivo de etanol e de açúcar através, por exemplo, da eletrificação de acionamentos mecânicos (CORRÊA NETO e RAMÓN, 2002).

Embora estejam disponíveis caldeiras de 100 bar, neste trabalho se adotará o pressuposto que as usinas possuem plantas com caldeiras de 67 bar. Esta hipótese tem como base o fato das plantas construídas ou reformadas recentemente possuírem caldeiras nesta faixa de pressão e não é plausível se imaginar que em um horizonte de 10 anos estas usinas realizem novos investimentos em equipamentos mais modernos, tendo em vista que os investimentos realizados recentemente não terão sido amortizados. De acordo com DEDINI (2010), uma planta com estas características é capaz de gerar 103 kWh excedentes por tonelada de cana processada a serem comercializados.

Em termos de viabilidade econômica e financeira, plantas de extração e condensação se apresentam como extremamente competitivas. Conforme CASTRO et al. (2010b), o custo unitário do investimento em plantas deste tipo varia entre R\$ 2.300,00 e R\$ 3.000,00 por kW instalado e é extremamente sensível a escala da planta, com usinas que processam 3 milhões de toneladas de cana chegando a ter um custo unitário do investimento 23% inferior aquele verificado para usinas que processam 1 milhão de toneladas de cana por

safras. Neste sentido, os autores ressaltam a relevância do processo de consolidação do setor e aumento da escala média de moagem das usinas¹³¹ para a promoção da bioeletricidade no Estado de São Paulo. Com este patamar de custos, a comercialização de bioeletricidade é competitiva com fontes convencionais de geração de energia elétrica.

A segunda rota tecnológica a ser analisada é a geração de eletricidade em plantas de co-geração que utilizem turbinas a gás. Para que isso seja possível, é preciso que se gaseifique previamente a biomassa, sendo este um processo de conversão termoquímica que produz um gás energético a partir de um combustível sólido. Neste trabalho, os parâmetros de produtividade e de custos se referem a uma planta gaseificação ciclo combinado que utiliza um gaseificador pressurizado com oxigênio como agente gaseificante. Esta configuração se justifica pela expressiva disponibilidade de biomassa em usina sucroenergética que aproveite a palha e pela necessidade de se produzir um gás de melhor qualidade de forma a minimizar problemas com a turbina a gás.

De acordo com SEABRA (2008), uma planta com estas características seria capaz de produzir algo da ordem de 200 kWh por tonelada de casa com um custo unitário do investimento em torno de R\$ 4.200,00 por kW instalado. O autor resalta que para ser viável economicamente a tarifa a ser paga pela eletricidade comercializada em uma planta com estas características deve ser da ordem R\$ 180,00 por MWh, bastante acima do preço atual da energia no Brasil. Portanto, esta rota tecnológica ainda não é competitiva, mas é bem possível que os ganhos de escala e de aprendizado poderão a torná-la competitiva no médio prazo.

Com base na estimativa da safra canavieira paulista em 2020 e das rotas tecnológicas consideradas, é possível se projetar a produção de bioeletricidade a ser comercializada nas usinas do Estado de São Paulo em 2020. Cabe destacar, que o pressuposto adotado neste trabalho é que toda a bioeletricidade será produzida durante o período da safra que é justamente aquele onde a energia tende a ter um maior valor por ser coincidente com o período seco da Região Centro Sul.

A rota tecnológica de extração e condensação seria capaz de produzir aproximadamente 48 TWh a serem exportados para a rede elétrica paulista. Por sua vez, a tecnologia de gaseificação da biomassa possibilitaria uma produção de 93 TWh em 2020.

¹³¹Entre as safras 1999/2000 e 2008/2009 a moagem média por usina no Estado de São Paulo aumentou de 1,4 milhões de toneladas de cana de açúcar para 2,0 milhões de toneladas de cana de açúcar, um crescimento de 42,4%. Por sua vez, a mediana cresceu 49% (CASTRO et al., 2010b).

Segundo SECRETARIA DE SANEAMENTO E ENERGIA (2009), o consumo de energia elétrica do setor industrial do Estado de São Paulo em 2020 deverá ser da ordem 84 TWh. Ao se comparar esta perspectiva de demanda com o potencial de geração de bioeletricidade nas usinas sucroenergéticas paulistas, é possível se vislumbrar que a rota tecnológica de turbinas de extração e condensação pode atender a 57% da demanda da indústria paulista por energia elétrica. Por sua vez, a rota de gaseificação de biomassa com ciclo combinado permitiria atender a demanda de toda a indústria paulista com bioeletricidade e ainda restariam 9 TWh.

Além de promover a segurança energética do setor industrial paulista, esta participação expressiva da bioeletricidade no atendimento da carga da indústria paulista resultaria em uma considerável redução da emissão de gases do efeito estufa na produção de bens industrializados. Com base em um fator de emissão do setor elétrico brasileiro de 267,7 kg de CO_{2eq} por MWh gerado¹³², é possível se estimar as reduções de gases do efeito estufa oriundas da bioeletricidade. A tecnologia de extração-condensação seria capaz de evitar a emissão de 12,8 milhões toneladas de CO_{2eq} enquanto que no caso da rota de gaseificação¹³³ seriam 22,5 milhões toneladas de CO_{2eq}. Considerando um preço extremamente conservador de 10 euros por tonelada de carbono, as emissões evitadas teriam um valor respectivo de 128 e 225 milhões de euros.

No entanto, é necessário examinar as perspectivas do potencial da bioeletricidade ser de fato explorado. Inicialmente, é preciso se ter ciência que a viabilidade econômica de projetos *retrofit* exige a comercialização de energia a um preço maior que o preço necessário para viabilizar projetos *greenfield*. Isto ocorre porque projetos *retrofit* normalmente envolvem custos elevados para equipamentos de geração e ou do processo industrial de processamento da cana que ainda estão em plenas condições de uso. Além disso, são requeridos investimentos, por vezes expressivos, na efficientização energética da produção de etanol e açúcar a fim de liberar energia para a exportação de eletricidade. Este tipo de usina costuma realizar investimentos em plantas mais eficientes apenas quando já há uma expansão programada da planta industrial, que já levaria necessariamente à substituição de alguns dos equipamentos industriais mesmo que não houvesse preocupação em aumentar a exportação de energia. Diante da competitividade da tecnologia de extração e condensação e do processo de aumento da escala produtiva das plantas, é uma hipótese consistente imaginar que todo potencial baseado nesta rota seja implementado em 2020.

¹³² Ver Comitê Executivo do MDL (2005).

¹³³ Está se considerando apenas a geração que vai atender a demanda de energia elétrica industrial.

Em contrapartida, a gaseificação da biomassa com ciclo combinado ainda não é uma tecnologia madura. A exploração do potencial da biomassa residual canavieira em 2020 com base nesta tecnologia deve ser vista como improvável, especialmente porque usinas que realizaram investimentos em plantas de co-geração de extração condensação recentemente, ou que realizem tais investimentos nos próximos anos, dificilmente farão novos investimentos em co-geração em um horizonte de dez anos ou mais. Desta forma, a viabilização desta tecnologia por todo o setor sucroenergético paulista exigiria políticas públicas fundamentadas nos ganhos de produtividade que representariam uma maior contribuição da bioeletricidade canavieira para a promoção do desenvolvimento sustentável no Estado de São Paulo.

Conclusões

A adoção de uma trajetória de desenvolvimento sustentável é essencial para promover o desenvolvimento econômico sem comprometer as condições de vida das gerações futuras. A sustentabilidade do desenvolvimento está diretamente associada ao comportamento do setor energético, porque energia é um insumo essencial para a melhoria da qualidade de vida que, no entanto, gera impactos ambientais substanciais.

A necessidade de expandir a oferta de energia de forma a atender à crescente demanda energética mundial e ao mesmo tempo mitigar as alterações climáticas exige medidas de eficiência energética e uma maior participação de fontes renováveis de energia.

O Brasil possui uma expressiva participação de fontes renováveis de energia em sua matriz energética em contraste com a matriz energética mundial. Contudo, o consumo de energia no Brasil ainda é reduzido e a importância de algumas indústrias intensivas em energia na economia brasileira torna necessária uma especial atenção no que diz respeito ao perfil da expansão da oferta brasileira de energia com vistas a manutenção de sua reduzida intensidade em carbono.

A economia paulista merece uma análise específica pelo expressivo consumo de energia elétrica do seu setor industrial e ao mesmo tempo pelas potencialidades oriundas da produção de energia elétrica nas usinas de cana de açúcar a partir da biomassa residual do processo produtivo de etanol e açúcar. Com base na projeção de uma safra de 466 milhões de toneladas de cana em 2020 e com a utilização de apenas 40% da palha em plantas de co-geração com usinas de extração-condensação, seria possível se atender aproximadamente 57% da demanda da energia elétrica do setor industrial do Estado de São Paulo. Esta produção resultaria em evitar grande quantidade de emissões de gases do

efeito estufa, tornando os produtos da indústria paulista competitivos no âmbito dos preceitos da economia verde. Porém, precisam ser equacionados os entraves que ainda inviabilizam a exploração deste potencial em sua totalidade, apesar desta rota ser madura tecnologicamente e competitiva em termos econômicos.

Ao se adotar, uma rota tecnológica mais avançada, o potencial de geração de bioeletricidade quase dobra, sendo possível se atender com sobras toda a demanda da indústria paulista com bioeletricidade. Entretanto, a gaseificação da biomassa associada a plantas de ciclo combinado ainda não é uma tecnologia viável economicamente e se fazem necessários investimentos em pesquisa no curto prazo e posteriormente políticas públicas que incentivem a adoção desta tecnologia.

Referências

BÜRGENMEIER, Beat. *Economia do Desenvolvimento Sustentável*. Instituto Piaget. Lisboa, 2005.

CASTRO, Nivalde José; DANTAS, Guilherme de A; BRANDÃO, Roberto; LEITE, André Luiz da Silva. *Bioeletricidade e a Indústria de Álcool e Açúcar: possibilidades e limites*. Synergia. Rio de Janeiro, 2008.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro*. Texto de Discussão n. 15. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010a.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. *O Potencial da Bioeletricidade, A Dinâmica do Setor Sucroenergético e o Custo Estimado dos Investimentos*. Texto de Discussão n. 24. Rio de Janeiro: Gesel/IE/UFRJ, 2010b.

COGEN. *Projeções das Safras de Cana no Estado de São Paulo*. Contato Pessoal. 2011.

COMITÊ EXECUTIVO DO MDL. Documento de Concepção de Projecto de Cogeração com Bagaço Vale do Rosário. 2005.

CORRÊA NETO, V; RAMON, D. *Análise de Opções Tecnológicas para Projetos de Co-geração no Setor Sucroalcooleiro*. Setap. Brasília, 2002.

DANTAS, Guilherme de A; CASTRO, Nivalde José de. *O Uso do Bagaço e da Palha: Bioeletricidade ou Etanol Celulósico?* In: I Workshop do INFOSUCRO sobre Impactos Econômicos e Tecnológicos da Indústria Sucroalcooleira no Brasil. Rio de Janeiro, Novembro de 2008.

DEDINI. *Estimativas de Custos de Projetos de Co-geração de Bioeletricidade*. Contato Pessoal. 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, EPE. *Resultados Preliminares – BEN 2008*. Rio de Janeiro, 2008.

GOLDEMBERG, José; JOHANSSON, Thomas B.; REDDY, Amulka K.N.; WILLIAMS, Robert H. *Energia para o Desenvolvimento*. T.A. Queiroz, Editor. São Paulo, 1988.

GOLDEMBERG, José; JOHANSSON, Thomas B. *The Role of Energy in Sustainable Development: Basic Facts and Issues*. In: *Energy for Sustainable Development: a policy agenda*. UNDP. 2002.

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. Editora da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Outlook 2009*. IEA. Paris, 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Key World Energy Statistics 2010*. IEA. Paris, 2010.

KITAYAMA, O. *Bioeletricidade: Perspectivas e Desafios*. In: III Seminário Internacional de Energia Elétrica – GESEL/UFRJ. Rio de Janeiro, 2008.

LA ROVERE, Emilio.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, MME. *Resenha Energética Brasileira. Exercício de 2009 (versão preliminar)*. Brasília, 2010.

NÚCLEO DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. *Mudança do Clima: Negociações internacionais sobre a mudança do clima/Vulnerabilidade, impactos e adaptação à mudança do clima*. Vol.I, Brasília-DF, 2005a.

NÚCLEO DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. *Mudança do Clima: Mercado de Carbono*. Vol.II, Brasília-DF, 2005b.

PAINEL INTERGOVERNAMENTAL SOBRE A MUDANÇA DO CLIMA (IPCC). *Sumário para os Formuladores de Política – Quarto Relatório de Avaliação do Grupo de Trabalho I do IPCC*. Paris, 2007.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz; ALMEIDA, Edmar Fagundes de; BOMTEMPO, José Vitor; IOTTY, Mariana; BICALHO, Ronaldo Goulart. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Elsevier. Rio de Janeiro, 2007.

SEABRA, Joaquim Eugênio Abel. *Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil*. Tese de Doutorado. Unicamp. Campinas, 2008.

SECRETARIA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. *Projeção de Consumo de Energia e Energéticos e de Emissões de CO₂, São Paulo, 2008-2020*. São Paulo, 2009.

VALORACIÓN Y ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO PARA ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO: CASO EÓLICO.

Arlem Castañeda S.
FI, UNAM¹
Donaji Martínez H.
CRE²

¹Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México

Estudiante de Maestría en Ingeniería en Economía de la Energía

Av. Universidad 3000, Ciudad Universitaria, Coyoacán, México DF, C.P. 04510

Tel. 044 55 28532559

Email. arlemcs@yahoo.com.mx

²Comisión Reguladora de Energía

Subdirectora de Interconexión al Servicio Público

Dirección General de Electricidad y Energías Renovables

Av. Horacio #1750, Col. Los Morales Polanco, México DF, C.P. 11510

Tel. 044 55 14872532

Email amartinez@cre.gob.mx

Palabras clave: México, Generación de Electricidad, Marco Regulatorio, Energías Renovables, Energía Eólica.

Abstract

Numerosos estudios y proyectos en México demuestran que el principal recurso eólico se encuentra en el Istmo de Tehuantepec, el cuál es uno de los mejores del mundo y cuyo aprovechamiento se ha visto limitado por varias razones, entre las que destacan la política energética y de inversiones que establece el estado, cuando se trata de inversión estatal; sin embargo si la inversión proviene de desarrolladores privados, se enfrentan a riesgos, económicos financieros, sociales y legales. Por ello uno de los aspectos fundamentales es el marco regulatorio que en la ultima década ha sido modificado en pro del desarrollo de proyectos renovables. Los cambios más prometedores en el ámbito de energías renovables se presentaron en la ultima reforma regulatoria.

El objetivo de este articulo es valorar la rentabilidad que se obtiene en proyectos eólicos a gran escala. Primeramente con la anterior reforma y posteriormente destacando el impacto de la ultima reforma regulatoria en el beneficio de este tipo de proyectos. En la primera parte de nuestro estudio se muestra el marco regulatorio, destacando aquellas leyes y reglamentos que fomentan el desarrollo de proyectos renovables. En la segunda parte, se detalla de manera precisa los lineamientos del Contrato de Interconexión para centrales que utilizan energías renovables como fuente primaria de energía, asi como la Metodología de Transmisión y se hace un comparativo entre los beneficios antes de la reforma (Escenario 1) y los actuales (Escenario 2). En la tercera parte se realiza la evaluación de un proyecto eólico ubicado en el Istmo de Tehuantepec, formado por 30 aerogeneradores de 2.5 MW cada uno, analizando dos escenarios: uno con el marco regulatorio anterior y otro con el marco regulatorio actual.

Los resultados que se obtendrán de este estudio estarán basados en el análisis obtenido de la comparativa de estos dos escenarios. Éstos nos proporcionaran el impacto que tuvieron las reformas regulatorias, reflejadas en los indicadores de rentabilidad de dicho proyecto. Por ultimo se concluirá con la identificación de las barreras regulatorias, técnicas, económicas y sociales que persisten actualmente en el desarrollo de un proyecto eólico en México, proveniente de la inversión privada.

Introducción

De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, se promueve la sustentabilidad ambiental en las políticas publicas de México, por lo que se debe considerar al medio ambiente como un elemento de competitividad y del desarrollo económico y social. En

este contexto las estrategias planteadas para la diversificación energética y lograr una transición son básicamente dos ejes: la eficiencia energética y las energías renovables.

La seguridad energética es para México un objetivo central, debido a que el consumo de energéticos depende, principalmente, del petróleo y del gas natural. Para reducir los riesgos inherentes al alto consumo de combustibles fósiles, se establece que es conveniente que la matriz energética incluya una mayor participación de fuentes renovables. Se plantea equilibrar el portafolio de fuentes primarias de energía para garantizar la estabilidad, calidad y seguridad en el abastecimiento de electricidad con distintas tecnologías y fuentes primarias, reconociendo que el proceso de diversificación sólo puede llevarse a cabo de manera paulatina, con una visión de largo plazo y considerando la vida útil remanente de las centrales actualmente en operación. En este sentido, se desarrollan estrategias orientadas a promover el aprovechamiento y utilización de todas y cada una de las oportunidades técnicamente posibles, económicamente rentables y socialmente aceptables en la generación de electricidad.

En materia de regulación y fomento de la cogeneración eficiente la estrategia III.1.7 del Programa Sectorial de Energía 2007-2012, promueve un conjunto de disposiciones que le permiten a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ampliar y reforzar sus atribuciones con líneas de acción encaminadas al fomento de la cogeneración. Así también la estrategia III.2.10 promueve la revisión del marco legal aplicable a la CRE a fin de otorgarle atribuciones en materia de regulación y fomento de las energías renovables. De esta manera se apoya a la CRE en el diseño de, directivas, metodologías y demás disposiciones administrativas, encaminadas al fomento del uso de energías renovables.

Con estos estímulos se promueve la participación de las energías renovables y eficiencia energética en el actual contexto donde las estadísticas señalan que en México para 2009 la producción de energía primaria totalizó 9,852.9 petajoules (PJ). Los hidrocarburos continuaron siendo la principal fuente de energía primaria producida en el país, con una aportación de 90.5%. La energía producida a partir de fuentes renovables representó 6.2%, la energía nuclear aportó 1.1% y el carbón mineral 2.2%.

Marco regulatorio

El sector energético en México se considera un punto estratégico en el desarrollo económico, social e industrial, por ello es regulado en primera instancia por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos¹³⁴ en esta se establece que la Nación es la única

¹³⁴ Artículo 27.

que puede generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica para servicio público del sector eléctrico. El órgano gubernamental facultado para conducir la política energética es la Secretaría de Energía. La Comisión Federal de Electricidad es la empresa estatal verticalmente integrada que se dedica a la generación, transmisión, distribución y abastecimiento de la energía eléctrica. En la década de los 90 se implementaron ciertas reformas que promovieron la entrada de la inversión privada en la generación de energía eléctrica haciendo una modificación importante a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y a su reglamento, donde se establecieron diversas modalidades de participación en las que pueden incurrir los particulares como lo son autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeño productor, exportación e importación, detallados en la Tabla I.

Tabla I. Modalidades de participación en la generación de energía eléctrica.

Modalidad	Especificaciones	Capacidad
Autoabastecimiento	La energía generada es destinada al consumo propio, el solicitante deberá poner a disposición de CFE sus excedentes. Sociedad de Autoabastecimiento: asociación de beneficiarios de la energía.	> 500 KW
Cogeneración	Generación de energía eléctrica y vapor de manera simultánea, la energía generada será para autoconsumo y los excedentes se pondrán a disposición de CFE. Sociedad de Cogeneración: asociación de beneficiarios de la energía.	
Producción independiente	El total de la energía eléctrica generada deberá ser vendida a la CFE quien lanzara una licitación con especificaciones particulares (ubicación, capacidad a instalar, entre otros)	La que CFE especifique.
Pequeña producción	La electricidad generada podrá ser destinada para: Autoabastecimiento en pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas (los beneficiados se deben conformar en cooperativas, asociaciones o sociedades civiles)	< 1 MW
	Venta del total de la energía generada a la CFE.	< 30 MW
Exportación	Presentará un convenio o carta de intención de compra de energía que se pretenda producir para venta en el extranjero.	
Importación	Podrá adquirir energía de plantas generadoras ubicadas en el extranjero, la energía estará sujeta a los pagos de los aranceles de importación. Cumplirá con las normas oficiales, disposiciones legales y reglamentarias que apliquen.	-

Fuente: Los autores a partir de LSPEE, 1993 y RLSPEE, 1997.

De esta reforma surgió la necesidad de conformar una institución que tuviera como objetivo regular las acciones desarrolladas por los inversionistas privados, por lo que en 1995 fue creada la Comisión Reguladora de Energía¹³⁵ quien participa en conjunto de otras instituciones gubernamentales con la toma de decisiones en tarifas de suministro y

¹³⁵ Ley de la Comisión Reguladora de Energía y su reglamento

venta de energía eléctrica, propuesta y aplicación de metodologías aplicables a la inversión privada, además de otorgar los permisos de participación a los particulares.

En los últimos años la CRE ha tomado un papel fundamental en la implementación de políticas, metodologías y reglamentos que promuevan el desarrollo de proyectos de energías renovables. En 2001, se publicó un convenio de transmisión específico para fuentes de energías renovables sustentado en una metodología que necesitaba estructurarse de una manera eficiente para dar a conocer los lineamientos que guiaran a los inversionistas privados en el aspecto de porteo, en 2007 se hizo la última reforma de este convenio y se publicó el contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala que establecía las directrices técnicas que se debían cumplir en un proyecto de esta naturaleza.

En 2006, la CRE promovió en coordinación con la SENER y la CFE una herramienta legal con el fin de incentivar la inversión privada en energía eólica en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, ésta fue nombrada Temporada Abierta (TA). En el Istmo de Tehuantepec se tiene un potencial mayor a 5 000 MW de capacidad eoloeléctrica y presentan un factor de planta superior a 50 %. El proceso Temporada Abierta tuvo el propósito de identificar las necesidades de infraestructura de transmisión y establecer compromisos entre las empresas privadas interesadas y CFE. Su principal acción consistió principalmente en diseñar y construir una nueva línea de transmisión, que hiciera posible la conexión con la red de las centrales eoloeléctricas.¹³⁶

Para participar en la TA, se determinó que cualquier empresa podría formar parte de este proceso, fuera o no permissionaria de la CRE, y al término de ésta se acordaría con la CFE la reserva de capacidad. Pero únicamente pueden celebrar el contrato de interconexión con la CFE las empresas que ostenten tener un título de permiso otorgado por la CRE. Las empresas interesadas presentaron una carta compromiso donde se obligan a celebrar un convenio con CFE, y se comprometen a pagar un monto proporcional a la capacidad de generación a instalar¹³⁷, con el fin de cubrir el costo de construcción de la infraestructura a construir para hacer posible la conexión de proyectos eólicos. Las cartas compromiso originalmente reservaron 1 911 MW de capacidad de generación de proyectos eólicos de autoabastecimiento. Debido a los avances en los proyectos de algunas empresas registradas en TA, se propuso la construcción de obras de refuerzo (Proyectos de Nueva TA), por lo que la capacidad de proyectos de generación ascendió a 2 577 MW.

¹³⁶ CFE, 2008.

¹³⁷ Las empresas privadas deben pagar un monto de hasta USD 108 millones de dólares por MW (costo instantáneo de las obras), multiplicado por la capacidad de generación a instalar. CFE, 2008.

Actualmente se encuentran en operación 507 MW, interconectados a la subestación eléctrica construida por esta iniciativa legal.

En 2008, se realizaron las reformas más importantes en el ámbito de energías renovables pues se implementó una ley específica, que define la política a seguir, reflejada en diversas metodologías que están por definirse.

Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento para la Transición Energética la cual regula y define las fuentes de energía renovables. En esta ley se propone establecer y actualizar el Inventario Nacional de las Energías Renovables, así como el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables¹³⁸ que busca establecer objetivos específicos en esta materia, definir estrategias para promover la realización de estos proyectos y promover la inclusión de este tipo de fuentes de energía entre la sociedad. Esta ley otorga a la CRE la facultad de expedir normas, directivas, metodologías que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, por su parte SENER deberá promover el desarrollo industrial local, regular el uso de suelo y de construcciones para favorecer el beneficio entre los propietarios de los terrenos, así como simplificar los procedimientos administrativos para la obtención de permisos necesarios para la explotación de energías renovables. SENER en colaboración con la SHCP¹³⁹, SEMARNAT¹⁴⁰ y SS¹⁴¹ elaborará una metodología para valorar las externalidades asociadas a la generación de electricidad basada en energías renovables. En el Reglamento de la LAERFTE se detallan las líneas de acción que serán desarrolladas para cumplir con lo establecido en la ley.

Contrato de interconexión

Hasta antes de la reforma del 2008 el suministrador (CFE / LyFC¹⁴²) y el permisionario utilizaban el contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable para realizar y mantener la interconexión de la central renovable de generación al Sistema Eléctrico Nacional. Dicho contrato establecía las condiciones generales relacionadas con la generación y transmisión en los puntos de carga de los permisionarios. El permisionario se comprometía a poner a disposición del suministrador la capacidad y energía producida y el suministrador a recibirla. Las inversiones necesarias para la construcción o adecuación de las líneas de transmisión o instalaciones necesarias para llevar a cabo la interconexión

¹³⁸ SENER, 2009.

¹³⁹ Secretaría de Hacienda y Crédito Público

¹⁴⁰ Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

¹⁴¹ Secretaría de Salud

¹⁴² Luz y Fuerza del Centro, empresa estatal que distribuía energía eléctrica en el centro del país y cuyo cierre de operaciones se dio en Octubre 2009.

corría a cargo del permisionario. Las características de dichas instalaciones eran establecidas por el suministrador y una vez terminadas las obras, éstas se transferirían al Suministrador de acuerdo con los convenios establecidos en los anexos del contrato (Tabla II). Los pagos que se definen en el contrato corresponden a los siguientes conceptos: Energía en Emergencias, Período de Pruebas, Energía sobrante, Energía Faltante y Energía Complementaria. En los anexos se establece también la determinación para el monto de los pagos de las facturas que efectuaban las partes.

Tabla II. Anexos Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable

Anexo	Descripción
Anexo A-R	Copia del Título de Permiso mencionado en la declaración II (b), otorgado por la CRE.
Anexo B-R	Descripción de la ubicación y las Características técnicas de las instalaciones que conforman el Punto de Interconexión.
Anexo C-R	Descripción de la ubicación y las Características eléctricas de las instalaciones donde se encuentra cada uno de los Puntos de Carga del Permisionario.
Anexo D-R	Cancelado.
Anexo E-R	Características de los equipos de medición y comunicación.
Anexo F-R	Procedimientos y parámetros para el cálculo de los pagos que efectuarán las Partes bajo los Convenios vinculados a este Contrato.
Anexo G-R	Convenio de Instalaciones y Cesión.

Fuente: DOF, 2007.

Después de la reforma del 2008, se reconoce el crédito por capacidad, se definen las reglas de despacho, las contraprestaciones y las directrices que determinan los lineamientos que deberán seguir los modelos de contrato entre los suministradores y los

generadores que utilicen energías renovables. El contrato es nombrado de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente el cual mantiene el objetivo de realizar y mantener la interconexión entre el sistema (CFE) y la fuente de energía (Permisionario). Las cláusulas establecen las mismas condiciones generales, entre las partes para la generación y transmisión a los puntos de carga así como la capacidad de generación comprometida por el permisionario y la determinación de pagos, que en el anterior contrato (Se mantienen Anexos A-R, B-R, C-R, E-F y F-R Tabla II). Respecto a la inversión en las instalaciones para efectuar la interconexión, queda igualmente a cargo del permisionario conforme a lo dispuesto en los convenios de instalaciones y cesión cuyas reglas generales ahora son ya expedidas por la CRE (se encuentra en modificación el Anexo G-R Convenio de Instalaciones y Cesión, el cual será aprobado por la CRE). Lo anterior es debido a las atribuciones que se le dan a la CRE a través de un resolutivo en el cual se expide la ley de la Comisión Reguladora de Energía¹⁴³, se le dota así de más autoridad por lo cual ahora ya puede aprobar y expedir contratos, metodologías, convenios, etc., sin esperar a que sean propuestas por la CFE.

Es importante notar que se considera la Cogeneración Eficiente para recibir los incentivos de las renovables reconociendo que en esta materia, México tiene un gran potencial en su Industria y en sus empresas paraestatales como Pemex.

:

Metodología de transmisión

Escenario 1: Antes de la reforma del 2008

La Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía renovable fue publicada en el DOF en septiembre de 2001 y su última modificación hecha en Julio 2007. Esta última establecía la Metodología de Transmisión para Fuente de Energía Renovable que deberían seguir la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro al calcular los cargos correspondientes a solicitudes de Servicios de Transmisión.

El costo fijo por el uso de la Red sería igual a la suma del costo por el uso de la infraestructura de transmisión, y el costo por capacidad de generación y transmisión debido a Pérdidas de Potencia.

¹⁴³ Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Última Reforma DOF 28-11-2008

Esta metodología era un “caja negra” para los permisionarios al momento de calcular sus propios cargos por servicios de transmisión que únicamente la CFE conocía. Para el Cálculo del costo por el uso de la infraestructura de transmisión se aplicaban ponderaciones a los diversos elementos de la Red usados con el objeto de reflejar el costo del uso de la misma, donde, para cada línea de transmisión, se consideraba la longitud de la línea y el costo unitario del MW de capacidad por kilómetro de longitud (\$/MW-km). En el caso de transformadores y capacitores serie, las ponderaciones correspondían al costo por MW del elemento de la Red.

El costo por capacidad de transmisión y generación debido a las Pérdidas de Potencia sería positivo o negativo si las pérdidas con el Servicio de Transmisión solicitado eran mayores o menores, respectivamente, a las pérdidas sin el Servicio de Transmisión solicitado. El costo por capacidad de transmisión y generación debido a las Pérdidas de Potencia estaba compuesto por :

- I. Costo de infraestructura de transmisión asociado a Pérdidas de Potencia debido al Servicio de Transmisión solicitado, y
- II. Costo de capacidad de generación asociado a Pérdidas de Potencia debido al Servicio de Transmisión solicitado.

Escenario 2: Después de la reforma del 2008

El convenio para el Servicio de Transmisión de energía eléctrica para Fuente de Energía (DOF abril 2010), establece los procedimientos para que el suministrador proporcione al Permisionario el Servicio de Transmisión de energía eléctrica. En éste convenio el Permisionario se obliga a pagar al Suministrador una contraprestación económica mensual conforme a lo establecido en la Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de generación de energía eléctrica con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente (Tabla III). Los cargos a los que se refiere la metodología incluyen los costos relacionados con el uso de la infraestructura, las pérdidas, los servicios conexos a la transmisión y el cargo fijo por administración del Convenio. Para cada punto de carga, el cargo por el servicio de transmisión es el resultado de sumar los cargos para cada uno de los niveles de tensión requeridos. Dichos cargos son actualizados anualmente por la CRE de acuerdo con las fórmulas (Anexo TB-RC) que determinan el factor de ajuste por inflación.

Tabla III. Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión.

Niveles de Tensión		Cargo por Servicios de Transmisión	
Alta Tensión	Igual o mayor a 69 kV	0.03037	\$/kWh
Media Tensión	Menor a 69 KV y mayor a 1kV	0.03037	\$/kWh
Baja Tensión	Menor o igual a 1 kV	0.06074	\$/kWh

Fuente: Los autores a partir de DOF (4), 2010.

Evaluación económica-financiera de un proyecto eólico

El proyecto se encuentra ubicado en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca (Figura I). Después de la campaña de medición dentro del sitio se verificaron los datos proporcionados por el Instituto de Investigaciones Eléctricas y por las torres de medición de la propia CFE.



Fuente: <http://sag01.iie.org.mx/eolicosolar/Default.aspx>

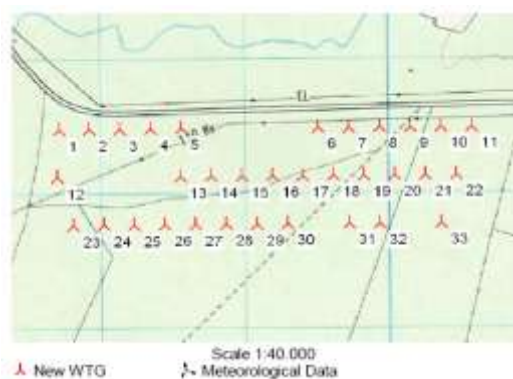
Figura I. Potencial de generación eoloeléctrico en México

La instalación del parque eólico requiere contar con los derechos de explotación del terreno donde se ubicaría, el terreno consta de un polígono de 350 hectáreas, y está conformado por 107 parcelas. Derivado del análisis de los datos obtenidos se simuló el parque eólico que contaría con 33 aerogeneradores con una potencia nominal de 2.3 MW, la potencia a instalar será de 75.9 MW. En cuanto al factor de planta mostrado se obtuvo el 52%, sin embargo para tener un escenario más reservado se decidió elegir un factor de planta de 50.3% Figura II.

Metodología de evaluación económica financiera

Se establecieron dos escenarios para la evaluación del proyecto eólico a gran escala, el *Escenario 1* mostrará los beneficios otorgados por la legislación vigente hasta antes de la reforma de 2008, en tanto que el *Escenario 2*, mostrara los beneficios derivados de la legislación actual.

Simulación del parque eólico		
	Energía Anual [MWh]	Factor de planta [%]
Total	384,706	57.8
Perdidas (-10%)	346,235	52.0



Fuente: Los autores a partir de información confidencial.

Figura II. Diseño y simulación del parque eólico.

Costos de inversión: en este apartado se considero el costo de las turbinas eólicas, el concepto de construcción y cimientos, la inversión realizada en infraestructura eléctrica que incluye la subestación eléctrica en la planta generadora requerida para la interconexión con la red, la línea de transmisión (de aproximadamente 50 km) desde la planta generadora hasta la subestación de CFE, la inversión en accesos y obra civil. El pago de derechos de explotación del terreno, para obtener estos derechos el desarrollador deberá firmar contratos de usufructo con cada uno de los parcelarios, los pagos deberán ser diferenciados tanto para la Preconstrucción, Construcción, el pago diferenciado de estos conceptos son definidos en los contratos de usufructo; de manera adicional se incluyen los costos por administración del proyecto.

En la Tabla IV, se detallan los costos que intervienen en la obtención de la inversión total y la inversión unitaria, cabe mencionar que estos costos son idénticos tanto para el *Escenario 1* como para el *Escenario 2*.

Tabla IV. Costos de Inversión.

Partida	Desglose de Costos de Inversión*	
1	Costo de las turbinas	1,400.000 \$ KW

2	Cimientos y construcción	182.610	\$	kW
3	Interconexión a la red, Subestación y Cables	239.000	\$	kW
4	Costos de administración	32.410	\$	kW
5	Caminos de acceso y obra civil	21.910	\$	kW
6a	Contrato de usufructo inicial (anual en la preconstrucción)	0.324	\$	kW
6b	Contratos de usufructo (en la construcción)	1.402	\$	kW
	Inversión unitaria	1,878	\$	KW
	Inversión total	142,514	\$	

*Las cifras están expresadas en dólares.

Fuente: El autor a partir de datos recabados en la experiencia profesional.

Costos de operación y mantenimiento:

Los **costos variables de mantenimiento** de los aerogeneradores el fabricante establece una tarifa específica por cada MWh entregado por la turbina, dentro de estos costos se considera la remuneración de una 'cantidad adicional' al ejidatario que es proporcional al tamaño de la parcela con respecto del área total del polígono donde se instalará el parque eólico.

Los **costos fijos de operación** tienen dos componentes específicos, por un lado los costos de administración operativa y por otro lado el concepto de usufructo de tierras que considera el área afectada por cualquier tipo de construcción.

Los **costos variables de operación** se determinan específicamente por el costo de porteo o transmisión que es desglosado para los dos escenarios de la siguiente manera:

Escenario 1. Se establece como una referencia general establecida por el contrato establecido:

$$\$Transmisión = 0.05 \frac{\$}{kWh} * 0.076 \frac{dol}{\$} * \frac{1,000 kWh}{1 MWh}$$

$$\$Transmisión = 3.80 \frac{\$}{MWh}$$

Escenario 2. Los costos de transmisión se basan en la Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de generación de energía eléctrica con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente¹⁴⁴, donde se estipula que el monto a pagar dependerá de la tensión en la que se requiera hacer la transmisión de la energía eléctrica. Como ya se menciona la electricidad se transmitirá sólo en Alta Tensión (AT) a 115 kV. El monto a pagar será de 0.03037 \$/kWh, expresado en pesos mexicanos, se hace la conversión a dólares y queda como se muestra a continuación:

$$\$Transmisión = 0.03037 \frac{\$}{kWh} * 0.076 \frac{dol}{\$} * \frac{1,000 kWh}{1 MWh}$$

$$\$Transmisión = 2.31 \frac{\$}{MWh}$$

En la Tabla V, se muestra una recopilación de los costos de operación y mantenimiento que intervendrán en el estudio a realizar.

Tabla V. Costos de Operación y Mantenimiento.

Partida	Costos de operación y mantenimiento*	Escenario 1	Escenario 2	
---------	--------------------------------------	-------------	-------------	--

¹⁴⁴ CRE, 2010

1	Costos de mantenimiento (12 €/MWh)	16.800		\$ MWh
2	Costos de transmisión	3.80	2.31	\$ MWh
3	Remuneración a dueños de la tierra	2.030		\$ MWh
4	Costos de Administración operativa	0.870		\$ Kw
5	Costos por usufructo de tierras	4.469		\$ Kw
	Costo variable O&M	21.130		\$ MWh
	Costo fijo O&M	5.339		\$ Kw

*Las cifras están expresadas en dólares.

Fuente: Los autores a partir de datos recabados en la experiencia profesional.

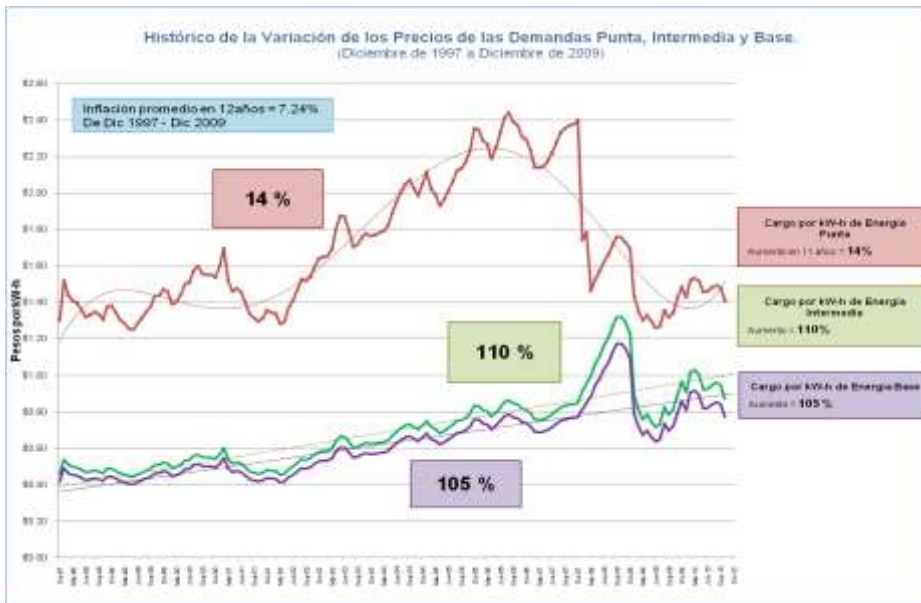
La definición del precio de la energía ahorrada se estimó en base al comportamiento de la tarifa¹⁴⁵ HSL Sur que aplica para consumidores en alta tensión, el análisis de su variación porcentual desde diciembre de 1997 hasta diciembre de 2009 (Gráfica I), fue utilizado como referencia para la proyección del aumento en las tarifas, sin embargo no se consideran representativas, pues en los últimos años el precio de la electricidad, en estas tarifas, ha disminuido notablemente y no se sabe si la tendencia que ha llevado en los últimos años, será un aumento mínimo sostenido o bien presente un cambio significativo en el comportamiento.

Ante tal incertidumbre se elige un precio de la energía ahorrada de 1 MXN/kWh generado, que se propone como una tarifa fija a lo largo de la vida útil de proyecto eólico, que en este estudio se considera de 30 años. La cifra que define el precio de venta expresada en dólares se describe a continuación:

$$\text{\$Precio de energía ahorrada} = 1 \frac{\text{MXN}}{\text{kWh}} * 0.076 \frac{\text{\$}}{\text{MXN}} * 1,000 \frac{\text{kWh}}{\text{MWh}}$$

¹⁴⁵ Las tarifas en México son establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y están diferenciadas por la zona de ubicación del consumidor, así como por el nivel de tensión en el que se encuentran.

$$\text{\$Precio de energía ahorrada} = 76 \frac{\text{\$}}{\text{MWh}}$$



Fuente: El autor a partir de www.cfe.gob.mx

Gráfica I. Análisis Histórico de la Tarifa H-SL Sur

Para fines prácticos se considera que el 100% de la energía generada será consumida por el socio de autoabastecimiento, siendo así no se requeriría el uso del banco de energía propuesto por la CRE y no se utilizaría la metodología designada para el cálculo de compensaciones.

Parámetros financieros:

Se establece que el porcentaje de aportación propia es 30% y se establece una tasa de retorno mínima aceptable del capital propio (TREMA) del 12%. El 70% restante se obtendrá mediante un financiamiento que establece una tasa de interés de dicho crédito de 8% a 20 años, como vida económica del proyecto se tomaron 30 años, que es el periodo establecido en los contratos de usufructo, dichos parámetros financieros se muestran en la Tabla VI.

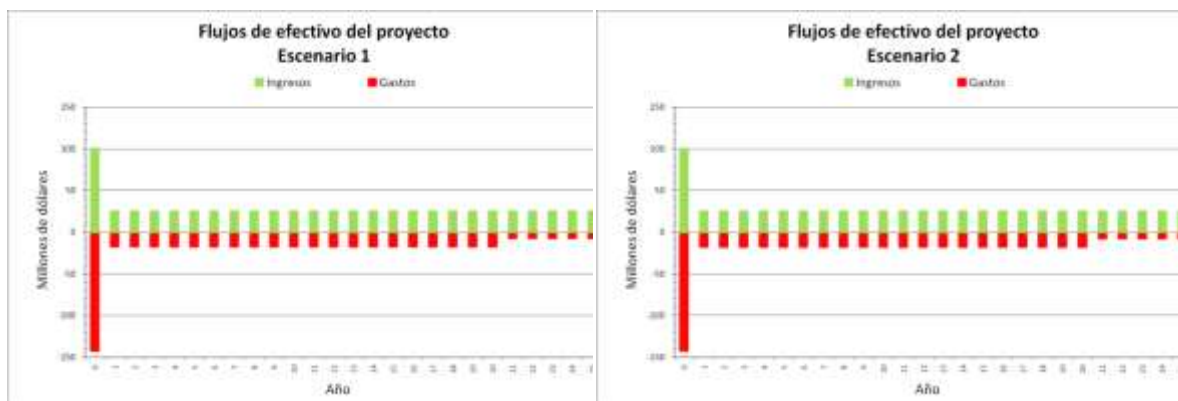
Tabla VI. Parámetros financieros.

Partida	Parámetros Financieros		
1	Porcentaje de deuda	70	%
2	Tasa de interés de la deuda	8	%
3	Plazo de la deuda	20	Años
4	Porcentaje de capital propio	30	%
5	TREMA	12	%
6	Vida económica del proyecto	30	Años

Fuente: El autor a partir de datos recabados en la experiencia profesional.

Analisis de Resultados

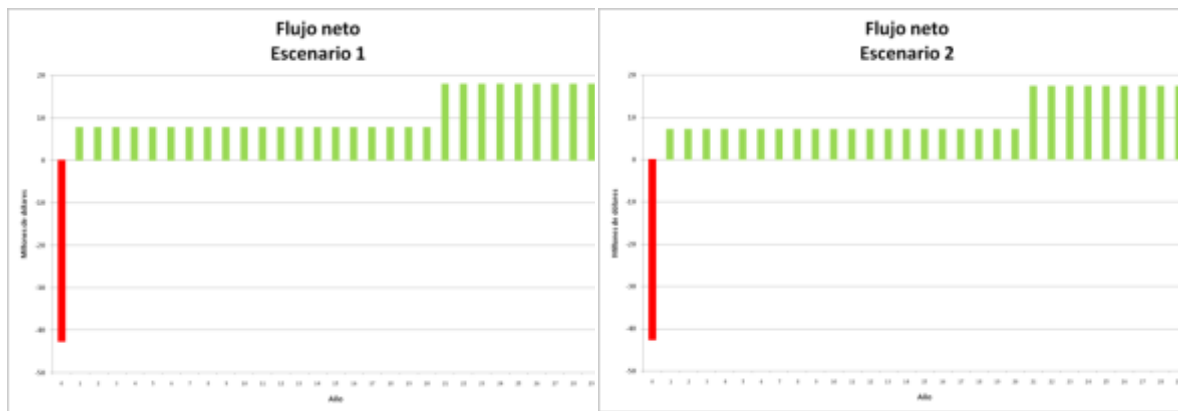
En la Gráfica II, se muestra el comportamiento de los flujos netos donde se muestra el alto costo de inversión, de alrededor de 142 millones de dólares, que se deriva del proyecto eólico así como el monto del financiamiento, de 100 millones de dólares. Se puede observar que el costo por inversión resulta igual en ambos escenarios, para los dos escenarios tenemos un ingreso de 25.4 millones de dólares. El Escenario 1 presenta egresos por el monto de 17.6 millones de dólares, cifra que es aumentada en el Escenario 2 a 18.1 millones de dólares.



Fuente: Los autores a partir de resultados obtenidos.

Gráfica II. Flujo de efectivo del proyecto

El flujo neto se muestra en la Gráfica III, que en los primeros 20 años se tendrá un porcentaje menor de ingresos netos ya que se debe pagar la deuda. Para el Escenario 1, el monto de ingresos netos será de 7.8 millones de dólares, si hacemos la comparación con los últimos 10 años del proyecto donde los ingresos netos alcanzarán la cifra de 18 millones de dólares. En tanto que para el Escenario 2 el monto del ingreso neto se reduce a 7.3 millones de dólares, y en los últimos años un ingreso por 17.5 millones de dólares.



Fuente: Los autores a partir de resultados obtenidos.

Gráfica III. Flujo neto del proyecto eólico

Bajo los criterios establecidos, así como por los parámetros definidos a lo largo de este estudio se obtienen los indicadores de rentabilidad de la central eoloeléctrica tanto para el Escenario 1 como para el Escenario 2 (Tabla VII).

Tabla VII. Indicadores de rentabilidad del proyecto eólico.

Indicadores de Rentabilidad			
	Escenario 1	Escenario 2	
P=	25.893	21.874	valor presente

F=	775.750	655.340	valor futuro
A=	3.214	2.716	flujo nivelado
-(H/G)=	1.093	1.077	cociente B/C
TIR=	18.7%	17.6%	tasa interna de retorno

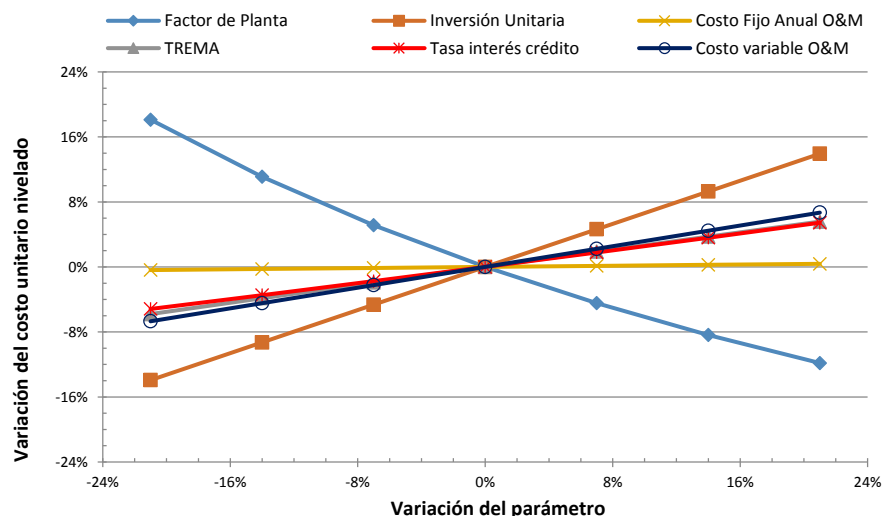
Fuente: Los autores a partir de resultados obtenidos.

De los datos mostrados en la Tabla VII, se concluye que es un proyecto rentable en los dos Escenarios pues el cociente Beneficio/Costo resulta mayor a la unidad, además de que se obtiene una tasa interna de retorno mayor a la tasa de retorno mínima aceptable establecida por el inversionista, de manera adicional se tienen valores positivos en el valor presente, valor futuro y flujo nivelado, aspecto que confirma la conclusión.

Análisis de sensibilidad

Se realizaron análisis de sensibilidad para dos parámetros que se consideran importantes en el estudio del proyecto eólico. Por una parte es interesante conocer el comportamiento del Costo Unitario Nivelado de generación, si existe una variación significativa en parámetros clave. Para efectos de apreciación se eligieron variaciones relativas a $\pm 7\%$, $\pm 14\%$ y $\pm 21\%$, los parámetros que se eligieron fueron: factor de planta, inversión unitaria, TREMA, costo fijo O&M/año, tasa de interés del crédito solicitado para la inversión, costo variable de O&M. En la Gráfica IV, que muestra que tan sensible es el costo unitario nivelado de generación con respecto de los parámetros variados.

Sensibilidad del costo unitario nivelado de la central eoloelectrica



Fuente: Los autores a partir de resultados obtenidos.

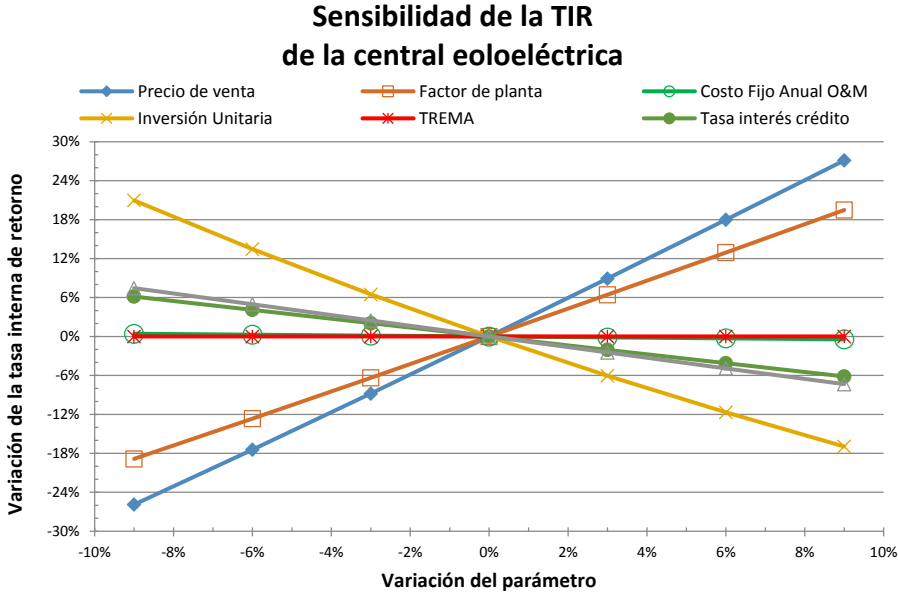
Gráfica IV. Sensibilidad del costo unitario nivelado de generación

De la Gráfica IV, se concluye que el factor que más afecta la variación del costo unitario de generación es el factor de planta, seguido de la inversión unitaria. Aquellos parámetros que afectan es el costo variable de O&M, la TREMA y la tasa de interés del crédito (capital prestado), el factor que menos afecta al costo unitario nivelado de generación es el costo fijo de O&M.

El análisis de sensibilidad de la TIR, es fundamental para definir qué tan rentable resulta el proyecto, se analizo el comportamiento de los siguientes parámetros para medir el factor de cambio que presenta la tasa interna de retorno, los parámetros elegidos fueron: el precio de venta de la energía, el factor de planta, el costo variable de O&M, la inversión unitaria, la tasa de retorno mínima aceptable por el inversionista, la tasa de interés del crédito y el costo fijo de O&M anual. Se eligieron factores de variación de los parámetros en $\pm 3\%$, $\pm 6\%$ y $\pm 9\%$.

En la Gráfica V, se muestra cómo se comporta la variación de los parámetros con respecto de la variación presentada por la tasa interna de retorno, de esta grafica se puede concluir que el parámetro que afecta en mayor proporción el comportamiento de la TIR es el

precio de venta de la energía eléctrica producida, seguido del factor de planta y de la inversión unitaria. Los parámetros que muestran una afectación mínima es el costo variable de O&M, la tasa de interés del crédito solicitado y el costo fijo de O&M anual (ordenados de manera descendente), la variación de la tasa mínima de retorno aceptable no afecta a la variación de la TIR.



Fuente: Los autores a partir de resultados obtenidos.

Gráfica V. Sensibilidad de la TIR

Conclusiones

La reforma que ha impulsado el desarrollo proyectos renovables a gran escala es el convenio de transmisión publicado en 2001, que reconoce a las energías renovables como fuentes intermitentes y promueve la inclusión de este tipo de energías en la red de transmisión. Surgen así por primera vez instrumentos regulatorios donde estos proyectos podían aprovechar los recursos renovables para generar energía eléctrica, interconectarse a la red y vender la energía excedente a la CFE. Hasta entonces solo se reconocía a la generación con renovable para el caso solar en pequeña escala. Se utiliza el concepto de banco de energía que reconoce las aportaciones de excedentes de energía para ser compensadas con pago de energía en momentos posteriores.

En 2006 se promovió la construcción de una línea de transmisión en el Istmo de Tehuantepec que fue financiada por los inversionistas privados interesados en aprovechar el recurso eólico de la región. En la última modificación de este convenio se incluye el crédito por capacidad, y se establece un monto fijo por concepto de transmisión diferenciando el nivel de la tensión en el que se transmita la energía generada.

En la reforma del 2008, únicamente se definen las fuentes de energía renovables en una ley específica que las regula y las promueve, le asigna una mayor autoridad a la Secretaría de Energía por medio de la CRE, en cuanto a la toma de decisiones para este tipo de tecnologías. Dentro de lo más importantes a resaltar es que la reforma de 2008 le dio la autoridad a la CRE mediante su ley para aprobar y expedir contratos, metodologías, convenios, etc.

En 2010, la CRE publica nuevos mecanismos para la generación de energía eléctrica con energías renovables a pequeña o mediana escala. Los inversionistas pueden emplear cualquier fuente de energía renovable o sistema de cogeneración y recibir los beneficios por conectarse a la red de la CFE, mediante un contrato de Interconexión específico para estos sistemas y con posibilidad de inyectar a la red la energía sobrante o tener respaldo de energía en sus sistemas.

En cuanto al contrato de interconexión no hubo un cambio drástico con las reformas más recientes, aunque es importante resaltar que antes de la reforma, la CFE establecía los montos mostrados en el catálogo de precios de las instalaciones necesarias para los servicios de transmisión y ahora es la CRE quien tiene esta facultad.

El contrato de Interconexión ahora reconoce importantes conceptos como crédito por capacidad, contraprestaciones y la cogeneración eficiente como energía renovable. Se crean las Reglas de despacho y las directrices para los convenios específicos para ER y cogeneración eficiente. Aunque ya existía una metodología para la determinación de los cargos por el transporte de la energía eléctrica del generador a sus centros de consumo, se decidió cambiar a una metodología sencilla y transparente para los inversionistas (en su mayoría eólicos).

Las barreras técnicas aun persisten en la CFE pues presenta problemas técnicos para integrar este tipo de fuentes de energía en su red de transmisión. Con respecto a las barreras económicas se puede notar que el monto de inversión es de 1,878 \$/kW, cifra que aun resulta alta si se es comparado con tecnologías como las de Ciclo Combinado que

son las que mas abundan en el parque generador de México, aunque es importante resaltar que el costo por operación y mantenimiento, así como el costo por combustible es bajo y nulo respectivamente. En cuanto a la inversión pública en este tipo de proyectos por parte de la CFE se ve disminuida por las disposiciones del estado, mismas que promueven la inversión en tecnologías de bajo costo.

Las barreras sociales principalmente se ven manifestadas en el contrato de los terrenos para el desarrollo de este tipo de proyectos, pues en México más del 70% de los terrenos son ejidos que tienen un gran número de poseedores, situación que resulta en ocasiones incomprensible, pues para áreas pequeñas de terreno se deberán firmar un gran número de contratos de aprovechamiento de las tierras en cuestión.

Es importante señalar que los resultados obtenidos son sólo válidos para proyectos IPP (mediante licitación) ya que en las simulaciones no se contempla los beneficios reales del intercambio de energía. Derivado de la creación y el desarrollo de la regulación para fuentes de energías renovables, se espera que para México exista una mayor contribución de las ER a la capacidad de generación del Sistema Eléctrico

Referencias

CFE, 2008. *“Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017”*, Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación, México.

DOF, 2007. *“Contrato de Interconexión para Fuente de energía Renovable”* México, 9 de Julio de 2007.

DOF (1), 2010. *“ANEXO F-RC Procedimientos y parámetros para el cálculo de los pagos que efectuarán las Partes bajo los Convenios vinculados a este Contrato para Fuentes de Energía”*, México, 28 de abril de 2010.

DOF (2), 2010. *“Directrices que deberán seguir los modelos de contrato entre los suministradores y los generadores que utilicen energías renovables”*, México, 20 de agosto de 2009.

DOF (3), 2010. *“Contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o cogeneración eficiente”* México, 28 de abril de 2010

DOF (4), 2010. *“Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de*

generacion de energia electrica con fuente de energia renovable o cogeneracion eficiente”,
México.

LCRE, 1998. *“Ley de la Comisión Reguladora de Energía”,* México.

LCRE, 2008. *“Ley de la Comisión Reguladora de Energía”,* México, 28 de noviembre de 2008.

LSPEE, 1993. *“Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica”,* México.

RLSPEE, 1997. *“Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica”,* México.

SENER, 2009. *“Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables”,*
México.

www.cre.gob.mx

www.dof.gob.mx

www.lawea.org

www.amdee.orgg

<http://sag01.iie.org.mx/eolicosolar/Default.aspx>

www.sener.gob.mx

ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA PARA LA INSERCIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA EN ARGENTINA

Víctor M. Doña

Presidente del Bloque Justicialista, Comisión de Obras y Servicios Públicos – Cámara de Diputados – Gobierno de San Juan, San Juan, Argentina, Tel: 0264-4294562, dipdona@legsanjuan.gov.ar

Marcos L. Facchini

Investigador, Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, Tel: 0264-4226444, facchini@iee.unsj.edu.ar

Federico A. Morán

Profesional asistente, Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, Tel: 0264-4226444, fmoran@iee.unsj.edu.ar

N. Andrés Paredes

Profesional asistente, Distribuidora Eléctrica de Cauçete S.A. (DECSA), San Juan, Argentina, Tel: 0264-4961696, anparedes@uolsinectis.com.ar

RESUMEN

El consumo energético mundial viene ascendiendo fuertemente en los últimos años. El aumento de la población y el mejoramiento del estándar de vida general de la misma, hacen que cada día las necesidades de energía sean mayores. Los modelos energéticos basados en la utilización de recursos no renovables deben ir migrando al uso de energías renovables. De las múltiples alternativas en materia de energías limpias, la energía del sol es una de las más importantes. El recurso solar disponible en Argentina es enorme, se recibe una radiación muy importante y favorable para la explotación de la energía solar en todas sus formas. En particular la Provincia de San Juan y la zona de la cordillera hasta el norte del país, posee la franja de mayor radiación solar de Argentina y una de las mayores del mundo superando en algunas regiones los 2500 kWh/m²/año.

En la provincia de San Juan se viene desarrollando, por iniciativa del Gobierno Provincial y con el apoyo del Gobierno Nacional, el Proyecto Solar San Juan que pretende fundar las bases para el crecimiento de la tecnología fotovoltaica en todos sus tópicos, desde la producción del silicio grado solar, la fabricación de celdas y módulos fotovoltaicos y la inserción y uso de los mismos en el sector residencial, comercial e industrial, y en el montaje de centrales de generación de Energía Solar Fotovoltaica (EFV) de envergadura. El desarrollo del citado Proyecto ha permitido a la fecha tener en construcción la primera planta piloto de generación de EFV de Latinoamérica de 1,2 MWp, y la inmediata construcción de otras siete plantas por un total de 30MWp. A su vez están avanzadas las gestiones para la instalación de una fábrica de celdas y paneles fotovoltaicos y el diseño de un programa de instalación de techos solares en casas residenciales. A estos efectos se están realizando estudios e investigaciones tendientes a resolver los aspectos administrativos, técnicos, regulatorios y legales necesarios para su implementación y crecimiento.

En este trabajo se realiza una presentación general de la Situación energética global y nacional, se muestra el Potencial de la energía solar, se describe brevemente el Proyecto Solar San Juan y la Generación Distribuida en la red. Asimismo se describe un análisis de Costos y Competitividad de la Energía Solar y se plantean los Mecanismos de promoción de las Energías Renovables existentes a nivel global y lo incipiente para el caso argentino. En función de este análisis se presenta un estudio de viabilidad económica de inserción de sistemas fotovoltaicos en el sector residencial, con inyección de energía en la red de distribución, con el objetivo de determinar los posibles valores de retribución por la energía inyectada a la red por parte de los usuarios. Se enfatizan fortalezas y debilidades existentes a la fecha, dado que sin el apoyo y diseño de instrumentos adecuados, la expansión del mercado de la electricidad solar no se producirá a una velocidad suficiente en Argentina.

1. Introducción

La principal cuota de los combustibles que usa la humanidad hoy en día para su desenvolvimiento son combustibles “no renovables”, que existen temporalmente y una vez que se gastan no existe la posibilidad de poder volver a tenerlos. Así, como fuentes no renovables se consideran los combustibles fósiles, ya que la tasa de su utilización es muy superior al ritmo de formación del propio recurso y no se pueden reponer una vez consumidos. En el futuro cercano se agotarán, y tal vez sea necesario disponer de millones de años de evolución similar para contar nuevamente con ellos. Las reservas de estos recursos son limitadas y se reducen constantemente con su uso. Los principales combustibles de origen fósil son el petróleo, el gas natural y el carbón. En el mercado de electricidad, a través de ellos se genera energía eléctrica mediante distinto tipo de centrales térmicas.

La alta dependencia de las fuentes no renovables y su agotamiento inexorable significa una amenaza para el futuro de la humanidad. A esto debe sumarse su efecto negativo sobre el medio ambiente que todos compartimos. De esta forma, la sustitución de las fuentes convencionales “no renovables” por otras alternativas “renovables” y menos contaminantes resulta una tarea de máxima importancia. La humanidad ha estado y está permanentemente en la búsqueda de fuentes de energía que reemplacen la producción en base a combustibles fósiles, por su disponibilidad en disminución y por el cuidado del medio ambiente. En general, esta búsqueda se centra en aprovechar las fuentes de energía inagotable con que el mundo convive en la actualidad y lo hará en su futuro, en base a tecnologías confiables, benévolas para el medio ambiente y sustentables en términos de costos. Entre las fuentes de energía renovables, que usan recursos renovables y que poseen un bajísimo impacto en el medio ambiente, se destacan principalmente las siguientes: Energía hidroeléctrica, Energía mareomotriz y undimotriz, Energía eólica, Energía geotérmica, Energía solar (térmica y fotovoltaica), Energía de la biomasa y Energía del hidrógeno. Este tipo de energías “renovables”, se refiere a todas aquellas que a través de los procesos naturales que se desarrollan a diario en el planeta, pueden estar siempre disponibles. La necesidad de indagar e incrementar su uso plantea una alternativa distinta a la actual y es por ello que también a las energías que vienen de fuentes renovables, se las denomina como “energías alternativas o limpias”.

El Sol es la fuente de vida y origen de la mayoría de las demás formas de energía en la Tierra y se transforma en otras formas de energía. En el mundo hay radiación solar más que suficiente para

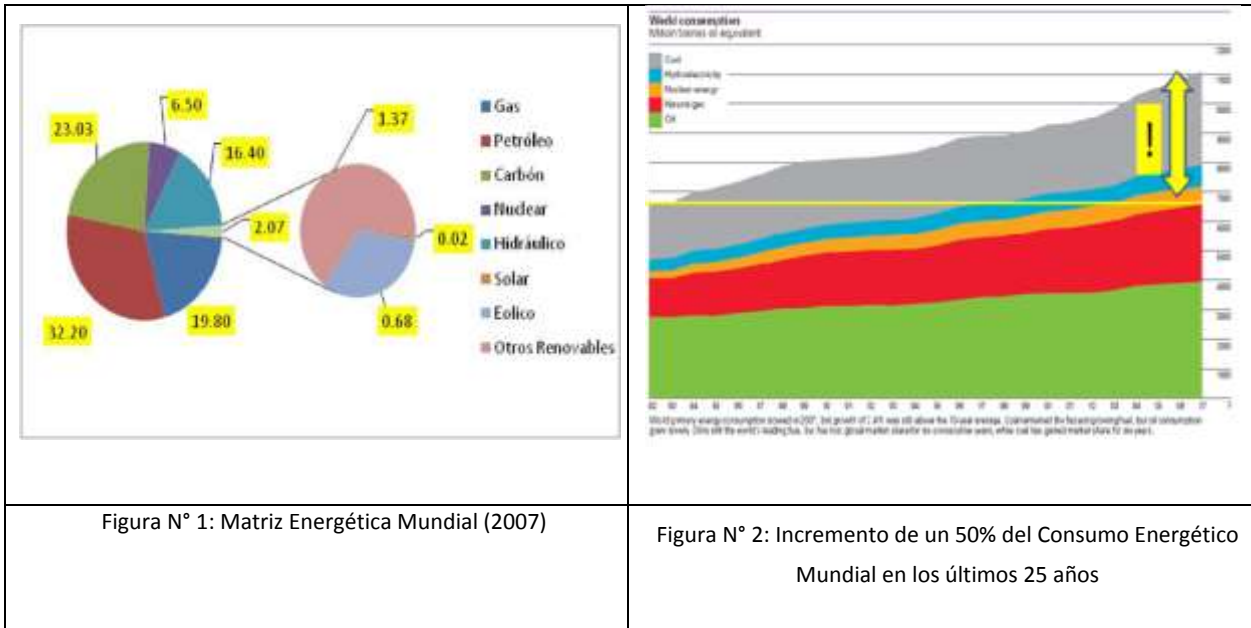
satisfacer la demanda que cubren todos los otros tipos de energía. Teniendo en cuenta las amplias zonas de espacio inutilizado existentes (campos improductivos sin cultivar, desiertos, etc.), el potencial para la producción de energía solar es casi inagotable. Se pueden citar dos grandes líneas de aprovechamiento: Energía solar térmica, que transforma la energía solar en energía térmica inicialmente a través de concentradores solares, la que luego a través de la producción de vapor de agua se usa para producir energía eléctrica. Energía solar fotovoltaica, que a través del uso de paneles fotovoltaicos transforma la energía luminosa proveniente del sol directamente en energía eléctrica.

La mayoría de estas energías no son aún competitivas por una serie de razones, incluidas las de distorsión de los mercados reales de precios. Es por ello que necesitan de fuertes apoyos financieros y de políticas públicas para lograr su abaratamiento tecnológico e inserción en el mercado de la demanda a volúmenes considerables. En los subpuntos siguientes de este trabajo, se presenta un análisis de avance de las posibilidades económicas para el incremento en el uso de la Energía Solar Fotovoltaica en el país.

2. Situación energética a nivel global y nacional

2.1 Situación a nivel global

La quema de combustibles fósiles está provocando lentamente cambios climáticos. De las reservas de combustibles fósiles económicamente recuperables actualmente, no podemos quemar ni la cuarta parte si queremos que el planeta sobreviva al peligro del cambio climático. Es por ello que para no sobrepasar los límites ecológicos, la humanidad dispone de un limitado "presupuesto" o cuota de carbono para emitir a la atmósfera, a través de Dióxido de Carbono (CO₂) y otros gases contaminantes. Para hacer frente al cambio climático y minimizar sus consecuencias, se debe conseguir una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a través de conductas menos agresivas de consumo y reemplazando e incrementando paulatinamente la oferta de energía a través de fuentes alternativas. Está claro que la quema de combustibles fósiles daña cada día más el medio ambiente y la alta dependencia regional y mundial de estos hidrocarburos no debe dejar de ser una preocupación y a la vez un incentivo para apostar a las nuevas alternativas. En la Figura N° 1 se puede observar la matriz energética mundial, donde aproximadamente un 80 % depende de hidrocarburos y de energía nuclear, 16% de energía hidráulica y tan solo un 2% de otro tipo de energías. En la Figura N° 2 puede observarse como esta proporción se mantiene desde hace varios años, pero en valores absolutos el consumo ha aumentado un 50% tan solo en los últimos 25 años.



Si se tiene en cuenta que el ritmo de consumo no se va a frenar creciendo más bien en forma exponencial y que los recursos hidrocarbúricos son limitados, nos encontraremos claramente con un problema de abastecimiento energético en unos años. El mundo de la energía se enfrenta a una incertidumbre sin precedentes. La crisis global 2008-2009 desestabilizó los mercados energéticos de todo el mundo, siendo el ritmo al que se recupere la economía global el factor clave que marcará la evolución del sector de energía en los próximos años. No obstante, serán los gobiernos y la forma en que reaccionen a los desafíos del cambio climático y la seguridad energética los que definirán el futuro de la energía en el largo plazo.

El resultado de la ansiada conferencia de las Naciones Unidas sobre cambio climático, celebrada en diciembre de 2009 en Copenhague, constituyó un paso al frente, si bien quedó muy lejos de satisfacer los requisitos necesarios para ponerse en la senda de un sistema energético sostenible. El Acuerdo de Copenhague, al cual se adhirieron todos los principales países emisores así como muchos otros, establece un objetivo no vinculante de limitar el aumento de la temperatura global a 2º Celsius sobre los niveles preindustriales. También establece una meta para que los países industrializados proporcionen financiamiento, para la mitigación del cambio climático y la adaptación de los países en desarrollo, de 100 mil millones de dólares estadounidenses por año hasta el 2020, y exige a los países industrializados fijar objetivos de emisiones para ese mismo año.

En el Escenario de Nuevas Políticas anunciadas recientemente por algunos gobiernos, la demanda mundial de la energía primaria aumentaría un 36% entre 2008 y 2035, de cerca de 12300 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) a más de 16700 Mtep. En este escenario aumentaría la demanda global de todas las fuentes energéticas. Las economías emergentes lideradas por China e India serán principalmente los impulsores del aumento de la demanda global. En el año 2009 China superó a Estados Unidos como el mayor consumidor de energía mundial. Se espera que la demanda mundial de electricidad siga incrementándose más fuertemente que cualquier otra energía de uso final.

Las perspectivas de la energía en el mundo hasta el año 2035 dependen decisivamente de cual sea la actuación de los gobiernos, y de cómo las políticas que se implanten puedan afectar a la tecnología, el precio de los servicios energéticos y la conducta del usuario final. La generación de electricidad está entrando en un período de transformación a medida que la inversión se destina a tecnologías con bajas emisiones de carbono, como resultado de precios más elevados de combustibles fósiles y de políticas gubernamentales para aumentar la seguridad energética y limitar las emisiones de CO₂.

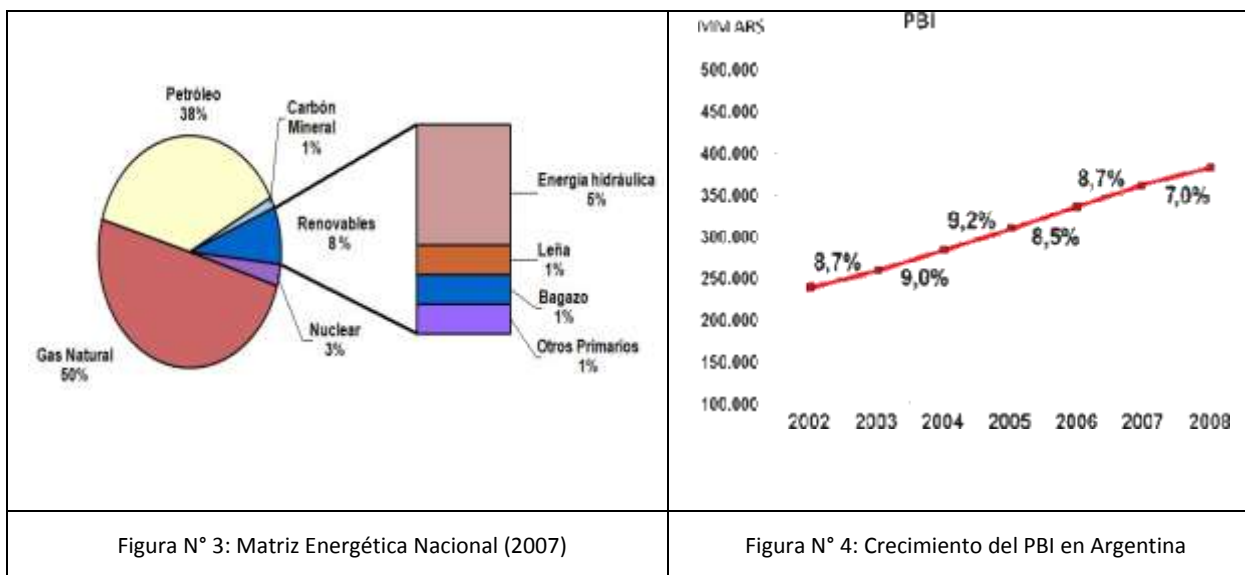
Las fuentes de energías renovables deberán desempeñar un rol central para conducir al mundo hacia un entorno energético más seguro, confiable y sostenible. Las mayores posibilidades para aumentar el uso de energías renovables en términos absolutos están en el sector de la electricidad. A pesar de que se prevé que las energías renovables se vuelvan cada vez más competitivas conforme los precios de combustibles fósiles aumenten y las tecnologías de renovables se desarrollen, el apoyo gubernamental debe ampliarse a medida que se eleve la contribución de aquellas en la cuota parte de energía global.

Los subsidios a los combustibles fósiles siguen siendo comunes en muchos países. Traen como consecuencia una asignación económicamente ineficaz de los recursos, así como distorsiones en el mercado. Los subsidios que reducen artificialmente los precios de la energía fomentan el derroche, exacerban la volatilidad de dichos precios al desdibujar las señales del mercado, propician la adulteración y el contrabando de combustible y minan la competitividad de las energías renovables y de las tecnologías energéticas más eficientes. Por ello, políticas tendientes a retirar o disminuir los subsidios a los combustibles fósiles aumentarían la seguridad energética, reduciría las emisiones de gases efecto invernadero y la contaminación atmosférica, y traería beneficios económicos. Es de vital importancia que estos compromisos se interpreten con la mayor firmeza posible y que se adopten y ejecuten compromisos mucho más fuertes después del 2020, si no antes. De lo contrario, es probable que la meta de 2° C se vuelva inalcanzable.

2.2 Situación a nivel nacional

En Latinoamérica y el Caribe, casi todos sus países muestran una elevada matriz energética dependiente de los combustibles fósiles que supera en casi todos los casos el 50% y alcanza en algunos casos hasta el 95%. En la República Argentina la matriz energética de consumo no es muy diferente al contexto global, presentando una alta dependencia de los hidrocarburos, básicamente un 50% del Gas Natural y un 38% del Petróleo. La energía nuclear aporta del orden de un 3% al valor total y el Carbón lo hace en un orden del 1%, completando así un total del 92% conformado por los cuatro productos mencionados. Del 8% restante, 5% lo aportan los grandes y pequeños aprovechamientos hidráulicos, tan solo quedando un 3% que cubre otro tipo de energías alternativas, principalmente Biomasa, tal como se aprecia en la Figura N° 3. El parque de generación de electricidad se encuentra en el orden de 28.000 MW de potencia instalada, del cual aproximadamente un 37% corresponde a Centrales Hidráulicas y casi un 63% lo cubren Centrales Térmicas de distinto tipo que usan combustibles como el Carbón, Gas, Fuel-Oil, Diesel y Uranio. El resto de las energías alternativas casi no tienen participación visible siendo la más notable la energía eólica que alcanza un valor actual del orden de los 30 MW (<0,15%). Hay algunas instalaciones geotérmicas e instalaciones incipientes de energía solar fotovoltaica básicamente en localidades aisladas.

La Nación ha venido manteniendo desde el 2002 al 2008 un crecimiento sostenido del PBI con una tasa aproximada del 8,5% como se observa en la Figura N° 4. La gran actividad comercial y la reactivación industrial provocaron un aumento en la demanda a un ritmo muy superior al que lo hizo el parque de generación eléctrica, superando en el año 2010 los 20.800 MW de demanda pico. Durante el año 2009 de la crisis internacional la economía creció bastante menos, y ya durante el año 2010 el crecimiento volvió a su ritmo anterior. En el año 2008 la demanda alcanzó la potencia instalada disponible menor a la instalada total afectada por los factores de indisponibilidad. Gran parte del resto del parque sin utilizar es de bajo rendimiento y de mayor consumo de combustibles líquidos, el que se ha venido incrementando en los últimos 4 a 5 años por la menor disponibilidad de gas. La situación no es por menos complicada, en vista de tener una matriz altamente gas-dependiente y con reservas gasíferas actuales en el país de 8 a 10 años.



En vista de lo planteado, la situación actual debe revertirse en el mediano plazo debiendo tomar medidas ya en el corto plazo. El modelo energético argentino debe comenzar a enfrentar un cambio de paradigmas, que debe ser asumido con realismo: El gas natural se ha tornado de lejos el combustible primario más utilizado del país desde la década pasada, no sólo para generación eléctrica, uso doméstico e industrial, sino también como un combustible limpio GNC para el transporte. La reducción significativa del horizonte de reservas de gas abre serios interrogantes sobre un abastecimiento sustentable y competitivo a mediano y largo plazo, poniendo en riesgo la autonomía y seguridad alcanzadas en el pasado. El gas natural no podría sostener el crecimiento de la demanda si se piensa en seguridad energética e independencia nacional.

Ante esta situación, una primera acción impulsada por el Gobierno Nacional ha sido la licitación a fines del año 2009 de 1015MW de generación renovable (Programa GENREN). Hubo presentaciones por mas de 1400 MW y se adjudicaron ya aproximadamente 900 MW, entre los cuales por ejemplo 700 MW corresponden a Energía Eólica y 20 MW a Energía Solar Fotovoltaica. La situación de crisis potencial debe seguir siendo enfrentada con una profundización de estas políticas energéticas para lograr un desarrollo sustentable en el mediano y largo plazo, donde han de empezar a jugar un rol importante las nuevas energías renovables o alternativas. Las fuentes renovables operan como una cobertura frente al riesgo de precios internacionales inestables de los combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón) y nucleares (uranio) y reducen la dependencia

energética, cuestión estratégica no despreciable en algunos de los escenarios futuros del mundo. Los desarrollos orientados a la generación de energía a partir de fuentes renovables serán estratégicos no solo para Argentina, sino para todos los países de Sudamérica.

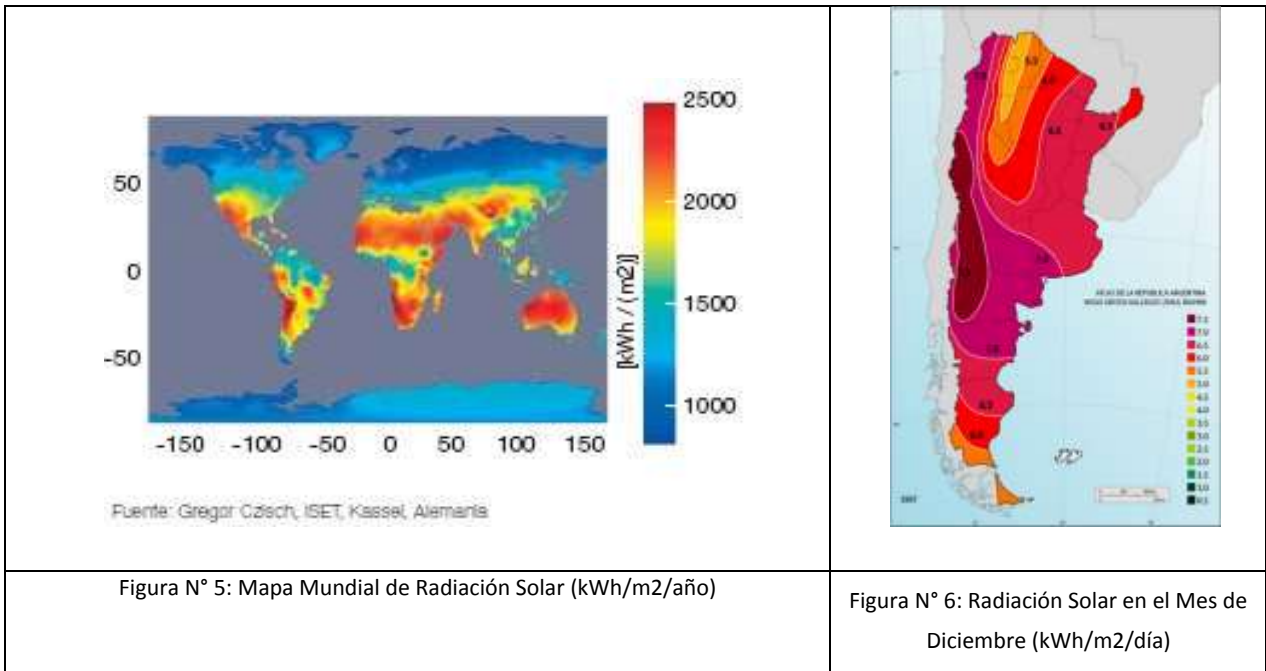
3. El Potencial de la Energía Solar

Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad. Aprovechando de forma adecuada la radiación solar, ésta puede transformarse en otras formas de energía como energía térmica o energía eléctrica. La proporción de los rayos solares que llegan a la superficie terrestre puede satisfacer más de 10.000 veces el consumo de energía mundial. Cada metro cuadrado de terreno recibe anualmente un equivalente de energía en kWh que oscila entre 500 kWh/m² y 2500 kWh/m² dependiendo el lugar del mundo donde ello ocurre. La base de datos estadísticos del recurso de Energía Solar es muy sólida. El avance de las tecnologías actuales va permitiendo cada vez un mayor aprovechamiento de la radiación solar disponible mejorando día a día los rendimientos de los elementos colectores. En el mercado comercial existen celdas fotovoltaicas de hasta un 18% de rendimiento, valores que a nivel laboratorios de investigación alcanzan hasta un 45%. En la Figura Nº 5 se puede observar un mapa mundial de distribución de radiación solar para aprovechamiento de energía solar, donde claramente se distingue un alto potencial en la zona cordillerana de los Andes en Argentina, Bolivia y Perú.

Teniendo en cuenta las amplias zonas de espacio existentes de uso reducido (campos improductivos sin cultivar, desiertos, etc.), el potencial para la producción de energía solar es casi inagotable. Mediante colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica inicialmente, la que luego a través de la producción de vapor de agua se usa para producir energía eléctrica. Este es el caso de las Centrales Térmicas Solares o Termosolares. Por otro lado, a través del uso de paneles fotovoltaicos se puede transformar la energía luminosa proveniente del sol directamente en energía eléctrica, éste es el caso de las Centrales Solares Fotovoltaicas. Además, el aprovechamiento de los techos y fachadas de casas, edificios, comercios e industrias a través de paneles fotovoltaicos de distintas tecnologías plantea una segunda aplicación muy importante, como se lo viene haciendo en países europeos como Alemania y España. El gran número de proyectos fotovoltaicos que se está implementando básicamente en Europa y además en Japón y Estados Unidos, debido a programas de incentivos en esos países, contribuye a elevar la demanda de sistemas solares. En el largo plazo, la demanda de sistemas fotovoltaicos continuará creciendo, aún en el caso de un enfriamiento o desaceleración de la economía global.

En relación a la energía solar, en Argentina existen distintos puestos de medición meteorológica y de radiación solar tomados por diferentes entidades, que han permitido obtener un mapa de distribución nacional. En San Juan, el Instituto de Energía Eléctrica y de Mecánica Aplicada dependientes de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de San Juan han realizado y realizan investigaciones al respecto. Las regiones subtropicales ofrecen un recurso mejor que las latitudes más templadas. Por ejemplo, la media aproximada de energía que se recibe en Europa es de 1.000 kWh/m²/año. Este valor contrasta con los 1.800 kWh/m²/año que se reciben en Oriente Medio. En Argentina, la media alcanza a 1300 kWh/m²/año, pero en particular la zona de la Provincia de San Juan y la zona de la cordillera hasta el norte del país posee la franja de mayor radiación solar de Argentina y una de las 6 mayores en el mundo alcanzando un orden que en

algunos lugares supera los 2500 kWh/m²/año. En la Figura N° 6 se muestra un mapa de radiación solar para un mes de verano. En esta estación el Sol está alto y los niveles de radiación mejoran y se extienden más al Sur. En invierno el Sol baja y los niveles de mejor radiación se encuentran hacia el norte de Argentina. Es por ello que con estas variaciones la zona de Cuyo presenta muy buenos promedios anuales de radiación, y a mayor recurso solar disponible mayor es el volumen de electricidad que se podría generar.



4. El Proyecto Solar San Juan

La Provincia de San Juan es un enorme desierto montañoso con paisajes inigualables. Aproximadamente un 97% de su superficie son montañas y zonas áridas desérticas y semidesérticas (80% montañas y 17% desiertos). La disponibilidad y el cuidado del agua son para la provincia vitales. Desde el punto de vista energético se encuentra interconectado actualmente a través de tres líneas de transmisión en 132 kV, 220 kV y 500 kV a la provincia de Mendoza y con ello al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). En cuanto a su abastecimiento principal cuenta con Centrales Hidráulicas y pequeñas centrales térmicas Turbogas. La provincia viene implementando políticas en el desarrollo y construcción de centrales de energía en base a recursos renovables como el agua, el viento, el sol, y el uso de vapores endógenos.

El abastecimiento energético es cubierto principalmente en base a energía hidráulica, la principal de las energías renovables que desarrolla la provincia. Las Centrales Hidráulicas en operación son La Olla de Ullum, Pie de Presa de Ullum, Los Caracoles y Cuesta del Viento, en construcción Punta Negra y en estudios de prefactibilidad El Tambolar y El Horcajo. La zona norte de San Juan presenta condiciones apropiadas para desarrollar el uso de energía eólica, por la velocidad y régimen casi permanente de los vientos. En la cordillera se encuentra instalado en un emprendimiento minero un aerogenerador de 2 MW a 4100 m de altura s.n.m., único en su tipo en Argentina. Otro sector que la provincia ha comenzado a impulsar con mucho interés y decisión, es el aprovechamiento de la Energía Solar. San Juan tiene todas las posibilidades, condiciones climáticas, geográficas y de disponibilidad de recursos para que este uso de la energía pueda

explotarse masivamente. Es por ello que se ha gestado y se viene desarrollando, por iniciativa del Gobierno Provincial y con el apoyo del Gobierno Nacional, el Proyecto Solar San Juan que pretende fundar las bases para el crecimiento de la tecnología fotovoltaica en todos sus tópicos, desde la producción del silicio grado solar, la fabricación de módulos fotovoltaicos y la inserción y uso de los mismos en el sector residencial, comercial e industrial, además del montaje de centrales de generación fotovoltaicas de envergadura. A estos efectos se están realizando diversos estudios e investigaciones tendientes a ir resolviendo los aspectos administrativos, técnicos, regulatorios y legales necesarios para su implementación y crecimiento. Entre los objetivos generales del Proyecto Solar San Juan se citan:

- Establecer la fabricación de paneles solares fotovoltaicos en San Juan, con una gran integración vertical, que incluya todas las etapas productivas, desde la extracción y obtención de la materia prima estratégica, el silicio calidad solar, la obtención de celdas fotovoltaicas y hasta la propia fabricación de los paneles solares listos para ser utilizados.
- Desarrollar regionalmente proyectos de generación solar fotovoltaica de gran envergadura que aseguren la utilización sostenida de los productos fabricados.
- Promover la instalación de paneles fotovoltaicos en el sector residencial, comercial e industrial y la instalación de generación fotovoltaica para sistemas de bombeo y riego presurizado.
- Promover la adquisición de know-how, la investigación y desarrollo en energía solar.
- Adecuar el marco legal y regulatorio que permitan el uso creciente de la energía solar.

Como fundamento crucial para el emprendimiento del citado proyecto en San Juan se cita, además de la decisión del Gobierno Provincial, la disponibilidad entre otros de los siguientes recursos:

- Recurso Materia Prima
- Recurso Solar
- Recurso Territorial
- Infraestructura y Recursos Humanos Especializados

Recurso Materia Prima:

Una de las ventajas competitivas es la disponibilidad de la materia prima en la región donde el proyecto está planteado, la provincia de San Juan. La materia prima fundamental para la fabricación de las celdas FV es el Silicio que se obtiene del Cuarzo. Existen actualmente importantes yacimientos de este preciado mineral en explotación, como también una enorme capacidad de reserva del mismo, lo cual permitiría contar con cantidad suficiente para producir silicio de grado solar de alta calidad (con pureza superior al 99,9999 %). Además, existen instalaciones industriales en la provincia de San Juan (Electrometalúrgica ANDINA), que permiten transformar el cuarzo en silicio metálico no férrico de alta pureza, con posibilidad de alcanzar la capacidad de producción suficiente para satisfacer holgadamente los requerimientos que demandaría la cadena de producción de celdas fotovoltaicas.

Recurso Solar:

San Juan es un área en Argentina que posee alta radiación solar y es una zona muy apta para el desarrollo de esta actividad. Como se mencionó la zona recibe una media anual entre los 2000 a 2700 kWh/m². Asimismo, la elevada radiación directa permite tener un alto rendimiento de los paneles fotovoltaicos. Se han realizado mediciones directas por la Universidad Nacional de San Juan y los valores muestran para un promedio de los últimos 10 años, radiaciones diarias de 5800 W/m²/día a 45° de inclinación de paneles y de 6700 W/m²/día en superficie horizontal en enero; y radiaciones diarias de 6000 W/m²/día a 45° de inclinación de paneles y 7700 W/m²/día en superficie horizontal en diciembre. Estos altos niveles de radiación aseguran que se pueden obtener altos niveles de generación fotovoltaica.

Recurso Territorial:

San Juan posee una elevada extensión territorial sin uso al no ser cultivable. Aproximadamente un 97% de su superficie está ocupado por montañas y zonas desérticas áridas aptas para la instalación de emprendimientos fotovoltaicos de envergadura a modo de centrales solares.

Infraestructura y Recursos Humanos Especializados:

El Gobierno de San Juan cuenta entre otras con una Empresa Provincial de Energía (EPSE), una Empresa Distribuidora de Energía (DECSA), una Dirección de Recursos Energéticos (DRE), un Ente Regulador de la Electricidad (EPRE). Por su parte, la Comisión de Obras y Servicios Públicos de la Cámara de Diputados cuenta con especialistas que trabajan en las áreas temáticas vinculadas. Adicionalmente, dependiente de la Universidad Nacional de San Juan, existe el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (IEE) de reconocida trayectoria nacional e internacional por sus aportes en las áreas de sistemas de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica. Se cuenta con profesionales altamente calificados, incluyendo Doctores y Máster en Ingeniería, en la mayoría de los casos con estadías en Universidades extranjeras de prestigio (Alemanas y Americanas). La provincia cuenta con la voluntad y la decisión política para llevar a cabo el proyecto. La Nación a su vez apoya el proyecto en la zona como un potencial crecimiento para este tipo de tecnología.

En la Figura N° 7 se puede observar un esquema de las Etapas generales con que cuenta el Proyecto Solar San Juan. La idea es en el Mediano Plazo ir construyendo la cadena de Valor Agregado desde los extremos. Por un lado, en un extremo se cuenta con una industria que produce Silicio Grado Metálico a partir del Cuarzo, elemento base para la producción de las Celdas Fotovoltaicas y se está evaluando la posibilidad de producir Gas Xilano para Paneles FV de Silicio amorfo y/o Silicio Grado Solar poly o monocristalino para las celdas. Por el otro extremo y a modo de ir adquiriendo experiencia con las distintas tecnologías existentes en el mercado, se ha llevado a cabo un proceso de Licitación para una Central Fotovoltaica de 1.2 MWp, la primera en Argentina y Latinoamérica de esta magnitud que se conectará a red. La citada obra fue adjudicada a la Empresa española COMSA ENTE en marzo de 2010 y se encuentra en etapa final de prueba con fecha de inauguración a fines de marzo de 2010. En la misma se probarán tecnologías cristalinas de Silicio mono y poly, y de película fina (thin-film) de Silicio amorfo, todos ellos a su vez en tres tipos de instalaciones: Fijas, con movimiento en un eje y de dos ejes de seguimiento al Sol. La Planta Piloto que incluirá capacitación en todas sus etapas, sistemas de monitoreo, medición y transmisión estará conectada a la red y será operada por la empresa COMSA por 6 meses para

pasarla finalmente a la empresa provincial EPSE. Asimismo ha sido pensada como un Laboratorio para evaluar cual es la mejor tecnología definiendo la mejor ecuación Costo-Beneficio. Por otro lado, el proceso de Licitación Nacional Programa GENREN adjudicó 6 Proyectos de Generación Fotovoltaica para San Juan por un total de 20MWp, los que se encuentran en su fase de preparación del terreno. Por último la Provincia suscribió un Convenio entre ENARSA, una Empresa portuguesa y el Gobierno de San Juan para construir 10MWp adicionales.

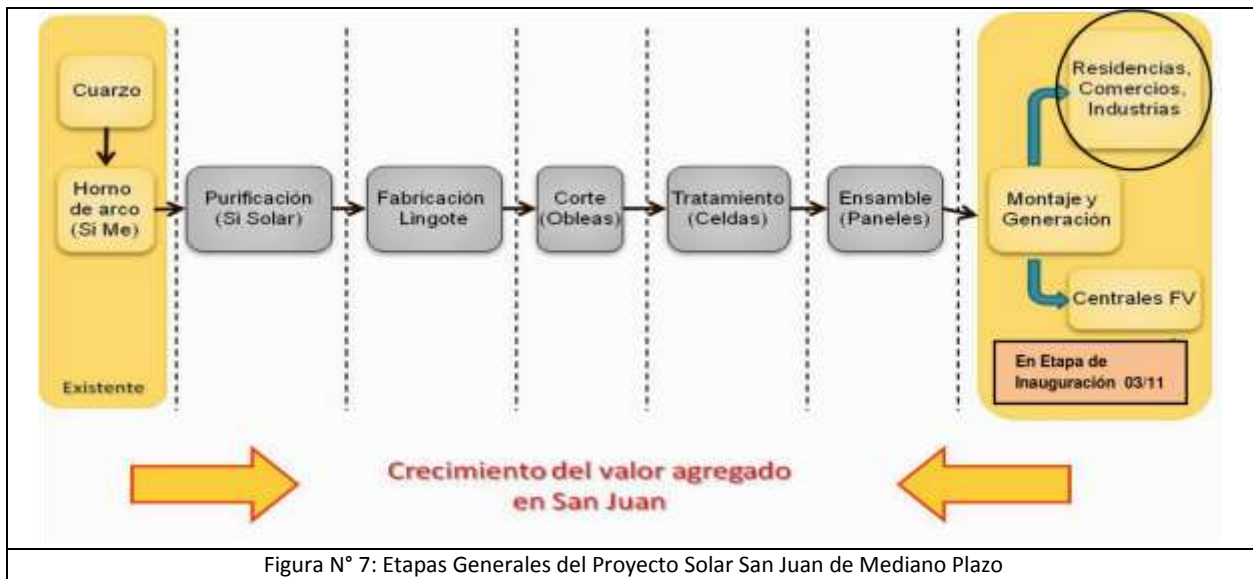


Figura N° 7: Etapas Generales del Proyecto Solar San Juan de Mediano Plazo

Resta sin embargo, seguir trabajando y desarrollando cada uno de los otros eslabones que se muestran en esta cadena, proceso que puede requerir de 4 a 5 años de ejecución. Una etapa complementaria a la generación de energía mediante centrales conectadas a red y reconocidas como agente del mercado eléctrico, es investigar y avanzar en la instalación de paneles fotovoltaicos en el sector residencial, comercial e industrial a modo de generación distribuida en la red perteneciente a una empresa distribuidora, y el desarrollo de aplicaciones para sistemas de bombeo de agua y riego presurizado en la región. En este trabajo se muestran algunas investigaciones en relación a aplicaciones a nivel residencial.

5. Energía Solar Fotovoltaica como Generación Distribuida

Los componentes más importantes de un Sistema Fotovoltaico para generación de energía eléctrica en base a energía solar, son las celdas FV, que constituyen las partes básicas de la unidad y encargadas de recoger la luz del Sol y producir la energía eléctrica. Los paneles FV, que unen grandes números de celdas en una unidad, están conformados por la parte estructural marco, vidrio y conexiones que unen las celdas FV. Los equipos Inversores, se usan para convertir la electricidad generada en corriente continua (CC) a corriente alterna (CA), y en algunos casos los Acumuladores o Baterías, para acumular la Energía generada en corriente continua. En el caso de Conexiones directamente a red podrían eliminarse los Acumuladores.

Entre los tipos de instalación de Sistemas Fotovoltaicos, se pueden citar:

- a) Sistemas Fotovoltaicos No conectados a la Red
- b) Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red
- c) Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

En particular, en relación a los sistemas fotovoltaicos conectados a red, podemos distinguir entre los que se conectan en un punto específico de la red de media o alta tensión (subtransmisión o transmisión) y los que se conectan en la red de baja tensión (básicamente distribución). En la Argentina, en general, estas últimas redes están concesionadas a las empresas distribuidoras de energía que poseen un mercado cautivo de usuarios, básicamente residenciales y con algún porcentaje comerciales e industriales usuarios de la empresa distribuidora y no del mercado eléctrico. En este contexto, cuando se habla de Generación Distribuida, se refiere a la inserción, en estas redes a nivel residencial, comercial e inclusive industrial, de pequeñas centrales de suministro de energía distribuidas en la red e inyectando la energía producida en ellas. Los Generadores Fotovoltaicos, por sus características, son aptos para aplicarse como generación distribuida, ya que sus valores pueden escalarse desde magnitudes muy pequeñas y combinarse a su vez las variantes de inyectar a la red solo el exceso de energía, luego de cubrir el propio consumo del usuario, o inyectar el total a la red. Estos valores deberán ser medidos y correspondientemente retribuidos a tarifas especiales. La inserción de muchos pequeños módulos de generación distribuida en la red permite mejorar los niveles de tensión y disminuir las pérdidas de transmisión en la red interna de distribución de una empresa determinada. Los valores de Generación Distribuida a insertarse en una red determinada dependerán de cada red y deberán definirse y analizarse.

En la Figura N° 8 se puede observar un Circuito esquemático de un Generador Fotovoltaico conectado a red, de donde toma por ejemplo una vivienda para abastecer su consumo. La Figura N° 9 muestra gráficamente un esquema de las instalaciones necesarias en una vivienda unifamiliar conectada a red que posee generadores fotovoltaicos en sus techos.

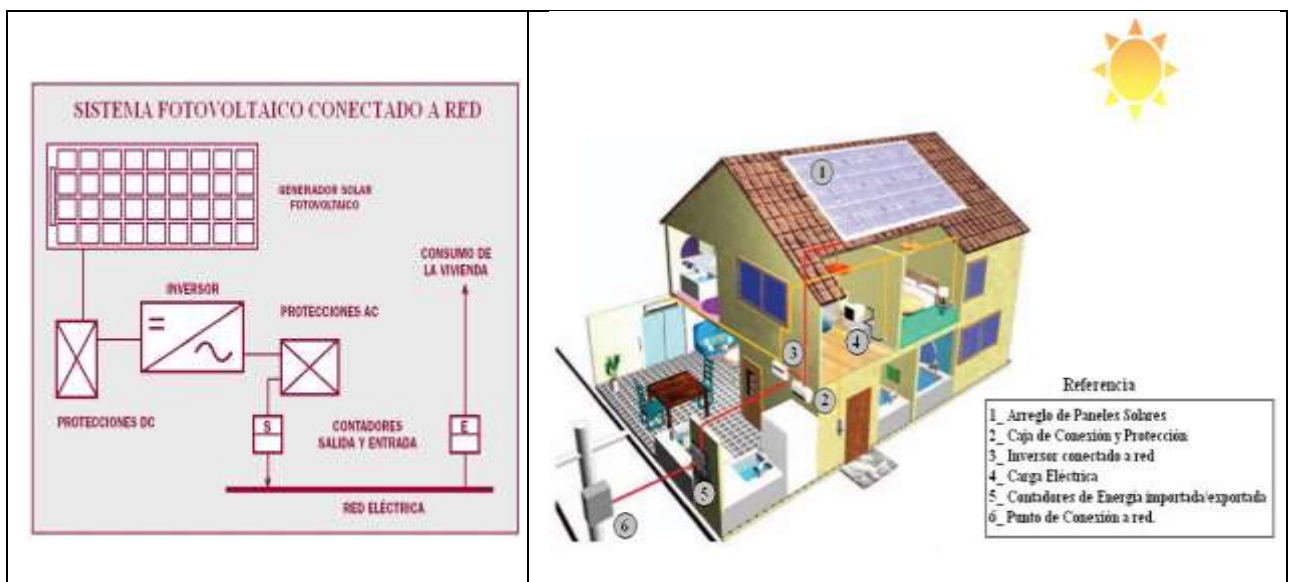


Figura N° 8: Circuito esquemático de un Sistema FV conectado a red

Figura N° 9: Instalaciones necesarias de un Sistema FV en una vivienda conectada a red

6. Costos y competitividad de la energía solar fotovoltaica

Uno de los principales argumentos de los críticos de la electricidad solar FV es que los costos todavía no pueden competir con los de las fuentes de energía convencionales. Esto en parte es verdad. Sin embargo, al valorar la competitividad de la energía FV se deben tener en cuenta una serie de consideraciones, como las siguientes:

- Contra que compite exactamente la energía FV y cuales son las alternativas.
- Qué tipo de aplicación FV (conectada a la red y no conectada a la red).
- La situación geográfica, los costos de inversión inicial y el tiempo de vida previsto del sistema.
- El costo de generación real, sin olvidar que las fuentes convencionales reciben subsidios cuantiosos y que se externalizan sus costos asociados a la contaminación y destrucción de hábitats naturales.
- El rápido avance que se está realizando en la reducción de costos de la energía FV.

Las aplicaciones conectadas a la red son actualmente el mayor sector del mercado, y está previsto que sigan siéndolo en el futuro. Los costos de generación de los sistemas FV domésticos en la mayoría de los casos todavía no son competitivos con los precios de la electricidad residencial, especialmente si no existen programas de apoyo. Los precios de la electricidad residencial varían enormemente, incluso en el seno de los 27 países de la Unión Europea, con valores por ejemplo para el 2007 situados en un intervalo entre 7 y 26 céntimos de euro por kWh (con todos los impuestos incluidos).

Los sistemas FV a gran escala no compiten con los precios de la electricidad residencial. En el mediano plazo, a medida que disminuyan los costos de los componentes FV, estos sistemas podrán competir con los costos de generación de las plantas energéticas de combustibles fósiles. Los sistemas grandes tienen también la ventaja de que la compra de paneles FV y otros componentes en grandes cantidades reduce considerablemente el precio por kW en comparación con los sistemas a instalar en techos de casas o comercios.

Se destaca que los precios de la energía convencional no reflejan los costos de producción reales. En muchos países, las fuentes de electricidad convencionales como la energía nuclear, el carbón o el gas poseen elevados subsidios, y es por ello que, el apoyo financiero necesario para las fuentes de energías renovables que se debe ofrecer hasta alcanzar la rentabilidad, se debe interpretar como una compensación de los subsidios que se pagan a las fuentes convencionales.

Por otro lado, la mayoría de los precios de electricidad no incluyen los costos externos para la sociedad derivados de la quema de combustibles fósiles o la producción de energía nuclear debidos a la generación convencional. Estos costos tienen un componente local y otro mundial; este último vinculado principalmente a las consecuencias del cambio climático. Sin embargo, existe incertidumbre respecto a la magnitud de dichos costos, y es difícil identificarlos y cuantificarlos. Un acreditado estudio europeo, el proyecto "Extern E" ha evaluado los costos de los

combustibles fósiles dentro de un amplio intervalo, y define valores entre 4,3U\$ y 160U\$ por tonelada emitida de CO₂. Bajo un enfoque conservador, el valor de los costos externos de las emisiones de CO₂ procedentes de los combustibles fósiles podría estar comprendido en el intervalo de 10 U\$ a 20 U\$ por tonelada de CO₂. Si estos costos fueran internalizados en las tarifas y costos de producción de las energías convencionales, sin duda que el margen con las renovables sería cada vez menor y en muchos casos pasarían a ser ya competitivas.

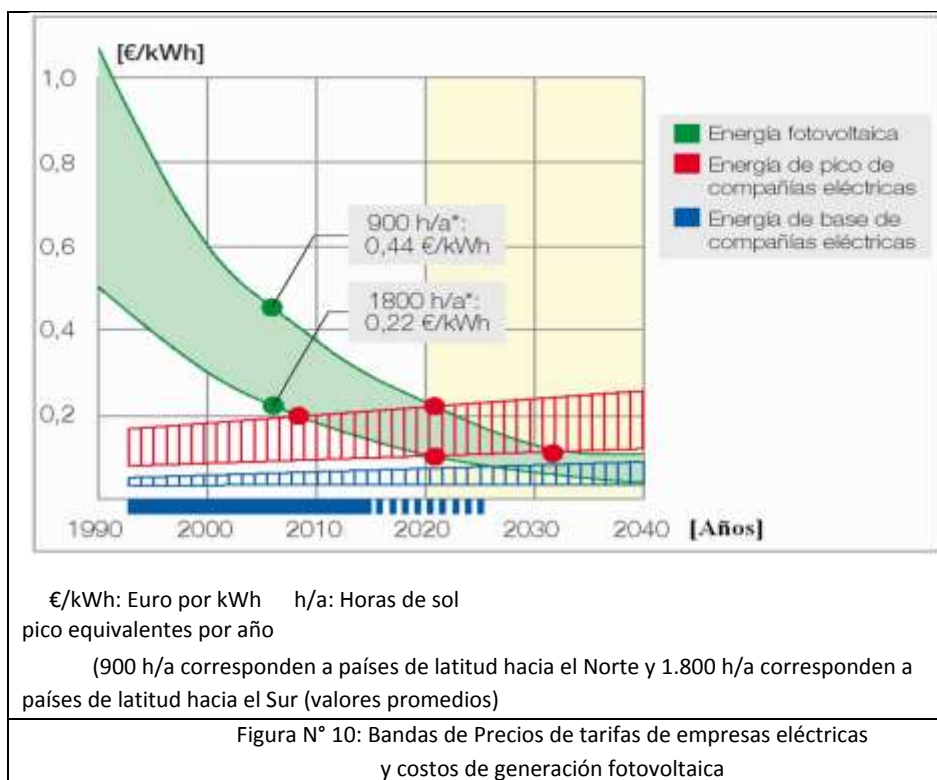
Además, el costo de la producción de paneles FV y demás componentes del sistema se ha venido reduciendo fuertemente desde el lanzamiento al mercado de los primeros sistemas FV. Algunos de los principales factores responsables de esta reducción son:

- Las innovaciones y los avances tecnológicos.
- El aumento de la tasa de rendimiento de la energía FV.
- La ampliación del tiempo de vida de los sistemas FV.
- Las economías de escala.

Aumentando la eficiencia de los paneles FV se reducen los costos de operación por kWh tanto en la tecnología de celdas cristalinas como en las de capa delgada. Al mismo tiempo se usa cada vez menos materia prima bruta. La capacidad de producir obleas más finas reduce el consumo de silicio y por lo tanto los costos, así como el plazo de retorno de amortización de los sistemas. Las inversiones en investigación y desarrollo de la energía FV aumentan y ofrecen resultados prometedores para las nuevas tecnologías a partir de la aplicación de procesos de producción innovadores o el uso de materias primas diferentes. La calidad del sistema FV es también un parámetro que influye en el costo por kWh. La calidad se refleja en su tasa de rendimiento. Una elevada tasa de rendimiento del sistema FV se obtiene a través de la obtención de elevadas tasas de rendimiento de todas sus partes: celdas, paneles, cableado interno, inversores, medidores y equipos accesorios. El aumento del tiempo de vida del Sistema FV tiene un efecto positivo en los costos de producción de energía FV por kWh, ya que aumenta la generación de electricidad en el periodo de vida. Muchos productores ya ofrecen garantías de rendimiento de 25 años para sus paneles. Otro importante factor para la reducción del costo de la energía FV son las economías de escala. Volúmenes de producción mayores permiten a la industria disminuir el costo por unidad producida.

En cuanto a la Competitividad de la Energía Solar Fotovoltaica, diversos informes de la industria FV estiman que la misma será lograda alrededor del año 2015 en regiones con alta radiación mientras que para lugares menos favorecidos se deberán agregar otros diez años. Todo ello dependiendo de los costos de las energías convencionales, de la producción de tecnología local y de los valores de radiación solar en cada región. En el momento en que se equiparen los costos de la energía FV con los precios de la electricidad residencial, se habrá conseguido la "Paridad de Red". Con la paridad de red, cada kWh de energía FV consumido supondrá un ahorro económico con respecto a la energía convencional de la red. Esto se puede apreciar en la Figura 10 donde la franja sombreada, correspondiente a los costos de la energía FV, presenta un descenso constante, mientras que las energías convencionales ya desarrolladas presentan una leve suba debido al estancamiento en el desarrollo tecnológico y al crecimiento de los costos de los combustibles fósiles. En la figura se pueden apreciar los distintos puntos de corte para el que podría darse en

cada caso la Paridad de Red. Por ejemplo, en un caso en que los combustibles convencionales fueran caros (sin o con poco subsidio) y se posea además muchas horas sol al año con excelente radiación, la paridad se presenta antes que en otros casos. En contraste, en una situación con tarifas convencionales muy subsidiadas y baratas y región con pocas horas sol al año y menor radiación la paridad se desplaza hacia años posteriores. Es por ello, que esta paridad se irá alcanzando región por región, primero las más aptas para el uso de energía solar, en función de las políticas de promoción que se implementen para las renovables y de las políticas de sinceramiento de las tarifas convencionales que existan. En Argentina, la zona cordillerana desde Cuyo hacia el Norte es apta para ello y debe ser acompañada por serias políticas para su expansión y verdadera inserción en las redes eléctricas interconectadas, adicionalmente a los programas existentes para abastecer las zonas aisladas y dispersas no conectadas a red.



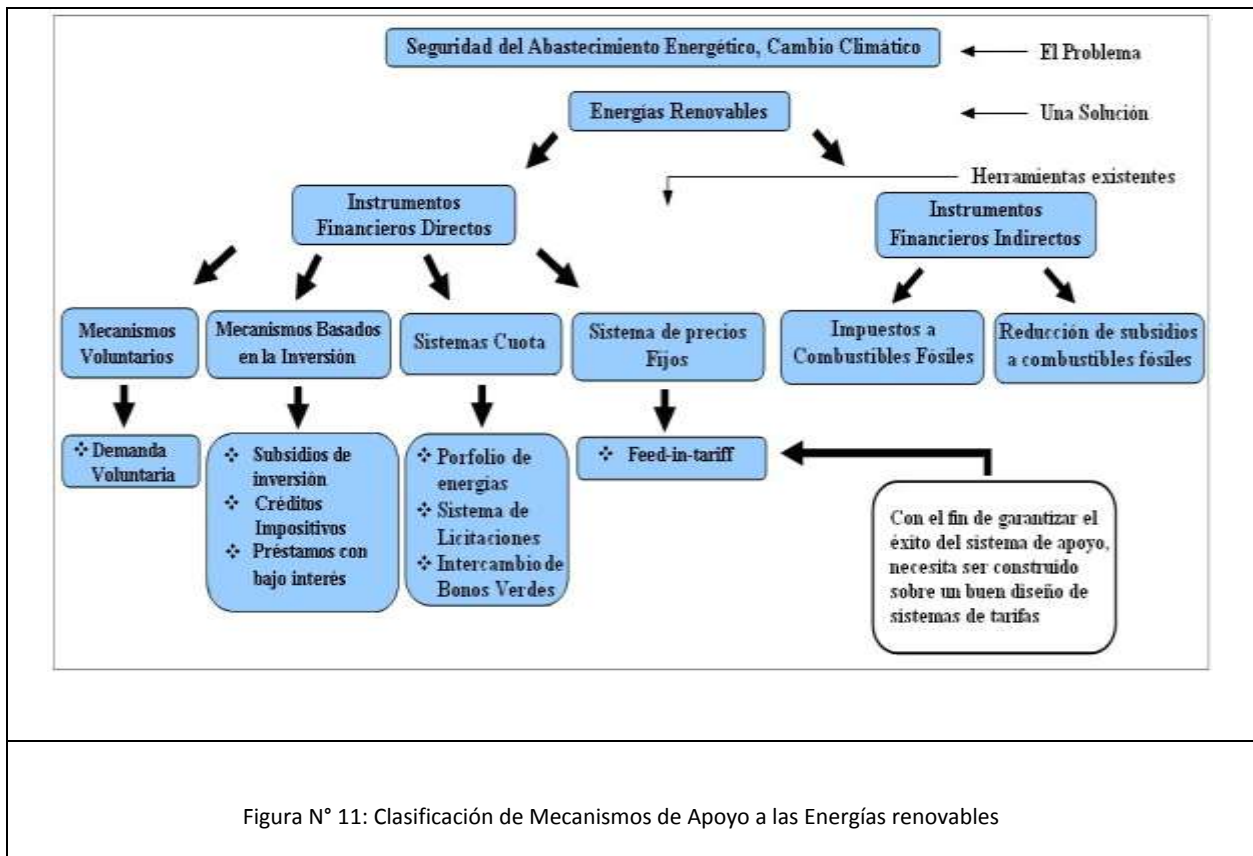
7. Mecanismos de promoción para la inserción de generación fotovoltaica

Ante el constante incremento de la demanda mundial es necesario disociar el crecimiento económico de la oferta de combustibles fósiles y remplazarlas cada vez más por energías limpias. Para acelerar la reconstrucción del sistema de suministro eléctrico se deben implementar, momentáneamente, herramientas potentes y eficaces que apoyen el uso de las energías renovables y entre ellas a la solar FV. Sin el apoyo de los instrumentos adecuados, la expansión del mercado de la electricidad solar no se producirá a una velocidad suficiente. Diferentes políticas han comenzado a comprender la urgencia de la situación y vienen implementando desde hace años, medidas tendientes a ayudar al desarrollo de las renovables. Los siguientes criterios deben tenerse en cuenta para evaluar los regímenes de apoyo a estas energías alternativas:

- Seguridad del inversor
- Simplicidad y facilidad de implementación

- Costo - Efectividad
- Apuesta al crecimiento de una combinación de tecnologías

La forma más sencilla de evaluación de los criterios anteriores es analizar los países donde los sistemas de apoyo han sido trabajados con diferentes mecanismos de apoyo y compararlos. En la Figura N° 11 se presenta un esquema de los distintos mecanismos de apoyo que se han utilizado a la fecha.



En relación a los criterios anteriores se presenta una tabla comparativa de los diferentes soportes:

Instrumentos de Soportes		Seguridad del Inversor	Simplicidad	Éxito Demostrado	Costo - Efectividad	Garantiza mix de tecnología
Soportes Directo	Feed-in-Tariff	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓
	Sistema Cuota	✗✗✗	✗✗✗	✗✗✗	✗✗✗	✗✗✗
	Subsidios de Inversión	✓	✓✓	✓	✓	✓
	Demanda Voluntaria	✗	✓✓	✗	✓✓✓	✗✗✗
Soportes Indirectos	✗✗✗	✗✗	✗	✗	✓✓✓	

Escala: () Muy satisfactorio, () No Satisfactorio

La comparación entre los mecanismos de soporte planteados permite observar la amplia ventaja que posee el Sistema de Primas (Feed-In-Tariff), esto lo hace por ello uno de los mecanismos más aplicados en varios países europeos y en especial en Alemania y España. Alemania, quien comenzó

implementando diferentes mecanismos de apoyo, fue el impulsor principal del Sistema de Primas, el que ya más de 15 países europeos han adoptado, de una u otra forma, a sus regulaciones. El éxito de la consolidación de la industria FV en Alemania, habla por sí mismo, dado que aún siendo un país con bajas radiaciones solares por su latitud, ha podido desarrollar el mercado FV más dinámico y considerado como modelo en el mundo.

La idea básica del Sistema de Primas o precios fijos es muy simple. En este sistema los productores de electricidad solar:

- Tienen derecho a suministrar electricidad solar a la red pública.
- Reciben una prima por kWh generado e inyectado a la red eléctrica.
- Reciben la prima durante un periodo de tiempo fijo en años.

Los tres aspectos mencionados son conceptualmente sencillos, pero establecerlos supone un esfuerzo importante. Durante muchos años, los servicios energéticos no permitieron la introducción de la electricidad solar en sus redes y esto todavía sigue sucediendo actualmente en muchos países. El Sistema de Primas, también denominado Feed-In-Tariff (FIT) es una fuente de tarifas que implica la obligación por parte de una empresa de distribución de comprar la electricidad generada por los productores de energía renovable en su área de servicio, con un arancel determinado por las autoridades públicas y garantizado, durante un período determinado de tiempo (generalmente 20 años). Una de las alternativas plantea que las empresas distribuidoras están autorizadas a repartir este costo adicional, equitativamente, en todos los consumidores y en su factura de electricidad normal. Esto significa que el programa de primas funciona al margen de la economía del estado, y que el costo adicional que tiene que pagar cada consumidor de electricidad para contribuir a las renovables es muy pequeño. Esto hace también que cada consumidor de electricidad contribuya a la reestructuración de la red de suministro eléctrico nacional, alejándose de la base de combustibles fósiles, y evolucionando hacia una estructura sostenible e independiente. La simplicidad del concepto y sus bajos costos administrativos hacen que sea una herramienta muy eficaz para impulsar la contribución de la electricidad solar en el cambio de las matrices energéticas nacionales. En cada caso debe realizarse un análisis de las regulaciones, de las tarifas existentes y de la mayor o menor participación del estado nacional o regional.

La implementación de un Sistema de Primas acarrea algunas ventajas, ya que sirven:

- Como medida temporal para desarrollar el mercado.
- Como incentivo económico a quien genera renovable, no es una carga para el contribuyente.
- Como impulsor en la reducción de costos de la electricidad solar y economías de escala.
- Como impulsor de sistemas de electricidad solar de alta calidad y buen rendimiento.
- Como impulsor o garantía para financiar inversiones solares más fácilmente.

Entre las medidas de apoyo necesarias para su rápida, correcta y exitosa implementación están:

- Lograr una administración sencilla y rápida

- Garantizar el acceso a la red interconectada
- Lograr un compromiso del gobierno y la industria

8. Análisis de la legislación y regulaciones para favorecer la inserción de la energía solar fotovoltaica

En general el análisis normativo que se puede citar es muy extenso y con algún grado de heterogeneidad, sin embargo en muchos países que han logrado consolidar el crecimiento de las energías renovables en sus matrices energéticas, han implementado algún tipo de Sistemas de Primas. Dos legislaciones son destacables, la de Alemania y la de España, que lograron expandir la electricidad solar en los techos y fachadas de casas y edificios en el primer caso, y como huertos o granjas solares (centrales fotovoltaicas) en el segundo.

Por tratarse esta publicación de un trabajo resumen, en lo que sigue se hará solo referencia sucinta a las legislaciones alemana, española y finalmente que hay en materia de legislación renovable en Argentina.

La Legislación alemana se ha caracterizado por su fiabilidad, congruencia, flexibilidad, credibilidad y transparencia. Alemania empezó a aplicar en 1991, un sistema de apoyo de tarifa para retribuir toda la electricidad que se inyectara en la red. Entre los años 1991 y 1995 se dieron incentivos especiales con el "Programa de los 1.000 techos FV", que se lanzó a nivel federal para demostrar la fiabilidad de los sistemas FV. En 1999 se lanzó el "Programa de los 100.000 techos FV" que culminó en el año 2003. A pesar de las citadas iniciativas, no se produjo un auge real de inversiones hasta la aprobación de la Ley de Energías Renovables (EEG. Erneubare Energie Gesetz) en el año 2000. En el año 2004 se revisó y modificó la Ley EEG, donde los sistemas de pequeña potencia recibían una mayor remuneración que los sistemas grandes, debido a su mayor precio unitario. Se realizó una desagregación de distintos incentivos a nivel techo, fachada y sobre terreno, dando mayor prioridad y más incentivos a los que ocupan menor terreno. En junio de 2007, el parlamento Alemán decidió modificar nuevamente la Ley EEG, definiendo coeficientes de regresión anual variable y que aumentaron a partir de 2009. Además, ya no se incluye bonificaciones por sistemas integrados en las fachadas. La aplicación de la Ley EEG dio como resultado que los usuarios empezaran a invertir en los sistemas FV.

Desde que terminó con éxito el Programa de los 100.000 techos, las instalaciones FV sustentan su rentabilidad en la Ley EEG, con sus tarifas para techos, para instalaciones sobre suelo (mayor dimensión) y para aplicaciones integradas en la edificación (fachadas). En lo que sigue, la Tabla Nº 1 describe los valores de primas definidos en la última Ley EEG, para distintos tipos y magnitudes de instalación:

	Rooftop installations				Ground mounted
	≤ 30 kWp	> 30 kWp	> 100 kWp	> 1000 kWp	All sizes
2008	€ct 46,75 / kWh	€ct 44,48 / kWh	€ct 43,99 / kWh	€ct 43,99 / kWh	€ct 35,49 / kWh
2009	€ct 43,01 / kWh	€ct 40,91 / kWh	€ct 39,58 / kWh	€ct 33,00 / kWh	€ct 31,94 / kWh
2010	€ct 39,57 / kWh	€ct 37,64 / kWh	€ct 35,62 / kWh	€ct 29,70 / kWh	€ct 28,75 / kWh
2011	€ct 36,01 / kWh	€ct 34,25 / kWh	€ct 32,42 / kWh	€ct 27,03 / kWh	€ct 26,16 / kWh

Tabla Nº 1: Valores de primas definidos en la Ley EEG alemana (centavos de Euro por kWh)

España empezó a desarrollar su mercado con instalaciones aisladas, en parte gracias a su privilegiada situación geográfica, pero sobre todo por la relevancia de la I+D+i (Investigación, Desarrollo, Innovación) y la iniciativa de algunas empresas. La Legislación española clave comenzó a generarse con la sanción de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, donde sentó los cimientos para la liberalización del sistema eléctrico y permitió a los generadores FV la conexión y venta de electricidad a la red, aunque sin tarifas específicas. Un año después, el Real Decreto RD 2818/1998 obligaba a las empresas distribuidoras a adquirir la energía procedente de los techos solares. Este Decreto subsanó ese vacío y creó una tarifa específica para la FV, apareciendo un nuevo mercado para instalaciones conectadas a red. En Septiembre del año 2000 se aprobó el Real Decreto RD 1663/2000 que definía las especificaciones técnicas y administrativas sobre la conexión de las instalaciones FV a la red de baja tensión, tendiente a simplificar los trámites y a facilitar a todos los ciudadanos el acceso a la energía solar. Posteriormente, el Real Decreto RD 436/2004 rompía el escalón de los 5 kW (límite máximo establecido por el RD 2818/1998 para recibir la prima máxima) pudiendo aumentar la potencia instalada hasta los 100 kW. En el año 2005 se define el Plan de Energías Renovables para el periodo 2005-2010 (PER 2005-2010) que identifica como objetivo incorporar 363 MW de energía FV hasta el año 2010. Luego, el Real Decreto RD 661/2007 regula la actividad de generación en régimen especial. La tarifa se mantuvo para consolidar la industria española y alcanzar los 363 MW fijados por el PER, pero el contexto mundial de la tecnología solar cambió a gran velocidad: se registró un incremento en la disponibilidad de polisilicio y el precio de las celdas y los módulos se redujo bruscamente. Como consecuencia, el mercado FV español experimentó un espectacular crecimiento, que llevó a superar los objetivos de potencia marcados por el PER con dos años de adelanto, quedando obsoleto el marco regulatorio establecido por el RD 661/2007. A Septiembre del año 2008 se habían instalado 680 MW y hubo que relegislar y redireccionar la regulación y las primas a los fines de permitir un crecimiento más ordenado. Por ello, se sancionó el RD 1578/2008 que definió los nuevos valores y el PER 2011-2020.

En la Tabla Nº 2 se muestran los valores de primas definidos en el RD 1578/2008:

10 / 2008	Roof top	Ground mounted				
Up to 2 MW	€ct 33,- / kWh	€ct 29,- / kWh				
Cap in 2009	200 MW	100 MW				
Building regulations	Min. 6,25 kWp to be installed on new and renovated buildings of a certain size, exemptions for various building types (e.g. residential) exist					
Tax credits	Corporate / income tax reduction of 6% of investment cost, max 35% of total tax charge. Digressing rates apply: 2009: 4%, 2010: 2% thereafter the tax credit runs out					
Investment grants	Depending on the region					
Other information	FIT payment fix for 25 years	Max. growth of subsidized market 10%				

Tabla Nº 2: Valores de primas definidos en España (centavos de Euro por kWh)

En la República Argentina se promulgó en el año 1985 el Decreto Nacional Nº 2247/85, que impulsó una política de desarrollo de las energías no convencionales a través de la Dirección Nacional de Conservación y Nuevas Fuentes de la Secretaría de Energía de la Nación. En este marco fue creado en la provincia de Chubut el Centro Regional de Energía Eólica (CREE), integrado por la Secretaría de Planeamiento de esa provincia, la Universidad Nacional de la Patagonia y la Secretaría de Energía de la Nación. En 1987 el Instituto de Geografía de la Facultad de Filosofía y Letras de la Universidad de Buenos Aires desarrolla un Proyecto denominado "La difusión geográfica de las fuentes de energía no convencionales", con el objetivo de identificar zonas y poblaciones destinatarias de tecnologías energéticas no convencionales.

Recién en 1998 se sanciona la Ley 25.019 que define el Régimen Nacional de la Energía Eólica y Solar. Esta Ley impone diferimientos en el pago del IVA para inversiones de equipos eólicos/solares y define solamente una prima para energía eólica. Asimismo prevé estabilidad fiscal por 15 años para emprendimientos solares y eólicos. No obstante, esta Ley no llegó nunca a ser una herramienta efectiva y de hecho no logró hacer crecer el sector por los bajos o nulos incentivos definidos. Después del colapso económico de finales del 2001 y la salida de la "convertibilidad", los precios del MEM, devaluados y congelados, quedaron desfasados de los costos reales de generación eléctrica. Bajo el supuesto, que el mercado eléctrico retornaría progresivamente a precios que nuevamente hicieran viable la incorporación de equipamiento, se trabajó en una actualización de la Ley Nº 25.019, por un lado con el objetivo de que su incentivo sea realmente efectivo, adecuándolo a los nuevos precios del MEM y permitiendo la fluctuación con los precios del mismo; y por otro, introducir incentivos remuneratorios para el kWh generado por energía solar.

En diciembre de 2006, se sanciona la Ley Nacional Nº 26.190 que define el Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. En esta ley se declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de ER con destino a la prestación del servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. En esta ley se incorpora una remuneración para generadores FV conectados a red y se prevé elaborar un Programa Federal para el Desarrollo de las ER. Esta Ley fijó como objetivo cubrir el 8% del consumo eléctrico nacional con energías renovables en un plazo de diez años (hasta el año 2016), pero lamentablemente fue recién reglamentada en Mayo del año 2009, mediante el Decreto 562/2009. Define por primera vez una prima para la generación de energía solar FV fijada en 0,90

\$/kWh, para emprendimientos de cualquier magnitud dedicados al servicio público de electricidad para un periodo de 15 años.

La realidad ha demostrado a la fecha que esta Ley posee incentivos deficientes para el desarrollo de emprendimientos con energías renovables. Aunque la prima para energía solar es la más elevada, los cálculos de rentabilidad no cierran para los precios actuales de esta tecnología. Es por ello, que la Nación debió implementar otros procedimientos, como la Licitación GENREN, para incentivar particularmente el sector, pero esta vez adjudicando a tarifas especiales superiores por 15 años que permitirían cerrar rentablemente cada uno de los proyectos. La Ley vigente debe aún ser ajustada.

En la Provincia de San Juan se está elaborando un Proyecto de Ley que permita definir una prima o retribución regional adicional, para que conjuntamente con la prima definida en la Ley Nacional permita viabilizar los proyectos FV, ya a nivel comercial y residencial.

9. Análisis del Sistema de retribución de tarifa de energía fotovoltaica (Primas)

En este capítulo se plantea un análisis de viabilidad económica de los sistemas FV con inserción de energía a la red de distribución basado en un Sistema de Primas, con el objetivo de determinar los posibles valores de las primas o retribuciones y costos de inversión que hagan atractivas las instalaciones en las viviendas del sector residencial. Un primer análisis realiza el estudio de la viabilidad económica a partir de las normativas actuales (Valor de la prima fijada en 0,9 \$/kWh – Ley 26.190), con el fin de verificar la conveniencia o no para el usuario si deseara realizar las instalaciones FV en la actualidad. A la luz de los resultados del análisis anterior se realizó un análisis de sensibilidad de aquellas variables consideradas más significativas, como ser la retribución a obtener por la energía inyectada a la red (Valor de la Prima) y los costos de inversión (Costo unitario de la instalación FV). A partir de las mismas se plantearon diversos escenarios a fin de determinar aquellos valores que harían conveniente la inversión de los usuarios residenciales. Para la determinación de la rentabilidad de la instalación se utilizaron los métodos de valoración de inversiones de la TIR-Tasa Interna de Retorno y el VAN-Valor Actual Neto. En todos los casos se realiza una evaluación con horizonte de 25 años considerado como la vida útil de las instalaciones.

En la Tabla N° 3 se muestran las variables técnicas-económicas para el desarrollo de la simulación. Se evalúa una instalación de 1,5 kWp, con una producción anual de 2671 kWh. Se consideran dos hipótesis de rendimiento de la instalación y de precios de Wp de potencia (una más barata de 7,5U\$\$/Wp y otra más cara de 11,5U\$\$/Wp). Se supone el pedido de financiamiento bancario del 80% de la inversión total.

Variables Técnicas - Económicas				
Ítem	Descripción	Unidad	Datos	
			Hipótesis 1	Hipótesis 2
1	Año de Inicio de la Inversión	Años	2010	2010
2	Potencia de la Instalación	Wp	1500	1500
3	Vida Útil de la Instalación	Años	25	25
4	Producción Específica Prevista	kWh/año	2671,44	2671,44
5	Rendimiento de la Instalación FV	%	0,5	1
6	Costo unitario de la instalación	\$/Wp	31,12	46,68
7	Costo Total de la Instalación	\$	46680	70020
8	Precio de la Prima [\$/kWh]	\$/kWh	0,9	0,9
9	Tasa de Descuento WACC	%	15	15
10	Gastos de Mantenimiento	\$/año	70	70
11	Año pedido del crédito	Años	2010	2010
12	Porcentaje Financiado	%	80	80
13	Años a devolver el crédito	Años	20	20
14	Interés del Crédito	%	12	12
15	Valor Pagado con Financiación	\$	37344	56016
16	Valor Pagado por Medio Propio	\$	9336	14004

Tabla N° 3: Variables consideradas para el análisis económico-financiero

Calculados los ingresos y egresos que intervienen en el análisis, se presenta en la Tabla N° 4 el flujo de caja obtenido para la situación actual y variables técnicas-económicas que corresponden a la Hipótesis 1 (más barata) con pérdida de rendimiento 0,5 % anual y préstamo a solicitar de 37.344 \$. Se utiliza el concepto de año “cero” como año donde se realiza la inversión, pero en el cual todavía el sistema FV no genera aun energía.

Periodo	FLUJO DE CAJA									
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Ingresos										
Producción Estimada kWh/añual		2671,44	2658,08	2644,79	2631,57	2618,41	2553,60	2490,40	2428,76	2368,64
Precio del kWh		0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Ingreso Total		2404,30	2392,27	2380,31	2368,41	2356,57	2298,24	2241,36	2185,88	2131,78
Gastos										
Gasto de OyM		70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
Gastos de Financiamiento										
Amortización del Préstamo		518,29	580,48	650,14	728,16	815,54	1437,26	2532,94	4463,90	0
Intereses Pagados por el Préstamo		4481,28	4419,09	4349,43	4271,41	4184,03	3562,31	2466,63	535,67	0
Egreso Total		5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	70,00
Utilidad										
Utilidad (Ingreso - Egreso)		-2665,27	-2677,30	-2689,26	-2701,16	-2713,00	-2771,33	-2828,21	-2883,69	2061,78
Inversión Inicial (Pago Propio)	-9336,00									
Flujo de Fondo										
Flujo de Caja	-9336	-2665,27	-2677,30	-2689,26	-2701,16	-2713,00	-2771,33	-2828,21	-2883,69	2061,78

V.A.N.	-25987
T.I.R.	0

Tabla N° 4: Flujo de Caja para Hipótesis 1: Prima 0,9 [\$/kWh], Pérdida de rendimiento 0,5 % y Préstamo de 37.344 \$.

En la Tabla N° 5 se detalla el flujo de caja obtenido para la situación actual y variables técnicas-económicas que corresponden a la Hipótesis 2 (más cara) con pérdida de rendimiento 1,0 % anual y préstamo a solicitar de 56.016 \$.

Periodo	FLUJO DE CAJA									
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Ingresos										
Producción Estimada kWh/añual		2671,44	2644,72	2618,28	2592,09	2566,17	2440,41	2320,80	2207,06	2098,89
Precio del kWh		0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Ingreso Total		2404,30	2380,25	2356,45	2332,89	2309,56	2196,37	2088,72	1986,35	1889,00
Gastos										
Gasto de Oym		70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
Gastos de Financiamiento										
Amortización del Préstamo		777,43	870,73	975,21	1092,24	1223,31	2155,88	3799,41	6695,85	0
Intereses Pagados por el Préstamo		6721,92	6628,63	6524,14	6407,12	6276,05	5343,47	3699,95	803,50	0
Egreso Total		7569,35	7569,35	7569,35	7569,35	7569,35	7569,35	7569,35	7569,35	70,00
Utilidad										
Utilidad (Ingreso - Egreso)		-5165,06	-5189,10	-5212,90	-5236,47	-5259,80	-5372,99	-5480,63	-5583,00	1819,00
Inversión Inicial (Pago Propio)	-14004,00									
Flujo de Fondo										
Flujo de Caja	-14004	-5165,06	-5189,10	-5212,90	-5236,47	-5259,80	-5372,99	-5480,63	-5583,00	1819,00

V.A.N.	-46726
T.I.R.	0

Tabla N° 5: Flujo de Caja para Hipótesis 2: Prima 0,9 [\$/kWh], Pérdida de rendimiento 1,0 % y Préstamo de 56.016 \$.

Como se aprecia se obtuvo en ambos casos una VAN negativa y una TIR inferior a la tasa de retorno mínima exigida, presentando un marco poco atrayente para las inversiones bajo el estado actual de las normativas. Cabe resaltar que los altos niveles de radiación que reciben los paneles FV en la provincia no llegan a compensar los elevados costos de inversión y la escasa remuneración que reciben los usuarios por la venta de la energía producida.

Los valores obtenidos nos muestran una señal clara que un aumento en la remuneración o una disminución de los costos de inversión son imprescindibles para que las instalaciones sean rentables. A continuación se muestran solo algunos de los análisis de sensibilidad realizados para determinar cómo encontrar los valores que realmente incentiven las inversiones. En la Tabla N° 6 se muestra para la Hipótesis 1 (más barata) a cuanto debería ascender el valor de la prima si no se quisiera tener pérdidas, logrando al menos una VAN=0. El valor encontrado implicaría una prima de 2,45 \$/kWh (272% superior a la fijada en la normativa vigente de 0,90 \$/kWh). Con valores de primas superiores comienza a ser este proyecto cada vez más rentable y tener un retorno de la inversión más acelerado.

Periodo	FLUJO DE CAJA - ESCENARIO 1									
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Ingresos										
Producción Estimada kWh/añual		2671,44	2658,08	2644,79	2631,57	2618,41	2553,60	2490,40	2428,76	2368,64
Precio del kWh		2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
Ingreso Total		6543,13	6510,42	6477,87	6445,48	6413,25	6254,51	6099,71	5948,73	5801,49
Gastos										
Gasto de OyM		70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
Gastos de Financiamiento										
Amortización del Préstamo		518,29	580,48	650,14	728,16	815,54	1437,26	2532,94	4463,90	0
Intereses Pagados por el Préstamo		4481,28	4419,09	4349,43	4271,41	4184,03	3562,31	2466,63	535,67	0
Egreso Total		5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	5069,57	70,00
Utilidad										
Utilidad (Ingreso - Egreso)		1473,57	1440,85	1408,30	1375,91	1343,68	1184,94	1030,14	879,16	5731,49
Inversión Inicial (Pago Propio)	-9336,00									
Flujo de Fondo										
Flujo de Caja	-9336	1473,57	1440,85	1408,30	1375,91	1343,68	1184,94	1030,14	879,16	5731,49

V.A.N.	0
T.I.R.	15%
Pay-Back	25 Años

Precio de Prima	0,90	\$/kWh
Precio de Prima - Escenario 1	2,45	\$/kWh

Tabla Nº 6: Flujo de Caja para Hipótesis 1: Prima 2,45 [\$/kWh], Pérdida de rendimiento 0,5 % y Préstamo de 37.344 \$.

En Argentina, los costos asociados a la inversión son muy altos, fundamentalmente debido a la dependencia de insumos del exterior, implicando que una instalación FV sea muy costosa actualmente. Algunas iniciativas gubernamentales hacen suponer que los costos de inversión podrían reducirse en los años siguientes. Es por esto que se analizó el caso en que los costos de inversión disminuyan, determinando cual sería el valor de inversión que haría obtener una VAN=0, para la prima fijada por la normativa vigente. En la Tabla Nº 7 se puede apreciar este Flujo de Caja, donde se alcanza un costo unitario del Wp de 11,22 \$/Wp (2,8U\$/Wp), mucho menor al hoy existente en el mercado argentino.

Periodo	FLUJO DE CAJA - ESCENARIO 2									
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25
Ingresos										
Producción Estimada kWh/añual		2671,44	2658,08	2644,79	2631,57	2618,41	2553,60	2490,40	2428,76	2368,64
Precio del kWh		0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Ingreso Total		2404,30	2392,27	2380,31	2368,41	2356,57	2298,24	2241,36	2185,88	2131,78
Gastos										
Gasto de OyM		70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
Gastos de Financiamiento										
Amortización del Préstamo		186,80	209,21	234,32	262,43	293,93	518,00	912,89	1608,83	0
Intereses Pagados por el Préstamo		1615,09	1592,68	1567,57	1539,45	1507,96	1283,89	889,00	193,06	0
Egreso Total		1871,89	1871,89	1871,89	1871,89	1871,89	1871,89	1871,89	1871,89	70,00
Utilidad										
Utilidad (Ingreso - Egreso)		532,41	520,39	508,42	496,52	484,68	426,35	369,47	313,99	2061,78
Inversión Inicial (Pago Propio)	-3364,77									
Flujo de Fondo										
Flujo de Caja	-3364,77	532,41	520,39	508,42	496,52	484,68	426,35	369,47	313,99	2061,78

V.A.N.	0
T.I.R.	15%
Pay-Back	25 Años

Costo Unitario	11,22	\$/Wp
Costo Unitario - Escenario 2	31,12	\$/Wp

Tabla Nº 7: Flujo de Caja para Hipótesis 1: Prima 0,90 [\$/kWh], Pérdida de rendimiento 0,5 % y Préstamo de 37.344 \$.

Luego de analizar cada escenario por separado, se plantea finalmente un nuevo escenario que contempla las variaciones simultáneas de la Prima y del Costo Unitario de Inversión. En las Tablas N° 8 y 9 se muestran los valores obtenidos de la VAN y la TIR respectivamente antes variaciones en las Primas y en los Costos Unitarios para el caso de una pérdida de rendimiento del 0,5% anual y un préstamo de 37344\$.

		Costo Unitario de la Instalación FV en [\$/Wp]														
		11,22	12,64	14,06	15,48	16,90	18,32	19,75	21,17	22,59	24,01	25,43	26,85	28,28	29,70	31,12
Remuneración de la Energía inyectada a la red [\$/kWh]	0,90	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281	-11137	-12993	-14849	-16706	-18562	-20418	-22274	-24130	-25987
	1,01	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281	-11137	-12993	-14849	-16706	-18562	-20418	-22274	-24130
	1,12	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281	-11137	-12993	-14849	-16706	-18562	-20418	-22274
	1,23	5569	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281	-11137	-12993	-14849	-16706	-18562	-20418
	1,34	7425	5569	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281	-11137	-12993	-14849	-16706	-18562
	1,45	9281	7425	5569	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281	-11137	-12993	-14849	-16706
	1,56	11137	9281	7425	5569	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281	-11137	-12993	-14849
	1,67	12993	11137	9281	7425	5569	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281	-11137	-12993
	1,79	14849	12993	11137	9281	7425	5569	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281	-11137
	1,90	16706	14849	12993	11137	9281	7425	5569	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425	-9281
	2,01	18562	16706	14849	12993	11137	9281	7425	5569	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569	-7425
	2,12	20418	18562	16706	14849	12993	11137	9281	7425	5569	3712	1856	0	-1856	-3712	-5569
	2,23	22274	20418	18562	16706	14849	12993	11137	9281	7425	5569	3712	1856	0	-1856	-3712
	2,34	24130	22274	20418	18562	16706	14849	12993	11137	9281	7425	5569	3712	1856	0	-1856
	2,45	25987	24130	22274	20418	18562	16706	14849	12993	11137	9281	7425	5569	3712	1856	0

Tabla N° 8: Análisis de Sensibilidad para Variaciones del VAN.

		Costo Unitario de la Instalación FV en [\$/Wp]														
		11,22	12,64	14,06	15,48	16,90	18,32	19,75	21,17	22,59	24,01	25,43	26,85	28,28	29,70	31,12
Remuneración de la Energía inyectada a la red [\$/kWh]	0,90	15,0%	8,3%	3,7%	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)
	1,01	23,4%	15,0%	9,0%	4,6%	1,3%	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)
	1,12	32,2%	22,4%	15,0%	9,5%	5,4%	2,3%	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)
	1,23	41,0%	30,2%	21,6%	15,0%	9,9%	6,1%	3,1%	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)
	1,34	49,9%	38,0%	28,6%	21,0%	15,0%	10,3%	6,7%	3,8%	1,4%	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)
	1,45	58,8%	45,9%	35,6%	27,3%	20,5%	15,0%	10,6%	7,2%	4,4%	2,1%	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)
	1,56	67,6%	53,8%	42,7%	33,7%	26,2%	20,0%	15,0%	10,9%	7,6%	4,9%	2,7%	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)	TIR (-)
	1,67	76,5%	61,7%	49,8%	40,1%	32,1%	25,3%	19,7%	15,0%	11,2%	8,0%	5,4%	3,3%	1,4%	TIR (-)	TIR (-)
	1,79	85,3%	69,5%	56,9%	46,6%	38,0%	30,7%	24,6%	19,4%	15,0%	11,4%	8,4%	5,9%	3,8%	2,0%	TIR (-)
	1,90	94,1%	77,3%	63,9%	53,0%	43,9%	36,1%	29,5%	23,9%	19,1%	15,0%	11,6%	8,7%	6,3%	4,2%	2,5%
	2,01	102,9%	85,2%	71,0%	59,4%	49,7%	41,6%	34,6%	28,5%	23,3%	18,8%	15,0%	11,8%	9,0%	6,7%	4,7%
	2,12	111,7%	93,0%	78,0%	65,8%	55,6%	47,0%	39,6%	33,2%	27,6%	22,8%	18,6%	15,0%	11,9%	9,3%	7,0%
	2,23	120,5%	100,8%	85,1%	72,2%	61,5%	52,4%	44,7%	37,9%	32,0%	26,9%	22,4%	18,4%	15,0%	12,1%	9,5%
	2,34	129,3%	108,6%	92,1%	78,6%	67,4%	57,9%	49,7%	42,6%	36,4%	31,0%	26,2%	21,9%	18,2%	15,0%	12,2%
	2,45	138,1%	116,4%	99,1%	85,0%	73,2%	63,3%	54,7%	47,3%	40,8%	35,1%	30,1%	25,6%	21,6%	18,1%	15,0%

Tabla N° 9: Análisis de Sensibilidad para Variaciones de la TIR.

Los análisis realizados son bajo el supuesto de inyectar toda la energía FV generada a la red. Si se evalúan los casos, para cada una de las bandas tarifarias del sector residencial (en San Juan T1R1, T1R2 y T1R3), de inyectar solo el excedente de energía luego de cubrir el consumo, los valores de las primas resultan aun mayores para amortizar las inversiones y los costos de inversión resultan aun menores para la prima de la normativa vigente.

10. Conclusiones

En base al contexto energético global y nacional se deduce claramente que los gobiernos deberán ir implementando cada vez más políticas tendientes a aumentar su cuota parte de energías renovables en sus matrices energéticas. La Argentina está en camino de ello y posee una Ley vigente que fija cubrir un 8% del consumo de demanda con energías renovables para el año 2016.

Dentro de las Energías Renovables, el desarrollo y uso de la energía solar fotovoltaica es apropiada para la región cordillerana andina de la Argentina. Por ello, en la Provincia de San Juan se ha

gestado y viene desarrollando el Proyecto Solar San Juan, que pretende fundar las bases para el crecimiento de la tecnología fotovoltaica en todos sus tópicos.

En este trabajo se muestran resultados de algunas investigaciones vinculadas con la viabilidad económica para la instalación de techos solares como generación distribuida conectada a red. Se han analizado las normativas y regulaciones actuales, y a la luz de las mismas para Argentina se han comprobado sus debilidades. El sistema más expandido para el desarrollo de esta tecnología a nivel residencial es el Sistema de Primas o Retribuciones por kWh generado e inyectado a la red.

El análisis de viabilidad económica de los sistemas FV muestra los posibles valores de las primas y costos de inversiones que hicieran atractivas las inversiones en las viviendas del sector residencial, para determinados valores propuestos.

Con los costos de inversión elevados y retribuciones fijadas por ley muy bajas, se aleja la rentabilidad de los proyectos. Es por ello, que se debe seguir trabajando en el sentido de desarrollar tecnología local, lograr la fabricación de productos o subproductos para abaratar costos de los equipos y crear mecanismos que incrementen la retribución actual para alentar mayormente las inversiones. Un conjunto de normativas de promoción nacionales combinadas con algunas regionales y la tarea de ir formando el mercado de consumo FV en la región, producirá además un aumento de volúmenes de producción que por economías de escala debiera reducir aun más los costos de producción.

11. Bibliografía

- [1] V.M. Doña, T.J. Strada, A. Hoesé (2008-2009). "Proyecto Solar San Juan: Objetivos y Etapas". Gobierno de la Provincia de San Juan – Argentina.
- [2] D.H. Pontoriero, M.G. Molina, P.E. Mercado (2009). "Evaluación Técnica y Económica de Generación Híbrida Solar-Eólica en la Provincia de San Juan-Argentina". Actas del XIII ERIAC, Puerto Iguazú, Argentina.
- [3] F. A. Morán, M. L. Facchini, D. H. Pontoriero, V. M. Doña (2009) "Inserción de Generación Distribuida a través de Instalaciones Fotovoltaicas Domiciliarias ajustadas a las curvas típicas de demanda residencial". Revista Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente (AVERMA). Vol. 13, Año de Publicación 2009. Impreso en la Argentina. ISSN 0329-5184.
- [4] F. A. Morán, M. L. Facchini, V. M. Doña. (2010). "Impacto de la Generación FV Distribuida a nivel Residencial en el mejoramiento de la Calidad y Economía del Servicio Eléctrico. Aplicación a un Caso Real". III Congreso Brasileiro de Energía Solar, Belem – Brasil 2010.
- [5] D. Pontoriero, M. Facchini, V. Doña, W. Gómez (2010). "Inserción de energía solar fotovoltaica conectada a red como generación distribuida en el sector residencial". 2das Jornadas Nacionales y 1ras Internacionales de Investigación en Organización y Desarrollo Económico. Instituto de Investigaciones Administrativas y Contables (FACSO-UNSJ), Consejo Profesional de Ciencias Económicas de San Juan y el Foro de Abogados de San Juan, San Juan.
- [6] M. Facchini, V. Doña, F. Morán (2010). "Valoración técnica y económica del impacto de penetración de generación distribuida a través de energía solar fotovoltaica". Congreso Internacional de Distribución Eléctrica – CIDEL Argentina 2010, Buenos Aires del 27 al 29 de setiembre de 2010

- [7] F. A. Morán, (2010). "Estudio e impacto de las variables más relevantes para posibilitar la inserción de la energía solar fotovoltaica conectada a red como generación distribuida en el sector residencial". Trabajo Final Ingeniería Eléctrica, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan.
- [8] R. Righini, H. Grossi Gallegos. (2007). "Ángulos Sugeridos para Optimizar la Colección anual de Irradiación Solar Diaria en Argentina sobre planos Orientados al Norte".
- [9] M. Bellini, M.P. Bonini, M, Dallo, F. Garreta (2005) "Mapa de Recursos Energéticos Alternativos de la República Argentina". ASADES 2005.
- [10] Legislación Española, Alemana (EEG) y Argentina. Leyes 25019 y 26190.
- [11] Thomas Seemann – Ralf Wiechmann."Solare Hausstromversorgung mit Netzverbund".
- [12] Informes del IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (España) y EPIA - European Photovoltaic Industry Association.
- [13] "Supporting Solar Photovoltaic Electricity, An Argument for Feed-in Tariffs" (2007). EPIA.
- [14] "Global Market Outlook for Photovoltaics until 2012"- Facing a sunny future and "Photovoltaic Fact Sheets" – European Photovoltaic Technology Platform.

CAN PERSISTENT HIGH OIL PRICES CREATE SUSTAINABLE RENEWABLE AND EFFICIENT ENERGY MARKETS?

Federico S. Fische

5326 Nebraska Ave. NW

Washington DC, 20015 – USA

Phone: +1 202.257.2214 – Email: fsfische@alternativesustainableenergy.com

Introduction

The steady growth of solar, wind, biofuels and modern-biomass, in the energy generation equation, seems to keep gaining momentum. The simplified energy balance presented by the International Energy Agency¹⁴⁶ shows that it took 25 years to double the total final consumptions (TFC) of non-combustible renewables (wind, geothermal, tide/wave/ocean and solar energy): and to grow ten fold the total primary energy supply (TPES), when both measured in million tones of oil equivalent (MTOE).

World	1973 MTOE			1973 %	
	Combustible RE&Waste	Other RE	Total	Combustible RE&Waste	Other RE
TPES	46.09	6.00	52.09	10.6%	0.1%
TFC	17.51	15.63	33.14	13.2%	11.0%
	2008 MTOE			2008 %	
	Combustible RE&Waste	Other RE	Total	Combustible RE&Waste	Other RE
TPES	224.81	20.08	244.89	10.0%	0.7%
TFC	1070.27	719.47	1789.74	12.7%	20.4%

OECD	1973 MTOE			1973 %	
	Combustible RE&Waste	Other RE	Total	Combustible RE&Waste	Other RE
TPES	6.04	6.00	12.04	1.4%	0.1%
TFC	2.99	44.21	47.20	1.8%	7.4%
	2008 MTOE			2008 %	
	Combustible RE&Waste	Other RE	Total	Combustible RE&Waste	Other RE
TPES	29.46	3.31	32.77	1.9%	0.43%
TFC	160.17	61.59	221.76	1.9%	10.22%

¹⁴⁶ 2010 Key World Energy Statistics – International Energy Agency

Interesting enough, the participation of combustible renewables and waste remain almost unchanged. It is difficult to draw conclusions on this number due to the broad characterization of this category, but would like to make two observations:

- IEA definition of this category is very broad: “Combustible renewables & waste comprises solid biomass, liquid biomass, biogas, industrial waste and municipal waste. Biomass is defined as any plant matter used directly as fuel or converted into fuels (e.g. charcoal) or electricity and/or heat. Included here are wood, vegetal waste (including wood waste and crops used for energy production), ethanol, animal materials/wastes and sulphite lyes. Municipal waste comprises wastes produced by residential, commercial and public services, that are collected by local authorities for disposal in a central location for the production of heat and/or power.”
- This type of fuel is mostly consume in non-OECD countries and classified as “other,” which IEA defined as “Other covers residential, commercial and public services [ISIC Divisions 33, 36-39, 45-47, 52, 53, 55, 56, 58-66, 68-75, 77-82, 84 (excluding Class 8422), 85-88, 90-99], agriculture/forestry [ISIC Divisions 01 and 02], fishing [ISIC Division 03] and no specified consumption.”

During the same 25-year period, we find persistent increase in oil prices. The most recent spikes, post 9/11 oil prices and the current situation in some oil producing Arab countries, have help stir the topic of renewables again. The internet, social y standard media, conferences and workshops seems to reflect a certain awakening, re-awakening to be more precise, of stakeholder’s concerns about renewable energy resources.

Is this different from the past?

The first approach to answer this question is to see if this recent steady increase of crude oil prices, oil spills, and record net profits by oil companies is tied to re-awaken interest and demand on alternative sources of energy. While apparently the answer from consumers is yes, the evidence we present in this paper seems to indicate that persistent high oil prices have not created sustainable renewable and efficient energy markets. The evidence also

seems to be at odds, with a number of studies, especially addressing the competitive point of renewables and of the second and third biofuel conversion technologies which assess price portals under which it the switch-off fossil fuels and to switch-on renewables begins to make sense.¹⁴⁷

I must admit, I feel a strong discomfort with single causality approaches to complex issues. From my point of view as a practitioner and renewable energy impresario, the challenges of a sustainable market for renewables are no different. There is a tendency to read the future of the renewable and efficient energy sector as a result of a tipping point: oil prices, a breakthrough technology that has instant parity with fossil fuels cost and pricing, or sudden change on the culture by addressing a pro-active action toward the challenges of climate change. My uneasiness on single causalities is based on the fact that seems to attract a single solution approach to multifaceted challenges, like a single pill that cures all. Perhaps worst than that, this single pill “is” cookie cut ready to solve the problems of everyone around the world. Unfortunately, while we try to ignore it, we know that this is an illusion; there is no one-side-fits-all solution. This is especially true with renewable and efficient energy, because of its dependency on location, resource availability, integration to existing infrastructure, and adaptability into applications and uses. Therefore, persistent high oil prices cannot count for the 100% of the force driving the transformation of the energy sector to one dominated by renewable and efficient energy.

Methodology and Empirical Results

The premise of this paper was to look into market shifts and the drivers for energy policy in the Americas. To do that, I proposed to analysis the existence of (a) price-driven product substitution alone will only shift the market in the short-term; and (b) evidence that markets where renewable and efficient energy are predominant players, required a sustainable and long-term strategy.

¹⁴⁷ A good example of price portal solution was the argument given during the Energy Act of 2007 in the USA, when pro corn-to-ethanol lobby pushed the idea that the price portal to switch-on this industry was around \$70/barrel of oil. The success of such lobby created the legislation that give birth to a short-lived ethanol bubble in the USA.

Price Substitution and literature review

Initially the idea was to follow the simple approach of one-causality-one-solution. My approach was to look into the impact of price change, either by analyzing the impact on income or the substitution effect. The idea is well known among economist:

- The substitution effect involves the substitution of good x1 for good x2 or vice-versa due to a change in relative prices of the two goods.
- The income effect results from an increase or decrease in the consumer's real income or purchasing power because of the price change.
- The sum of these two effects is called the price effect.

We have two main methods to do this, one the Hicksian method¹⁴⁸ and the second the Slutsky method.¹⁴⁹ Hicks asks "what would the consumer's optimal bundle be if s/he faced the new lower [higher] price for X, but experienced no change in real income?" Slutsky asks: "what is the change in demand when the consumer's income is adjusted so that, at the new price, s/he can just afford to buy the original bundle?"

I considered that either approach could be appropriate to try to answer the question on the narrowest fashion possible. I knew, from my work in the field, that this was a very strong assumption. Because of my aversion to single causalities, I decided to review other approaches through more recent literature on the specific topic of the effects of changes in oil prices. Here is a quick overview of that, which presents different ways to look into this matter:

- Enriques and Sadorky¹⁵⁰ found that there is a correlation between the value of the stock of alternative energy companies and changes in oil prices. "While it is widely accepted that rising oil prices are good for the financial performance of alternative energy companies, there has been relatively little statistical work done to measure

¹⁴⁸ "Value and Capital" Sir John Hicks (1939)

¹⁴⁹ "On the Theory of the Budget of the Consumer" Eugene Slutsky (1915)

¹⁵⁰ "Oil prices and the stock prices of alternative energy companies" Irene Henriques and Perry Sadorsky (2007)

just how sensitive the financial performance of alternative energy companies are to changes in oil prices. In this paper, a four variable vector autoregression model is developed and estimated in order to investigate the empirical relationship between alternative energy stock prices, technology stock prices, oil prices, and interest rates. Our results show technology stock prices and oil prices each individually Granger cause the stock prices of alternative energy companies. Simulation results show that a shock to technology stock prices has a larger impact on alternative energy stock prices than does a shock to oil prices. These results should be of use to investors, managers and policy makers.

- A very interesting correlation between web search, shift toward renewables and changes in oil prices is presented by Azar.¹⁵¹ “Not surprisingly, I find that oil price shocks predict increases in Google searches for electric cars. Much more surprisingly, I also find that an increase in Google searches predicts declines in oil prices. The high level of public interest in electric cars between April and August of 2008 can explain approximately half of the decline in oil prices during the second half of 2008. These findings are significant because they show that oil markets respond to developments related to alternative technologies.”
- Kilian¹⁵² believes that there are more than one variables when doing price shock analysis due to changes in energy prices, “. . . it is critical to account for the endogeneity of energy prices and to differentiate between the effects of demand and supply shocks in energy markets, when answering these questions.”
- Kaufmann, Karadeloglou and di Mauro¹⁵³ suggest that oil prices are not going to go down in the long term, and that alternative energy will not be able to replace oil in the foreseeable future. “First, oil demand is likely to grow significantly in line with

¹⁵¹ “Electric cars and oil prices” Jose Azar (2009)

¹⁵² “The economic effects of energy price shocks” Lutz Kilian (2007)

¹⁵³ “Will oil prices decline over the long run?” Robert Kaufmann, Pavlos Karadeloglou and Filippo di Mauro (2008)

strong economic growth in non-OECD countries. Second, on the supply side, OPEC is likely to enhance its control over markets over the next two decades, as supply increases in newly opened areas will only partially offset declining rates of production in other geologically mature non-OPEC oil regions. Moreover, while concerns about climate change will spur global efforts to reduce carbon emissions, these efforts are not expected to reduce oil demand. Finally, although there is much talk about alternative fuels, few of these are economically viable at the prices currently envisioned, and given the structural impediments, there is a reduced likelihood that the market will be able to generate sufficient quantities of these alternative fuels over the forecast horizon. The above factors imply that oil prices are likely to continue to exceed the USD 70 to USD 90 range over the long term.”

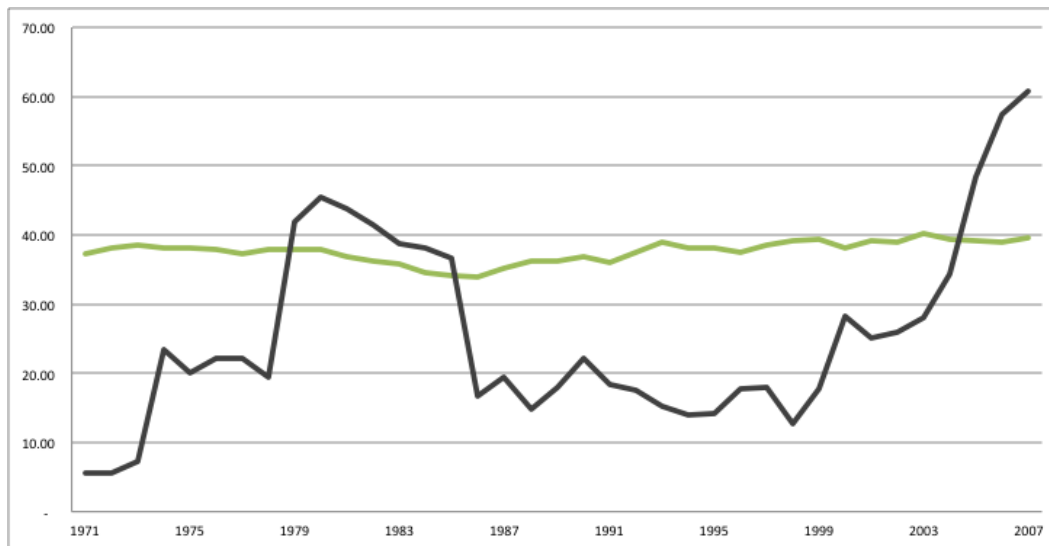
Empirical Evidence

I realized from my literature review, which included reports by international organization, that perhaps modeling the impact of changes in oil prices on renewable energy markets would add very little to the conversation about the creation of sustainable renewable and efficient energy markets. Consequently, as a result of looking to the empirical information provided by International Energy Agency, ESMAP (World Bank) and the Energy Information Agency (U.S. Department of Energy), I decided to look to the “raw” evidence, to try to make sense of all the different views we find today in the literature. Here are my conclusions for the Americas’ case:

- Impact of changes in oil prices on CO₂ emissions in the Americas. Graph 1 shows the variation of CO₂ intensity (green line), defined as the kg of CO₂ per Kg of oil equivalent energy use in the Americas, to variations in crude oil prices (black line), defined as average spot prices per barrel at 2000 constant prices.¹⁵⁴ While a simple correlation (0.0533) suggests that these two variables are slightly connected, we cannot infer causality. There is no evidence that one can link changes in the emissions of CO₂ in the Americas with changes in prices of oil.

¹⁵⁴ Source: World Data Bank – World Bank (<http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>)

Graph 1 – CO₂ Intensity in the Americas and changes in crude oil prices



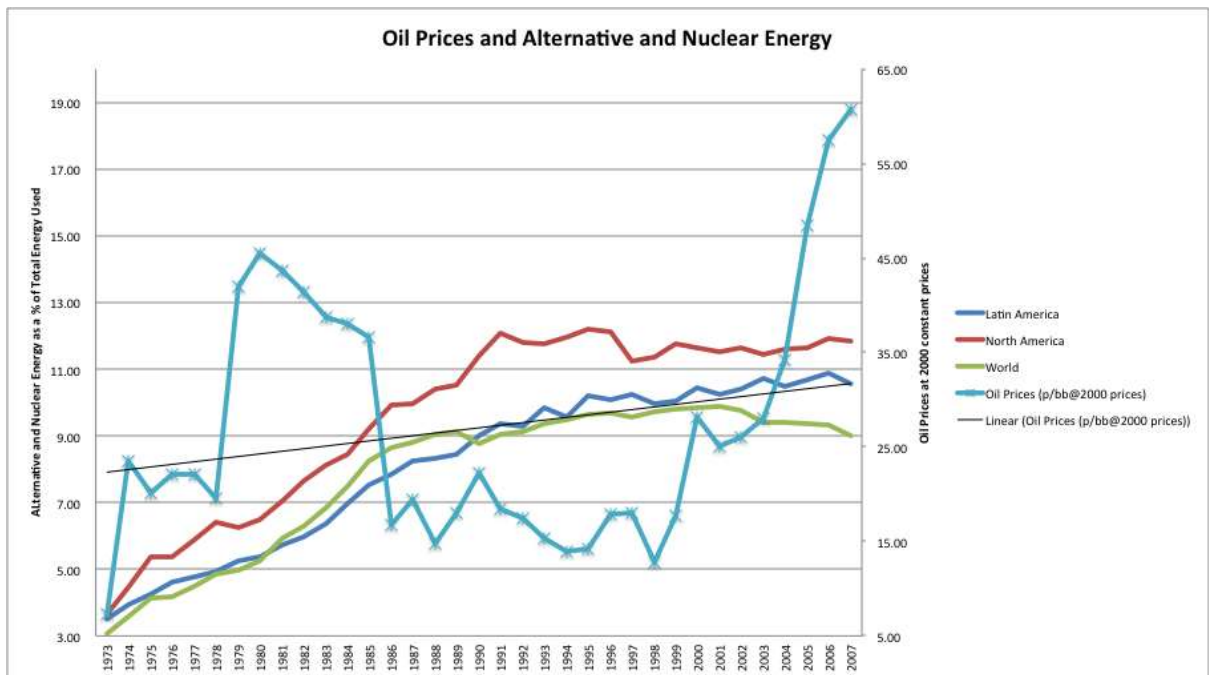
Source: World Data Bank - World Bank - (color code: green CO₂ intensity, black crude oil prices)

- Long term series, seems that we have a correlation in place. Graph 2 presents almost 25 years of oil price variation and the changes in the Americas and the world of Alternative Energy. Unfortunately, we do have limited 25 years of data on renewables; alternative energy seemed the only second best option for this analysis. Visually, one can see that the percentage of alternative and nuclear energy in the world has follow the trend (linear trend – black line) of the changes in price of oil through the last 25 years. It seems that there are at least two things that make little sense:
 - Alternative Energy kept growing after the second oil crisis until September 2001, regardless that the price of oil was at levels below the period before the oil embargoes of the 70s. Furthermore, with some few exceptions, the same period shows little growth on traditional hydro in the Americas¹⁵⁵ and no growth in nuclear energy.
 - Since September 2001, while the price of oil begins to climb fast, while alternative energy begins to flatten.

¹⁵⁵ The significant exceptions are the initiatives over the Paraguay/Paraná and Uruguay Rivers that added a significant amount of hydropower to the grids in Argentina, Brazil and Paraguay.

I now that one can split this series in different ways, but if we make two cuts, one in 1983, the oil crisis from the Yom Kippur war and the second in 2001, the September attacks in the USA, we find three periods where alternative energy shows no sign of correlating in any way with the behavior of oil prices. This conclusion not only discourages analyses using long-term series, but also suggests that short series may also be of no use.

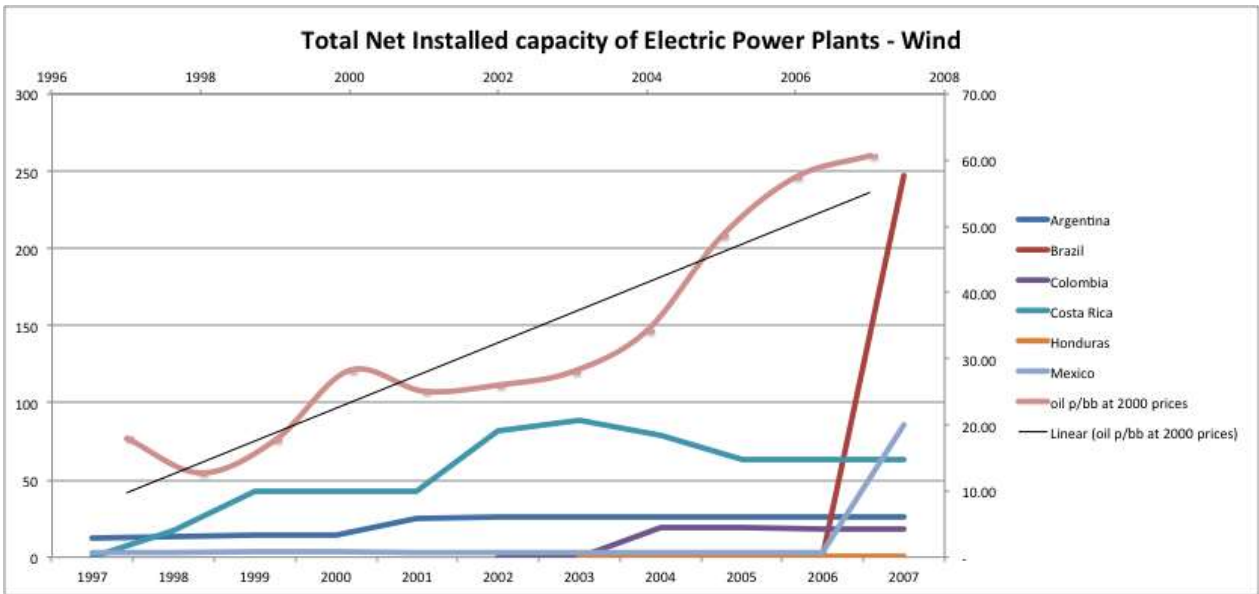
Graph 2 – Oil Prices and Alternative and Nuclear Energy measured as a percentage of the total energy used



Source: World Data Bank - World Bank

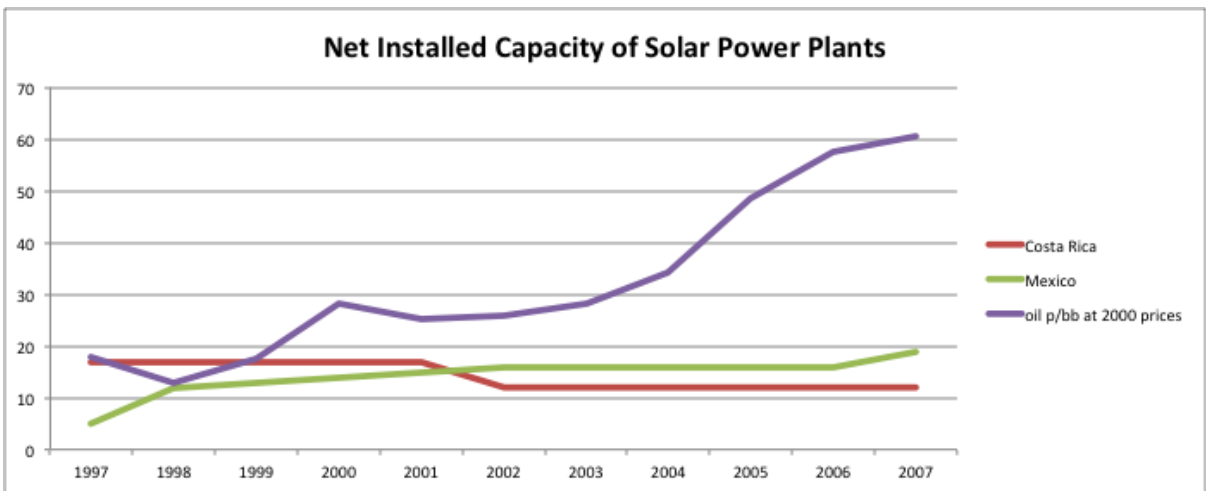
- Ten-year series for Wind and Solar. I decided to look into the more dynamic sectors in the region to see how the installed capacity evolved in the last ten years. I looked into this period because of the lack of data for a longer series. Graphs 3 and 4 present the results of the data, which does not support the idea of a direct link between oil prices and the growth on installed capacity of these renewable sources to generate electricity.

Graph 3 – Total Net Wind Installed Capacity of Electric Power Plants in Selected Countries



Source: World Data Bank – World Bank and UN Data Bank

Graph 4 – Total Net Installed Capacity of Solar Power Plants in Selected Countries



Source: World Data Bank – World Bank and UN Data Bank

Just by looking into the “raw” data, it is difficult to imagine that there is single causality between variations of oil prices and the development of renewable and efficient energy markets.

Success – the need for long-term strategy and support

The second element of the analysis is to look into the evidence of experiences that have been successful and long-standing. One approach is to look within the USA and the best practices it has developed. Another approach would be to look into the complex, yet relatively successful, conditions in the EU. These choices are not random. The USA is the case for a country without a well-developed national policy, but the introduction of renewable energy in the electrical grid is mostly a product of state level initiatives, with some federal government support. The case of EU is one where a supra-national government body defined a long-term strategy, and each member country build its national programs based on the supra-national framework.

In the case of USA, there is a perception that we need Federal intervention to expand or accelerate renewable and efficient energy. For a country without a nationwide renewable and efficient energy strategy or policy framework, the body of programs and regulations is significant. The following table is just an example of policy, regulations and financial incentives already in place in a large number of states in the USA.¹⁵⁶

Policy/Regulation/Rules	Federal	State	Local	Utilities	Total
Public Benefit Funds		20		2	22
Renewable Energy Portfolio Standards		41	3	3	47
Net Metering		49	1	18	68
Inter-Connection	1	44			45
Contract License		13	1		14
Equipment Certification		5			5
Access Laws			13		58
Construction and Design	1	62	45		106
Required Green Power		8			8

Financial Incentives	Federal	State	Local	Utilities	Private	Total
Personal Tax	3	39				42
Corporate Tax	4	37				41

¹⁵⁶ As reported by the Database of State Incentives for Renewable and Efficiency (DSIRE) January 2011. The information includes USA territories and the numbers may represent more than one rule/regulation/policy in place for a given incentive. Note of Caution, DSIRE does not reflect 100% of the regulations in place, their work is limited to policies and procedures defined by its own operational guidelines

Sales Tax		38	1			39
Property Tax		57	13			70
Rebates		68	12	379	1	460
Grants	4	38	4	7	4	59
Loans	5	90	15	65	7	182
Industry Support	1	39	1			41
Bonds		3				3
Performance-based incentive	1	16		45	3	65

The recent introduction of cap and trade in California, and a series of state and local initiatives toward the deployment of feed-in-tariff programs are missing from these tables.¹⁵⁷ Yet, issues related to infrastructure, fluctuations in the fiscal situation of the states, and a short sight approach by politicians has provided mixed results. If we look the rate of increase of renewables for electricity generation, one should say that the impact is significant. The next table shows us that, on a net basis, the generation in megawatts/hour from renewable sources has doubled from 1991 to 2009, as it increased from an average of 2% to 3.5% of the total net generation.¹⁵⁸¹⁵⁹

Energy Source	1991	1995	1999	2003	2007	2009
Wind	2,950,951	3,164,253	4,487,998	11,187,467	34,449,927	73,886,132
Solar Thermal and Photovoltaic	471,765	496,821	495,082	534,001	611,793	891,179
Wood and Wood Derived Fuels	33,725,358	36,521,082	37,040,734	37,529,097	39,014,024	35,595,736
Geothermal	15,966,444	13,378,258	14,827,013	14,424,231	14,637,213	15,008,658
Other Biomass	15,664,746	20,404,971	22,572,175	15,811,992	16,524,554	18,442,596
Total Renewables	68,779,264	73,965,385	79,423,002	79,486,788	105,237,511	143,824,301
Total	3,073,798,885	3,353,487,362	3,694,809,810	3,883,185,205	4,156,744,724	3,949,694,193
Renewables as a Percentage of Total	2.2%	2.2%	2.1%	2.0%	2.5%	3.6%
Renewable Variations Prior Reference		7.5%	7.4%	0.1%	32.4%	36.7%
Renewables Variations on Based Period		7.5%	15.5%	15.6%	53.0%	109.1%

While state driven program in the USA have shown different levels of success, with their own portfolio of market-based and regulatory-based policies, their policy portfolio

¹⁵⁷ Feed in Tariffs have been studied in the USA, some States and utilities uses this tool, but so far it has been marginalized from most policy initiatives.

¹⁵⁸ If we take generation on a non-net basis, the current rate of generation from renewables is closer to 9%.

¹⁵⁹ Based on “Greening Electrical Markets with Federal Regulation – Will it Stick?” – Federico S. Fische (2011)

approach is no different to the long-term approach that the EU have had in place for almost three decades.

In the case for renewables in the EU implemented in the mid-eighties, we can find a large body of research that goes back to the seventies. This research covered all kind of renewable resources and conversion technologies, and served as a technical backbone for the development of the EU strategy. The first wave of measures implemented about 1985 conformed a complex portfolio of market-based and regulatory driven policies tailored by country and by technology. Part of the strategy included the use of ex-ante and ex-post impact analysis to improve the decision-making process and support the efforts at country level. While some of the EU countries may not meet their goals, the progress has been steady. Perhaps the most important lesson learned from the EU case is that the consensus building process, the use of adequate designed strategies and the ability of implement dynamic adjustments, has trickle down at national level. European countries has seen consensus among all party ideologies on the need of implementing long term strategies to achieve important goals on greenhouse emission reduction, reduction of use of fossil fuels and push for sustainable economic growth.

Last year, India launched the Jawaharlal Nehru National Solar Mission. This plan focuses in the deployment of solar farms in India, for both PV and concentrated solar. While the strategy is very aggressive, the plan calls for India to be the largest solar energy producer by 2022, the plan has two key components that make it feasible:

- Plenty solar resources, at high level of solar radiation per hour, in multiple regions of the country, and
- The understanding that makes no sense to create a nation wide infrastructure for this initiative. In fact, the national plan calls for states to take the initiative and tied to their state grid solar farms as well.

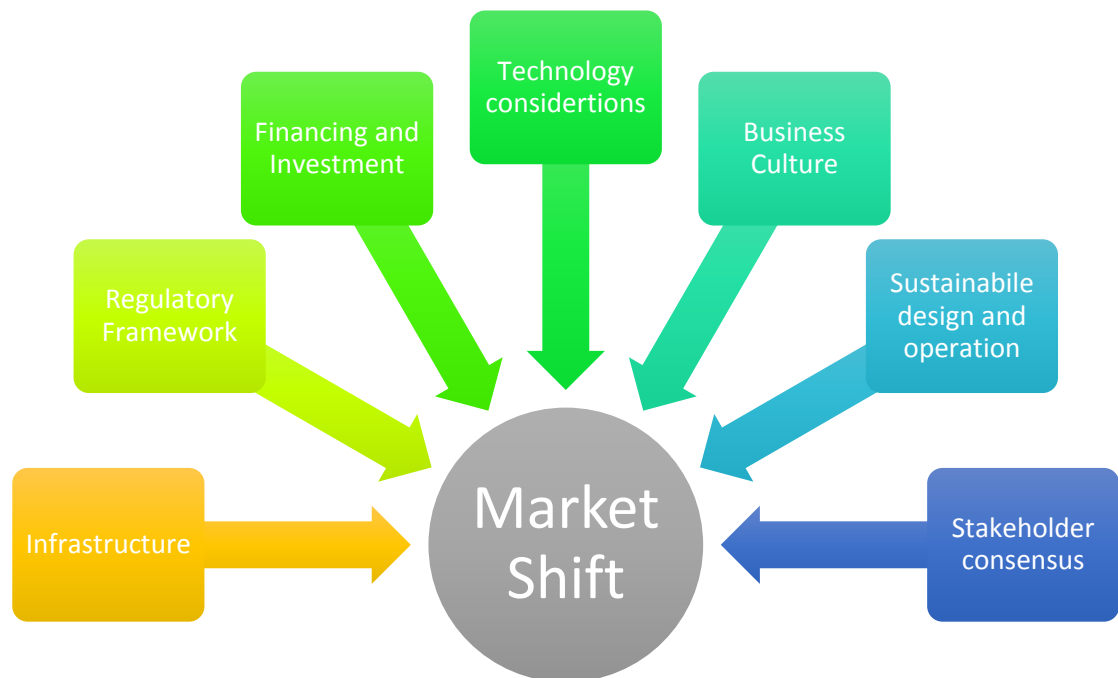
The evidence seems to indicate that planned and well-designed policies, adequate idea of the availability of renewable resources and a stakeholder consensus are key in those markets where renewable and efficient energy are becoming predominant players.

Conclusions

So far, I supported my proposition that there is no single driver that turns the switch to go from fossil to renewable power. I also established that success stories rely on long-term strategy to support the development of renewable and efficient energy market.

Hence, the questions of what it takes to create sustainable energy markets where renewables are predominant remains. I believe that there is no single way to answer this question. Each market is different, but these markets could use a baseline framework to shift from fossil fuels to renewable and efficient energy. Here are the three principles:

- Multi-level Solutions.
-



Some idea-solutions to consider under the multi-level solution approach

1. Suppliers to

- a. Stop operating with an “utility mentality” and commit to understand the needs and conditions of the user/consumer; and
- b. Mature from equipment vendors to design and implement solutions to satisfy market requirements.

2. Investors and Financiers to

- a. Create innovative project finance products, including the introduction of third generation financial products for energy markets
- b. Look into design to start-up and operational life cycles when defining the length of the investment cycle and consider local conditions when defining rates of return on investment.

3. Regulators

- a. Create long-term strategic environments developed through a participatory process inclusive of all stakeholders.
- b. Develop national strategies based on local realities and/or adapt successful strategies to local realities.

- Research and analysis. It is critical to define existence, quality, availability and readability of the energy resource. This includes the incorporation of research and analysis done elsewhere, through a mechanism of information sharing, to accelerate the process of adoption of best practices, to facilitate technology and knowledge transfer, and to leap-frog initiatives in developing countries.
- Strategic long term planning. Using ex-ante impact analysis, or similar technics, to model the impact of policy and financial incentives under review or at design stage. Use monitoring and evaluation technics to observe the progress of the strategy. Implementation of ex-post assessments to provide inputs on policy and incentives

review process and for the design of additional phases and the transition to a market that becomes self-sustainable in the long run.

In conclusion, the real strength and success of renewable and efficient energy does not reside on the behavior of the oil, coal and gas markets. It will require a change in the energy market culture, an understanding of the new dynamics that renewables bring in the market, especially in blurring the definition of supply and demand,¹⁶⁰ the need for understanding of all the variables in play and the adoption of multi-level solutions to our energy challenges and the environmental impact of energy in our ecosystem.

Federico S. Fische

¹⁶⁰ “Is there a Traditional Energy vs. Alternative Energy Paradigm?” – Federico S. Fische 2011

**Can persistent high oil prices create sustainable renewable and efficient energy
markets?**

Federico Fische – February 2011

Bibliography

Publications

Clean Energy Policy Analyses: Analysis of the Status and Impact of Clean Energy Policies at the Local Level – S Busche – Technical Report NREL/TP-6A20-49720 December 2010

Clean Energy Lead by Example Guide, Strategies, Resources, and Action Steps for State Programs – USEPA June 2009

Community Greening: How to develop a strategic energy plan - DOE/GO-102010-2826, February 2010

Evaluating Experience with Renewables Portfolio Standards in the United States - R. Wiser, K. Porter, and R. Grace – Berkeley National Laboratory - LBNL-54439, March 2004

Electric cars and oil prices - Jose Azar (2009)

The economic effects of energy price shocks - Lutz Kilian (2007)

Greening Electrical Markets with Federal Regulation – Will it Stick? – Federico S. Fische (2011)

Is there a Traditional Energy vs. Alternative Energy Paradigm? – Federico S. Fische 2011

Mapping of ex-ante policy impact assessment – Experiences and tools in Europe – Katarina Staronova and others – UNDP – September 2007

On the Theory of the Budget of the Consumer - Eugene Slutsky (1915)

Oil prices and the stock prices of alternative energy companies - Irene Henriques and Perry Sadorsky (2007)

Regulatory Impact Analysis – Best practices in OECD countries – OECD – 1997

Renewable Energy and Efficiency Modeling Analysis Partnership (REMAP): An Analysis of How Different Energy Models Addressed a Common High Renewable Energy Penetration Scenario in 2025 - N. Blair, T. Jenkin, J. Milford, W. Short, P. Sullivan (NREL); D. Evans, E. Lieberman (Environmental Protection Agency); G. Goldstein (International Resources Group); K. R. Jayaraman, B. Venkatesh (ICF International); G. Kleiman (Northeast States for Coordinated Air Use Management); C. Namovicz, B. Smith (Energy Information Administration); K. Palmer (Resources for the Future); R. Wiser (Lawrence Berkeley National Laboratory); E. Wright (International Resource Group); Frances Wood (OnLocation) – Technical Report NREL/TP-6A2-45656

State Clean Energy Practices (SCEPA): Analytic Framework for Evaluation of State Energy Efficiency and Renewable Energy Policies with Reference to Stakeholder Drivers - Elizabeth Brown and Gail Mosey – Technical Report NREL/TP-670-43539 – July 2008

Value and Capital - Sir John Hicks (1939)

Will oil prices decline over the long run? - Robert Kaufmann, Pavlos Karadeloglou and Filippo di Mauro (2008)

Other Resources

Database of State Incentives for Renewables and Efficient (DSIRE)

Energy Information Agency, Department of Energy data set and reports

World Bank Data Base – World Bank Organization

International Energy Agency database

SESIÓN 7

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE A DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA DO COMPLEXO BELO MONTE COM A SIMULAÇÃO DA RECOMPOSIÇÃO DE ÁREAS DEVASTADAS CONVERTIDAS EM FLORESTA ENERGÉTICA NOS MUNICÍPIOS DE: ALTAMIRA, BRASIL NOVO E VITÓRIA DO XINGU

Admilson Clayton Barbosa

Juliana Tófano de Campos Lite Tonelli

CECS/EFABC,(+5511) 4996-0085, juliana.toneli@ufabc.edu.br

UFABC, (+511) 4996-0085, admilson.barbosa@ufabc.edu.br

Overview

O aumento na demanda energética mundial é uma realidade que desperta muita atenção e preocupação nos países em desenvolvimento. Dentro das perspectivas de demanda futura de energia, o Brasil iniciou prospecções na Bacia Hidrográfica do Rio Xingu na década de 1970 (ELETONORTE, 2009), com o objetivo de instalar uma das maiores usinas hidrelétricas do Planeta, o Complexo Hidroenergético Belo Monte, cujo potencial instalado será de 11.000MW. O reservatório terá de 516km², sendo que a sua construção implicará em impactos sociais e ambientais sobre a biodiversidade, com inúmeros conflitos(ELETROBRAS, 2009).

Os três municípios diretamente afetados pelas obras de construção desse complexo são: Altamira, Brasil Novo e Vitória do Xingu, localizados no Estado do Pará, que, juntos, possuem cerca de 150.000 habitantes. A degradação ambiental nessas áreas é bem conhecida pela devastação de florestas nativas, sendo que, até o ano 2008, somavam mais de 10.091 km² de perda em área da Amazônia Legal (IPAM, 2009).

Segundo Zhouri e Oliveira (2007), diversos são os problemas podem vir a ocorrer nas comunidades afetadas pela implantação de hidrelétricas, somando um expressivo impacto ambiental ao que já foi devastado.

Santos et al. (2005) relatam que, em trinta anos, a região da Amazônia Legal sofreu desmatamento de mais de 42.160 km². Essa área, hoje, é reconhecida como uma importante reserva para a produção extrativista de lenha e dos óleos vegetais. Já os resíduos dessas atividades são considerados um grande potencial energético na Amazônia, norte do Brasil, que apresenta um dos maiores déficits de energia em comunidades rurais do país, e poderia ser suprido a partir de geração distribuída para atender comunidades mais remotas, bem como fomentar a mudança no panorama das áreas devastadas a partir do plantio de florestas energéticas.

Considerando o cenário de perda da cobertura vegetal (biomassa) e, conseqüentemente, a perda de biodiversidade e o comprometimento na emissão de Gases de Efeito Estufa, além dos conflitos ambientais causados pela construção da UHE Belo Monte é que surge a proposta deste trabalho, com o objetivo de simular a implantação de florestas energéticas nas áreas devastadas nos municípios diretamente afetados pela construção desse Complexo hidroenergético, de modo a comparar a disponibilidade energética por hectare alagado vs o hectare de floresta energética.

Introducion

No decorrer da história da humanidade, houve um significativo aumento da demanda energética mundial, intensificado à medida que cresceu a demanda de recursos para indústria, a partir de meados do século XIX. Essa realidade foi despertando uma necessidade energética nos países em desenvolvimento, que ficou preocupante a partir do século XX e, agora, no século XI, chama muita atenção e preocupação.

No caso do Brasil, essa preocupação se tornou maior após a crise energética de 2001, conhecida como a crise do “apagão”. Em decorrência disso, o Governo brasileiro estabeleceu uma série de políticas e ações voltadas para o aumento da oferta de energia e diversificação da matriz energética nacional.

Uma dessas ações é o PROINFA, instituído em 2002 pela Lei 10.438, com vistas a incentivar o aproveitamento energético das fontes renováveis e assim diversificar a matriz energética. Dentre os diferentes potenciais a serem explorados está o uso da biomassa florestal, que despertou interesse do setor de florestas para exploração energética desses recursos (MAGALHÃES, 2009; FOLHA de SÃO PAULO, 2010).

Considerando as perspectivas de demanda futura de energia, desde a década de 1970 (ELETONORTE, 2009), tiveram início prospecções na Bacia Hidrográfica do Rio Xingu com o objetivo de instalar uma das maiores usinas hidrelétricas do Planeta, com potencial instalado de 11.000MW e reservatório de 516km² (ELETROBRAS, 2009). O impacto provocado pela instalação deste complexo energético causará danos irreversíveis à biodiversidade e inúmeros conflitos, causados pela desapropriação de terras, realocação das comunidades ribeirinhas e inundação de terras indígenas. A obra demandará mão-de-obra de mais de 23.000 trabalhadores, com necessidade de construção de mais de 3.000 residências e alojamentos para abrigar os trabalhadores (ELETRONORTE, 2008).

Os três municípios diretamente afetados, Altamira, Brasil Novo e Vitória do Xingu, localizados no Estado do Pará, possuem ao todo cerca de 150.000 habitantes. As áreas devastadas nesses municípios, até o ano 2008, somavam mais de 10.091 km² em área da Amazônia Legal (IPAM, 2009).

A região Amazônica possui um histórico de conflitos socioambientais marcados pela exploração madeireira, avanço da pecuária, agricultura e pela construção de empreendimentos Hidrelétricos como as Usinas Hidrelétricas de Samuel, Manso e Tucuruí e, recentemente, Belo Monte (FARIA, 2004).

Segundo Zhouri e Oliveira (2007), diversos são os problemas que podem vir a ocorrer nas comunidades afetadas pela implantação de hidrelétricas. Isso serve para exemplificar a luta pela justiça ambiental, *“revelando-nos a disputa em torno da reapropriação social da natureza em sua busca pelo reconhecimento de projetos produtivos e sociais alternativos, incluindo os vários significados do que seja riqueza e desenvolvimento”*.

Santos et al. (2005) relatam que, em trinta anos, a região da Amazônia Legal sofreu desmatamento de mais de 42.160 km² e, hoje, há o reconhecimento que a produção extrativista de lenha e dos óleos vegetais e os resíduos dessas atividades são considerados um grande potencial energético na Amazônia, norte do Brasil, que apresenta um dos maiores déficits de energia em comunidades rurais, seguido da região Nordeste.

Esse déficit poderia ser suprido a partir de geração distribuída para atender comunidades mais remotas, bem como fomentar a mudança no panorama das áreas devastadas a partir do plantio de florestas energéticas.

Considerando o cenário da perda da cobertura vegetal, isto é, biomassa, aliada aos conflitos ambientais causados pela construção de hidrelétricas, surge a proposta deste trabalho, que tem como principal objetivo simular a implantação de florestas energéticas nas áreas devastadas nos municípios diretamente afetados pela construção do Complexo Energético de Belo Monte e comparar a disponibilidade energética por hectare alagado vs o hectare de floresta energética

Florestas Energéticas

O termo floresta energética vem sendo utilizado para definir plantios silviculturais com objetivo de uso da madeira para fins energéticos. Segundo Couto e Müller (2008), o termo foi introduzido na década de 80 para definir plantações florestais com grande número de árvores por hectare, produzindo, assim, maior volume de biomassa. Nogueira e Lora (2003) as definem como sendo maciços florestais nos quais o interesse é produzir a maior quantidade de energia por hectare em menor espaço de tempo, com ciclo menor de corte e maior densidade entre as árvores.

No Brasil, três gêneros de árvores são mais utilizados para essa finalidade: *Acacia*, *Eucalyptus* e *Pinus* (NOGUEIRA E LORA, 2003; COUTO e MÜLLER, 2008; SERRANO, 2009). A

silvicultura brasileira tem contribuído significativamente para a formação de florestas energéticas, devido ao avanço técnico científico deste setor, impulsionado pelo setor de papel e celulose.

Acacia

O gênero *Acacia* possui cerca de 800 espécies, que são originárias das savanas da Austrália, África, Índia e América do Sul, estão adaptadas a climas amenos, em altas latitudes, com baixa precipitação média anual entre 500 e 800mm, toleram solos pobres e profundos (COUTO e MÜLLER, 2008). No Brasil, o maior pólo de produção de *Acacia* está no Sul do país. Segundo Couto e Müller (2008), sua lenha e carvão são de ótima qualidade, o poder calorífico varia entre 3.500 a 4.000 kcal/kg, podendo chegar 4.900 kcal/kg, o teor de cinzas não passa de 1,5%.

O poder calorífico do carvão é de aproximadamente 6.600kcal/kg e a densidade fica em torno de 0,3 a 0,5g/cm³, com incremento anual médio que varia de 13,3 a 20,0 m³ .ha⁻¹.ano⁻¹, no período de 7 anos de idade, mas em sítios com boas condições edafoclimáticas, pode chegar a dobrar o incremento para 40,0 m³ .ha⁻¹.ano⁻¹, no período de 5 anos. Esse gênero possui ainda outros usos, como a extração de tanino da sua casca, madeira para chaparia e celulose.

Eucalyptus

Originário da Austrália, possui mais de 700 espécies (MARTINI, 2004; COUTO e MÜLLER, 2008; SERRANO, 2009).As espécies do gênero *Eucalyptus* são muito utilizadas para produção de biomassa para fins energéticos e celulose. Introduzido no Brasil em 1.868, seu plantio comercial teve início no ano de 1.904. Inicialmente, o eucalipto foi introduzido como monocultura, destinado a suprir a demanda de lenha usada como combustível para as locomotivas e confecção de dormentes para trilhos da Cia Paulista de Estradas de Ferro, que iniciou, em 1.909, o plantio em escala, para suprir suas demandas (MARTINI, 2004).

Assim, aconteceu um marco importante do setor florestal, pois surgiram os primeiros hortos no estado de São Paulo. Além disso, era utilizado para a produção de mourões de cercas e postes margeando a ferrovia, fornecendo ainda o madeiramento para a

construção das estações e vilas. Do Estado de São Paulo, o plantio de eucalipto se estendeu para todo o centro e sul do País (MARTINI, 2004).

Assim como a *Acacia*, as propriedades físico-químicas dos eucaliptos variam em função dos fatores edafoclimáticos e de espécie para espécie. Desta maneira, a produtividade varia muito, podendo chegar a valores de 30 a 40m³.ha⁻¹.ano⁻¹, porém, com o melhoramento genético e clonagem, estes números podem chegar a 60 e até 80 m³.ha⁻¹.ano⁻¹. A rotação da cultura para fins energéticos pode ser manejada em menores períodos, de 4 a 7 anos (COUTO E MÜLLER, 2008).

Couto e Müller (2008), com bases nos estudos realizados na Embrapa por Pereira et al. (2000), tabela 01, sobre as características da madeira de algumas espécies de *Eucalyptus* plantados no Brasil, selecionaram 5 espécies como sendo as mais utilizadas para fins energéticos no país, considerando que as mesmas são cultivadas no espaçamento de 3,0 x 2,0 m e idade 10,5 anos.

Tabela 01. Espécies de *Eucalyptus* com potencial uso para aproveitamento Energético

Espécie	<i>E. camaldulesi</i>	<i>E. citriodora</i>	<i>E. grandis</i>	<i>E. saligna</i>	<i>E. uruphylla</i>
Den. Básica (g/cm ³)	0,687	0,73	0,479	0,548	0,5564
Teor de lignica (%)	30,6	22,4	23,9	26,3	27,3
Teor de carbono fixo	84,1	81,1	80,7	84,8	82,8
Teor de Voláteis (%)	15,4	17,3	18,7	14,7	16,3
Teor de Cinzas	0,5	1,6	0,6	0,5	0,9
PCS da madeira (kcal/kg)	5.085	4.718	4.340	4.633	4.312
PCS do carvão (kcal/kg)	7.977	8.088	6.626	6.972	7.439

Adaptado de Pereira et al. (2000)

Outros autores verificaram que há alteração no poder calorífico de uma mesma espécie plantada em regiões diferentes, assim como a produtividade energética por unidade de área, como demonstrou Lima et al. (2007) ao caracterizar o potencial energético da espécie *Eucalyptus benthamii*, que apresentou poder calorífico de 4.681 kcal. kg⁻¹, a

média de produtividade energética estimada para essa espécie em espaçamento de 3,0 x 2,0 (considerando população de 1.666 plantas. ha⁻¹) foi de 1,94 Tcal .ha⁻¹ , em plantio de rotação de seis anos, o poder calorífico médio do carvão foi de 8.777 kcal. kg⁻¹.

Segundo Lima et al.(2007), a produtividade e equivalência energética de *Eucalyptus sp* são de 0,45 Tcal .ha⁻¹ e 0,9 Tcal .ha⁻¹ para o *E. grandis* e *E. paniculata*, respectivamente. A produtividade energética média anual foi estimada em 323 Gcal.ha⁻¹ , para a espécie *E. benthamii*, o que corresponde a 25,1 tep.ano⁻¹, e 150,6 tep em seis anos. O mesmo autor destaca a contribuição das florestas energéticas na remoção de CO₂ da atmosfera para sequestro de carbono, podendo ainda contribuir com as metas do Protocolo de Kyoto e participar o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (LIMA, 2007; COUTO E MÜLLER, 2008, MARTINI, 2009).

Pinus

O primeiro relato de introdução do gênero *Pinus* no Brasil data de aproximadamente 1.880, na região Sul do país, com a espécie *Pinus canariensis*, nativa das Ilhas Canárias. Na ocasião, a finalidade foi de paisagismo e produção de madeira. Em 1948, através do Serviço Florestal do Estado de São Paulo, foram introduzidas as espécies *P. palustris*, *P. echinata*, *P. elliottii* e *P. taeda*, sendo que as duas últimas se destacaram pela facilidade nos tratos culturais, rápido crescimento e reprodução intensa no Sul e Sudeste do Brasil (SHIMIZU, 2006).

Segundo a Associação Brasileira de Produtos Florestais (ABRAF; 2007), o Brasil possui cerca de 1.808.336 ha de área plantada de *Pinus*, com ciclo médio de colheita de 12 anos. Deste montante, 39% são produzidos no estado do Paraná, 30% em Santa Catarina, 10% no Rio Grande do Sul, 8% em Minas Gerais, 8% em São Paulo e 5% em outros estados da Federação. Sendo assim, a região Sul do Brasil lidera a produção nacional, com 79%. Segundo Serrano (2009) as florestas de *Pinus* são mais interessantes para a produção de Pellets, porque sua madeira é mais clara e isso proporciona uma maior aceitação para produção com vistas à exportação desse produto para Europa, onde o produto é direcionado para o uso residencial.

A produção de biomassa de pinus varia de 20 a 25 m³. ha⁻¹.ano⁻¹, podendo chegar a 45 m³. ha⁻¹.ano⁻¹ (SBS; 2007, p. 50). A floresta de *Pinus* apresenta ciclo de produção maior do que a *Acacia* e o *Eucalyptus*, entre 15 e 21 anos, em espaçamento de 2,5m x 2,0m (NOGUEIRA E LORA, 2003), porém, é necessária a realização de desbastes, gerando resíduos que podem ser convertidos em energia (SHIMIZU, 2006). Neste sentido, quando comparada com os resíduos de eucalipto e cassia, a casca de pinus é considerado o melhor resíduo de biomassa para aproveitamento energético, porque possui terebentina

e breu na sua composição, que contêm alto poder calorífico, que é de $20,4 \text{ MJ kg}^{-1}$ e o poder calorífico da madeira pode chegar a 4.900 kcal/Kg em peso seco.

Complexo Energético UHE Belo Monte

Localizado entre os estados do Pará e Mato Grosso, o complexo energético de Belo Monte vem sendo discutido desde a década de 1970, até então, chamado Complexo Hidrelétrico de Altamira, era formado pelas usinas de Babaquara e Kararaô. Nessa época, tiveram início os primeiros estudos para a exploração dos recursos hídricos com fins energéticos na Bacia Hidrográfica do Rio Xingu, realizados pela Eletronorte (Centrais Hidrelétricas do Norte do Brasil S/A).

Na década de 1980, os estudos foram transferidos para a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S/A), que, em parceria com empresas construtoras, finalizou os estudos de viabilidade do Complexo Hidroelétrico de Belo Monte (ANEEL, 2010).

No ano de 1994, aconteceu a revisão dos Estudos de Viabilidade, com diminuição da área alagada. Em 1998, a Eletrobrás solicitou à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL autorização para realização de novos estudos de Viabilidade do Complexo e a Eletronorte começou a fazer estudos de viabilidade técnica do Aproveitamento Hidrelétrico de Belo Monte, denominado de AHE Belo Monte. Em meados de 2000, a Eletrobrás e a Eletronorte firmaram acordo para conclusão conjunta dos Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Ambiental da UHE Belo Monte (ELETRONORTE, 2009).

O estudo de viabilidade foi apresentado à ANEEL no ano de 2002, mas não foi concluído, por decisão Judicial (ANEEL, 2010). No ano de 2005, o Congresso Nacional autorizou a Eletrobrás a completar e finalizar os estudos. O Estudo de Impacto Ambiental -EIA foi apresentado ao IBAMA em 2006, iniciando assim o processo de licenciamento Ambiental Prévio e a elaboração do EIA, com dados dos impactos sobre o meio físico, biota, socioambiental, econômico da UHE Belo Monte (ELETROBRÁS, 2009). No mesmo ano, o IBAMA (Instituto Brasileiro de Meio Ambiente), realizou a primeira vistoria técnica na área de sua instalação (ANEEL, 2010).

No início de 2010, o IBAMA concedeu ao empreendedor a Licença Prévia da UHE Belo Monte e a ANEEL aprovou os estudos de viabilidade. Em seguida, lançou o primeiro Edital do Leilão (n. 06/2009), destinado à contratação de energia elétrica proveniente da Usina Hidroelétrica de Belo Monte.

Desde o processo de elaboração de estudos até o primeiro Leilão de venda da Energia da UHE Belo Monte, passaram-se mais de 35 anos e muitas polêmicas giraram entorno desse empreendimento, tais como a perda da biodiversidade, a necessidade de remoção de

comunidades ribeirinhas, o direito de uso da terra, o deslocamento de comunidades indígenas, que sempre foram pautas de muitos debates em diferentes fóruns.

Segundo dados apresentados no EIA e no RIMA, as áreas abrangidas nessa discussão somam 516km², distribuídos pelos municípios de Altamira em 267km², Vitória do Xingu com 247km², e Brasil Novo, com apenas 1km². A obra tem previsão de término em 10 anos, sendo que nos primeiros 5 anos serão construídas as estruturas da AHE Belo Monte, isto é, barragens, canais, casas de força etc, e nos 5 anos restantes serão montadas as máquinas responsáveis pela geração e duas casas de força serão montadas e entrarão em funcionamento, dados da UHE estão apresentados da tabela

Tabela 2. Características Técnicas do Complexo Energético Belo Monte

Aproveitamento	Rio	UF	Potência Instalada MW	Energia Firme MW	Garantia Física MW	Número de Unidades	N. de Unidade de Base
Belo Monte	Xingu	PA	11.000	4.226,3	4.418,9	18	8
Casa de Força							
Belo Monte			233,1	145,5	152,1	6	5
Complementar							

FONTE: EPE 2010

A mão-de-obra direta necessária para construção do empreendimento chegará ao total 18.700 funcionários no período de pico das obras, no terceiro ano. A mão de obra indireta chegará a cerca de 23.000 pessoas. Para abrigar os trabalhadores que virão de outras regiões, será necessária a construção de 3.000 residências, sendo 2.500 em Vitória do Xingu e 500 no município de Altamira, além de 3 alojamentos para 8.700 funcionários. Desse total, 5.150 ficarão no sítio Bela Vista e 2.100 no alojamento Sítio Pimentel. O material de construção civil poderá ser confeccionado na região, a partir de incentivos (ELETROBRÁS, 2009).

As áreas de empréstimo para obtenção de brita, areia, terra e madeira, serão adquiridas na própria região. A área de bota fora para dispor o material das escavações deverá receber cerca de 150.000.000m³ de terra e 60.000.000m³ de rochas, onde serão construídos aterros permanentes (ELETROBRÁS, 2009).

A região amazônica é conhecida como sendo Megabiodiversa, um dos biomas mais representativos em número de espécies vegetais e animais do planeta, além de ser importante para o equilíbrio climático da Terra. O impacto ambiental de uma área devastada na região Amazônica é imprevisível. Apesar de algumas estimativas terem sido realizadas, esses cálculos não representam a realidade (VIERA, et al., 2005).

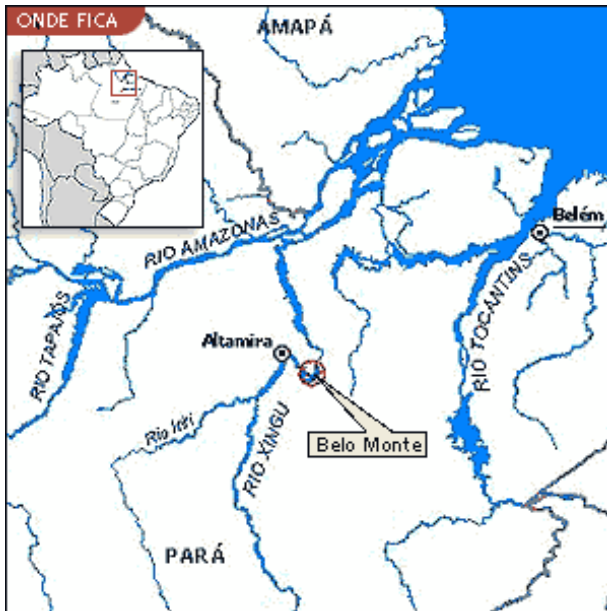
A área alagada para formação dos reservatórios é de aproximadamente 516km², sendo que muitas espécies de importância etnobotânicas, culturais e outras possíveis endêmicas daquela região poderão sumir. Segundo Vieira et al. (2005), não é possível mensurar o custo da perda da biodiversidade. Por essa razão, os impactos apontados pelo Estudo de Impacto Ambiental para realização do complexo Energético Belo Monte podem não representar efetivamente a gravidade do problema.

Além da perda da biodiversidade, a área estimada para realização do projeto atingirá terras indígenas. Mais da metade bacia hidrográfica do Xingu é composta por áreas indígenas que, ao longo da história, sofreram com o desmatamento, avanço da pecuária e da soja (ELETROBRÁS, 2009) sendo que, no período de 2006 a 2009, foram desmatados cerca 6.295ha de áreas naturais somente para o plantio de soja na Amazônia Legal INPE (2010).

Os municípios de Altamira, Brasil Novo e Vitória do Xingu – PA

Os municípios de Altamira, Brasil Novo e Vitória do Xingu localizados na região Norte do Brasil (Figura 1), estão no centro das discussões da Implantação do complexo Hidroenergético de Belo Monte.

Figura 1. Local onde está previsto a implantação do Complexo Hidroenergético de Belo Monte

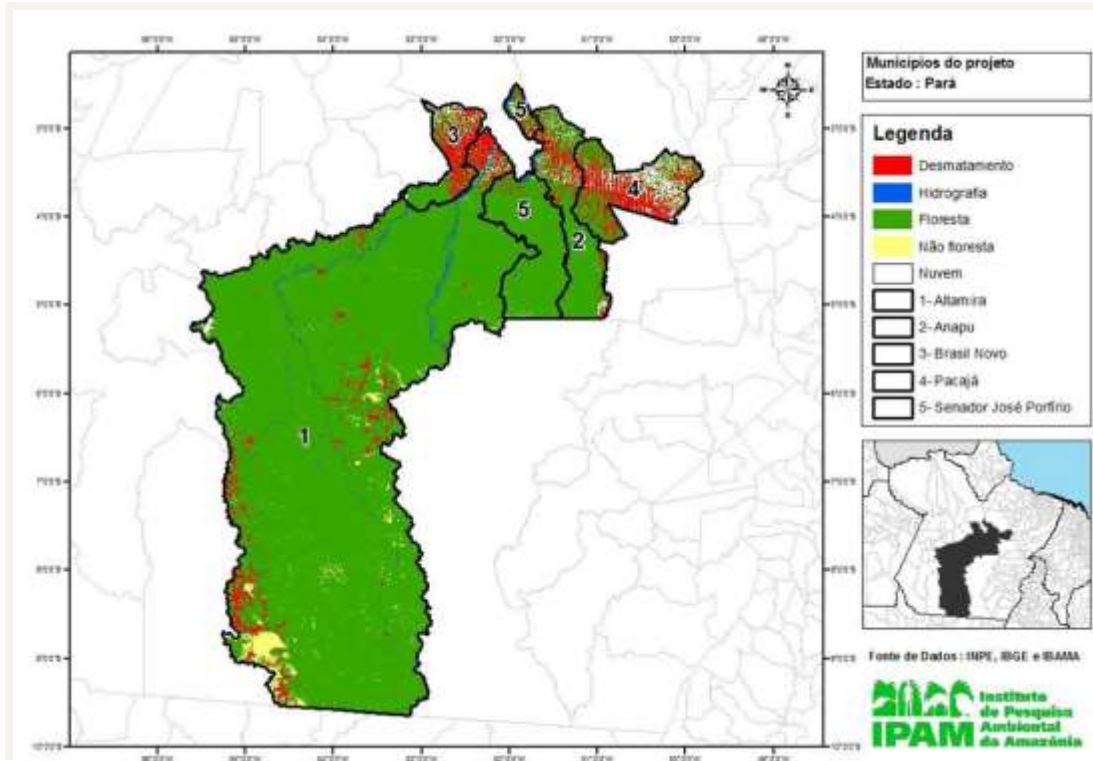


FONTE: ISA, 2010

Este empreendimento tem previsão de causar impactos ambientais e sociais de intensa magnitude sobre a comunidade desses municípios. Durante a construção da UHE Belo Monte, haverá descolamento de mais de 23mil pessoas para trabalhar, além de outras milhares que estão em busca de novas oportunidades.

Essa região da Amazônia Brasileira, onde a maior parte do empreendimento está projetado, já sofre com a destruição das florestas nativas e avanço da soja, ponto de convergência determinante para compor a discussão apresentada neste trabalho. Assim, serão apresentados dados de cada um desses municípios impactados.

Figura 2. Áreas florestadas (verde) e áreas desmatadas (vermelho) nos municípios de Altamira, Anapu, Brasil Novo, Pacajá e Senador José Porfírio.



Fonte: IPAM, 2009

Altamira

O município localiza-se a aproximadamente 700 km da capital do Pará, possui extensão territorial de 159.696 km², representando 12,8 % do Estado. Em 2009, a população do município foi estimada em 98.750 habitantes (IBGE, 2007).

Até 2008, o município de Altamira estava com uma área desmatada de 5.954 km², o que corresponde a aproximadamente 4% do seu território. A taxa média anual de desmatamento entre 2001 e 2008 foi de 0,3% a maior parte desse desmatamento se deu em áreas com mais de 50 hectares (IPAM, 2010).

Brasil Novo

Situado ao Sudoeste do Estado do Pará, localizada às margens da Rodovia Transamazônica, (BR-230) km 46, e tem extensão territorial de 6.368 km² (IBGE, 2007) a população do município e de aproximadamente 19.754 habitantes (IPAM, 2009)

Até 2008, o município tinha 38% do seu território desmatado, isso corresponde a uma área de 2.409km², com taxa anual de 2,6%, período avaliado de 2001 a 2008.

Vitória do Xingu

O município de Vitoria do Xingu foi emancipado do município de Senador José Porfírio e possui cerca de 12.000 habitantes e área de aproximadamente 2.971,669 km² e área desmatada até o ano de 2008 foi de aproximadamente 1.728km² (ISA, 2009).

Methods

Este estudo foi realizado a partir de dados secundários do desmatamento nos municípios de Altamira, Brasil Novo e Vitória do Xingu, sendo eles foco da polêmica construção do complexo hidroenergético de Belo Monte, localizado no Estado do Pará, ao norte do Brasil em área da Amazônia Legal, onde até o ano de 2008 foram desmatados cerca de 1.009.100ha.

Considerando o espaçamento convencional de 2,0 x 3,0m, padrão este utilizado pela indústria de papel e celulose, em 1ha seria possível plantar cerca de 1.666 mudas de *Eucalyptus*. Logo na área desmatada dos municípios de Altamira, Brasil Novo e Vitória do Xingu, seria possível plantar aproximadamente 1.681.160.600 mudas de *Eucalyptus*.

A partir desses números, área devastada e potencial médio da energia disponível em 1ha de plantio eucalipto por ano (25,1tep.ano⁻¹), assim foi possível determinar o potencial energético da área devastada.

Calculada como:

$$PE = H \times E_{tep_h} \quad \text{onde:}$$

PE = Potencial Energético Total

H = área em hectare

E_{tep_h} = tonelada de petróleo equivalente de madeira de eucalipto por hectare

Para comparação energética entre a área reflorestada e área de alagada, pelo Complexo Energético Belo Monte, foi necessário igualar a unidade energética em tep, para o cálculo

de equivalência energética foi utilizada a potência firme da Usina (4.371,8MW) e depois convertida energia¹⁶¹ em MWh, onde foi multiplicada a potência pelo número de horas correspondente a 6 anos, isso porque o cálculo da energia disponível da floresta foi feito a partir de árvores de reflorestamento com ciclo neste período. Para transformação da energia (MWh) em tonelada equivalente de petróleo (tep), foi aplicado o fator multiplicador 0,086, para transformação da energia da lenha foi aplicado o fator multiplicador 0,310, ambos disponíveis no Balanço Energético Nacional de 2010 (BRASIL, 2010). Desta maneira, foram obtidos os valores correspondentes à tonelada equivalente de petróleo referente a produção de eucalipto e da disponibilidade energética da geração no Complexo Belo Monte.

Para parametrizar o potencial energético do plantio de espécies florestais foi realizada revisão da literatura de três espécies utilizadas na silvicultura brasileira, a acácia, o eucalipto e o pinus, dentre essas o eucalipto se mostrou mais viável para produção na região norte do país pelo seu ciclo de corte e o potencial energético da madeira. Foi considerado o plantio com o espaçamento convencional de 2,0 x 3,0m entre as mudas, padrão este utilizado pela indústria de papel e celulose onde, em 1ha de floresta plantada é possível obter cerca de 1.666 árvores, assim nas áreas desmatada dos municípios de Altamira, Brasil Novo e Vitória do Xingu, seria possível plantar aproximadamente 1.681.160.600 mudas de eucalipto, e a partir do conhecimento da disponibilidade energética da UHE Belo Monte e da área de floresta de eucalipto, foi possível aplicar os fatores de conversão de unidades energéticas do BEN – Balanço Energético Nacional (EPE, 2010), para padronização das unidades em tep – tonelada equivalente de petróleo por hectare.

A partir desses números, área devastada e potencial médio da energia disponível em 1ha de plantio eucalipto por ano ($25,1\text{tep}\cdot\text{ano}^{-1}$), assim foi possível determinar o potencial energético da área devastada e o potencial energético de cada unidade de área construída ou alagada da UHE Belo Monte

Results

Este estudo foi realizado com objetivo de demonstrar a possibilidade de aproveitamento de áreas devastadas da região norte do Brasil para reverter-las em florestas energética e consequentemente gerar emprego para comunidade local, fixação de carbono para pleito

¹⁶¹ A energia firme de uma usina hidrelétrica corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da seqüência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada.

de certificados de redução de gases de efeito estufa. Além de inserir diminuir o déficit energético nas áreas rurais da região norte do Brasil, diversificar a matriz energética nacional e possibilidade de inserir a região Norte do Brasil no Sistema Interligado Nacional – SIN. Mas a análise de todas essas variáveis torna-se muito complexa para um simples artigo, desta forma o foco da pesquisa ficou no potencial energético de área plantada e alagada.

Analisando a possibilidade de plantio de eucalipto em um hectare como floresta energética é possível se produzir cerca de 60m³ de lenha (COUTO E MÜLLER, 2008). Sendo assim, na área de estudo (devastada) seria possível produzir cerca de 60.546.000m³ de lenha de eucalipto e para cada hectare é possível estocar 1,94 Tcal de energia, para ciclo produtivo de 6 anos, esse valor pode variar em função de diversos fatores como o período de ciclo produtivo, fatores edafoclimáticos e manejo do plantio.

A transformação das áreas desmatadas desses municípios em reflorestamento de florestas energéticas de eucaliptos tem potencial estoque de cerca de 1.957.654 Tcal, que equivalem a cerca de 17.502.600 tep⁽¹⁶²⁾ para o ciclo produtivo de 6 anos. Desta forma, em 1 hectare de área reflorestada com eucalipto é possível obter 150,6 tep.

O EIA da UHE Belo Monte e os estudos realizados pela EPE (2009) consideram que a Casa de Forças Belo Monte terá a potência firme de 4.226,3 MW, com Energia Complementar de 145,5 MW, esses valores foram utilizados para os cálculos, porque é a potência garantida em condições de estiagem e manutenção de equipamentos, que totaliza a potência firme de 4.371,8 MW, correspondente a 19.761.235,488 tep. 6anos⁻¹ ⁽¹⁶³⁾, em seis anos. Assim, é possível inferir que a cada hectare de área alagada, no mesmo período (6 anos), há disponibilidade energética de 382,96968 tep.

Para o aproveitamento da energia contida na biomassa, é necessário fazer a conversão dessa para energia mecânica, térmica ou eletricidade, o que pode ser feito por meio de diferentes tecnologias, com rendimentos variáveis durante o processo. Para escolha da tecnologia, devem ser considerados diversos fatores, além da finalidade a que se destina o uso dessa energia e da disponibilidade de investimento para custear o processo. No caso da Europa, o alto custo da energia viabiliza os processos de conversão e beneficiamento da biomassa, diferentemente do nosso país, que possui uma matriz baseada na hidroenergia e clima tropical, que contribui para crescente produção de biomassa para fins energéticos, como por exemplo, o etanol da cana-de-açúcar.

Dentre as análises necessárias para o estudo de viabilidade do uso de um tipo de biomassa, está o balanço energético, que analisará o consumo de energia da produção e

¹⁶² Fator de conversão para lenha comercial (multiplicador) = 0,310 (BEN, 2010).

¹⁶³ O fator de conversão (multiplicador) de energia elétrica para tep = 0,086. Para realização do cálculo de conversão foi necessário transformar a potência da UHE (MW) em energia MWh, que no período de 6 anos equivale a 51.840 horas (BEN, 2010)

os custos inerentes a ela, como a produção, transporte, beneficiamento e conversão da biomassa. Essas informações são importantes para atrair novos investidores e fomentar o mercado de biomassa (MARTINI, 2009).

Para melhorar a eficiência na conversão da lenha, há diferentes tecnologias e formas de beneficiamento, como a densificação da madeira pelo processo de peletização ou briquetagem com ou sem torrefação, carvoamento, liquefação ou gaseificação, além da queima direta em caldeiras. Esses processos possuem eficiência muito variada.

Os processos de briquetagem e peletização podem ser utilizados para tornar o combustível mais uniforme, melhorar a limpeza, aumentar a densidade, uniformizar a umidade, elevar o poder calorífico, obter queimas mais uniformes, aumentando o rendimento e eficiência no processo de conversão (MIGLIORINI, 1980). O mercado brasileiro de *pellets* e briquetagem ainda é pouco explorado e a maior parte dos *pellets* produzidos serão encaminhados para Europa (MARTINI, 2009). Recentemente a Cia Suzano de Papel e Celulose anunciou que está criando uma empresa subsidiária para explorar o mercado de produção de pellets para exportação. A Companhia informou que serão investidos US\$ 800 milhões (R\$ 1,4 bilhão) na construção de três unidades na região Nordeste do Brasil. Cada unidade terá capacidade de 1 milhão de toneladas, com previsão de início da atividade entre 2013 e 2014 (Agência Folha, 2010), a espécie selecionada pela companhia foi o eucalipto.

No ano de 2009 o governo do Pará, estado que lidera o índice de desmatamento da Amazônia, manifestou interesse em utilizar o eucalipto como espécie exótica nos programas de reposição florestal, uma vez que a legislação do Estado permite o plantio de espécies exóticas pioneiras para recuperar as áreas devastadas. Assim, o governo vislumbrou a possibilidade de fomentar o plantio de floresta energética consorciado com plantio de espécies nativas, essa ação propiciará o início da regeneração natural da floresta e depois o uso energético da biomassa do eucalipto. Segundo Vale et al. (2000), o eucalipto apresenta poder calorífico de até 2,4 vezes mais que algumas espécies de *Cácia*. O projeto prevê o plantio de 1 milhão de árvores que corresponde a área de aproximadamente 600ha.

O processo de produção de carvão vegetal é uma alternativa interessante para aumentar o poder calorífico da matéria prima, com remoção da umidade e carbonização da biomassa verde. No estado de São Paulo esse processo é padronizado, onde são determinados padrões mínimos de qualidade e das propriedades físicas e químicas para certificação de produtos, estabelecidos pela norma PMQ 0-03 (SÃO PAULO, 2003). Onde o carvão deve apresentar teor de carbono fixo mínimo de 75 % e teor de cinzas abaixo de 1,5 %, porém o processo de produção mal manejado compromete a saúde dos trabalhadores e a emissão de gases poluentes para atmosfera.

A tabela 3 apresenta diferentes tecnologias para conversão de energia da biomassa, lenha, para produção de eletricidade. Seus dados consideraram o poder calorífico específico da lenha de 13,8MJ/kg.

Tabela 3. Tecnologias de conversão de biomassa florestal em energia elétrica

Tecnologias	Eficiência %	Custo US\$/kW	Capacidade kW	Estado da Arte da Tecnologia
Motores Stirling	>30	2.000 – 5.000	<40	Em desenvolvimento
Locomóveis	12	800	40 – 500	Disponível
Gaseificadores e motores alternativos	20	1.200	5 a 1.000	Disponível
Caldeiras e Turbinas de Vapor	20	1.000	>1.000	Disponível
Gaseificadores e Turbinas de vapor	>30	1.500	>5.000	Em desenvolvimento
Células a Combustão	80	3.000 – 4.000	<250	Em desenvolvimento

Fonte: Nogueira e Lora (2003)

A vantagem das florestas de energéticas está na possibilidade de utilização de mão de obra local, sendo que grande parte dos municípios afetados pela construção do Sistema Hidroenergético de Belo Monte está em área rural (IPAM, 2009), de forma que podem se adaptar com mais facilidade a sistema agrossilvicultural. A possibilidade de obtenção de créditos de carbono, por projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, do protocolo de Kyoto, é uma outra perspectiva a ser explorada. A integração entre as áreas de reflorestamento e áreas naturais são realidades aplicadas na indústria de papel e celulose, portanto, facilmente introduzida na recomposição das áreas reflorestas e atendimento à legislação ambiental, mantendo áreas de preservação permanente, e respeito às terras indígenas e criação de corredores ecológicos para fauna. Esse é um ponto importante nos projetos de reflorestamento, sendo que investir na vocação da região com programas de agrossilvicultura pode ser uma alternativa de atividade e renda para população local.

A biomassa pode ser processada no local e encaminhada para atender demandas externas, como importação de biomassa beneficiada por peletização ou briquetagem. Por isso, a produção é mais diversificada e pode atender diversos mercados e ter mais flexibilidade de geração de recursos monetários.

A aplicação de áreas de florestas energéticas na região poderia contribuir para diminuição de conflitos gerados pela implantação do complexo pelo Belo Monte, uma vez que a comunidade local poderia imbuir-se de trabalhar na implantação das florestas, trabalhar no manejo e beneficiamento das mesmas, aproveitando a vocação rural da região, diminuindo ainda a tensão causada pelo avanço do complexo Belo Monte em terras indígenas e pelas desapropriações que virão a acontecer e demandam ainda relocação de comunidades ribeirinhas.

Embora o plantio de florestas energéticas apresente vantagens socioambientais para comunidade, a energia disponível em 1 ha de área alagada da UHE Belo Monte será maior que a energia disponível em 1 ha de floresta energética, porém este estudo abre a oportunidade para discussão de novos olhares sobre a área degradada e produção de biomassa para converso de energia.

Conclusions

A energia disponível em 1 ha de área alagada da UHE Belo Monte será de 382,96968tep.ha⁻¹ e, para a floresta energética implantanda na mesma área, de 150,6 tep.ha⁻¹. Existe uma tendência nos artigos revisados em considerar que a UHE Belo Monte pode trazer para Matriz Energética Brasileira um melhor fator de segurança, isso porque, em uma necessidade de reestabeler o Sistema Nacional, em caso de emergências, seria mais rápido despachar as usinas desse sistema, além de ofertar mais energia ao Sistema e proporcionar assim um garantia crescimento econômico ao Brasil.

Na avaliação dos impactos ao meio ambiente, a UHE Belo Monte causará impactos irreversíveis, com perda de biodiversidade (fauna, flora, cultural), mudança na ecologia e dinâmica do Rio Xingu, além de ser muito difícil mensurar o efetivo impacto sobre os ecossistemas local e regional. Outro ponto observado está no potencial acúmulo de conflito no campo social e cultural da comunidade diretamente afetada (índios e ribeirinhos) e transtornos causados pela migração de mão-de-obra para região, sendo que a desmobilização dos canteiros de obra e dos alojamento está sendo pouco discutida e apresenta sérias lacunas no esclarecimento desta etapa da obra.

No tocante às florestas energéticas, alguns atributos técnicos mostram pontos positivos ambientais e sociais, como, por exemplo, o fato do fomento para se recuperar impactos ambientais negativos causados pela devastação de áreas naturais (ar, água, solo em função do estabelecimento da vegetação), além servir de corredor ecológico para fauna (importantes agentes dispersores). A partir do plantio misto de espécies nativas nessas florestas e plantio nas áreas de preservação permanente, como as nascentes, poderão ocorrer restauração e melhora dos aspectos ambientais e sociais da comunidade local. As ações de reposição florestal podem proporcionar maior integração entre as comunidades das áreas afetadas pela construção da UHE Belo Monte e, ainda, contribuir com o sequestro de CO₂ da atmosfera.

Do ponto de vista energético, pode-se inferir que energeticamente o complexo Belo Monte é mais produtivo que as florestas energéticas e poderá integrar o Sistema Nacional com mais representatividade, embora tenha um fator de conversão energética bem inferior ao de outras usinas de grande porte da região Sul e Sudeste do Brasil. Já os atributos ambientais e sociais do complexo Belo Monte apresentam impactos negativos de maior magnitude que a implantação de florestas energéticas.

A inserção das florestas energéticas em comunidades rurais, como os municípios de Altamira, Brasil Novo e Vitória do Xingu que tem predominantemente características rurais, tendem a integrar mais facilmente projetos de manejo e produção florestal, isso porque a mão-de-obra local pode atuar na produção e manejo de mudas e da floresta, diferentemente de Usinas Hidrelétrica que demanda de mão de obra especializada e sua área de reservação (lagos) não demandam manejos constantes como nas florestas.

A recuperação ambiental das áreas degradadas desses três municípios pode gerar emprego no período de implantação e manutenção das florestas, além de proporcionar o sequestro de carbono com possibilidade de inserção no mercado de créditos de carbono. A possibilidade de adensamento da madeira em forma de pellets e briquetes é uma outra oportunidade que pode atender aos mercados nacional e internacional, possibilitando uma nova forma de gestão energética do recurso natural.

Um aspecto a se considerar é que a abordagem aqui apresentada para Floresta Energética, demanda um estudo de viabilidade técnica e econômica mais detalhado, com uma visão multi e transdisciplinar, focado na sustentabilidade econômica, ambiental, social e cultural da comunidade local.

References

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL (BRASIL) **Cadernos Temáticos**, 3 Brasília, 2005 18 p.

BRASIL - Ministério de Minas e Energia – MME, **Balanco Energético Nacional 2010**: Ano Base 2009, Dados Preliminares. Empresa de Pesquisa Energética Rio de Janeiro, RJ. 54p.

BRITO, J.O, BARRICHELO, L.E.G. Características do Eucalipto como combustível: Análise química imediata da madeira e da casca. **IPEF**, Piracicaba, n.16, p. 63-70, 1978.

COUTO, L. MÜLLER, M. D. Florestas Energéticas no Brasil. In: CORTEZ, L.A.B; LORA, E.E.S; GÓMEZ,E.O. Org. Biomassa para energia. Editora Unicamp, Campinas SP, 2008. 732p.

ELETROBRÁS. **Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte Relatório de Impacto Ambiental – RIMA**, Maio de 2009. 100p

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) **Estudo para a Licitação da Expansão da Geração: Cálculo da Garantia Física da UHE Belo Monte**, N. EPE-DEE-RE-004/2010-r0 de 25 de Janeiro de 2010. 32.p. Brasília.

FARIA, I. D. **O Descompasso e O Piroscópio: Uma análise dos conflitos socioambientais do projeto da Usina Hidrelétrica Belo Monte**. 2004. 390 fls. (Tese de Doutorado em Política e Gestão Ambiental, 2004). Universidade de Brasília. Centro de Desenvolvimento Sustentável.

FOLHA DE SÃO PAULO. Suzano investe US\$ 800 mi em produção de biomassa para gerar energia. **Folha on Line**. Julho. 2010. Disponível em:
<<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/774572-suzano-investe-us-800-mi-em-producao-de-biomassa-para-gerar-energia.shtml>> Acesso em: 08 de agosto de 2010.

INSTITUTO DE PESQUISA AMBIENTAL DA AMAZÔNIA (IPAM) **Fundamentos para um novo modelo de desenvolvimento rural: o exemplo da região Transamazônica**, Maio de 2010. 25p. Pará.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS INPE. **Moratória da Soja: 3º ano do mapeamento e monitoramento do Plantio de Soja no Bioma**. São José dos Campos SP. Julho de 2010. 20p. Disponível em:

<http://www.inpe.br/noticias/arquivos/pdf/soja_monitoramento03.pdf> Acesso em 25 de Julho de 2010

INSTITUTO SÓCIO AMBIENTAL - ISA, Xingu Vivo. Noticias Ambientais. Disponível em: <<http://www.socioambiental.org/esp/bm/loc.asp>>. Acesso em: 24/07/2010.

LIMA, E.A. de; SILVA, H. D. da; MAGALHÃES, W. L. E; LAVORANTI, O. J. Caracterização Individual de Árvores de *Eucalyptus benthamii* para uso energético. **Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento**. N.35. 2007. Embrapa Florestas. Colombo, PR. 26p.

LIMA, W. P. **Impacto Ambiental do Eucalipto**. Edusp, 2 ed. 1996 301p.

MAGALHÃES, J.C, MADUREIRA, R, HENNEMAN, G. Pará repões floresta nativa com eucalipto. **Folha Online**. nov. 28. 2009. Disponível em:

<<http://www1.folha.uol.com.br/folha/ambiente/ult10007u658942.shtml>> Acesso em: 11 de agosto de 2010.

MARTINI, A. J. **O plantador de eucaliptos: A questão da Preservação Floresta no Brasil e o Resgate documental do Legado de Edmundo Navarro de Andrade**. 2004. 332 fls (Dissertação de Mestrado) Departamento de Filosofia, Letras e Ciência da Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, SP.

MATEUS, T. **O potencial energético da floresta portuguesa: análise do potencial energético disponível para as centras termoelétricas a biomassa florestal lançadas a concurso**. Tese (Mestrado) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

MIGLIORINI, A. J. Densificação de Biomassa Florestal. Série Técnica – IPEF, Piracicaba, SP. V.1, n.2. pC.1 – C.9. Jul.1980.

NOGUEIRA, LAH. LORA EES, TROSSERO, MA, FRISK, T **Dendroenergia: Fundamentos e Aplicações**. Editora Interciência. Ed. 2ª. 2000, 200pg.

PEREIRA, J.C.D.; STURION, J.A.; HIGA, A.R.; HIGA, R.C.V.; SHIMIZU, J.Y. **Características da madeira de algumas espécies de eucalipto plantadas no Brasil**. Colombo: Embrapa Florestas, 2000. 113p. (Embrapa Florestas. Documentos, 38). Disponível em: <<http://www.cnpf.embrapa.br/publica/seriedoc/edicoes/doc38.pdf>> Acesso em: 25 de Julho de 2010.

SANTOS, E. C. S. dos; SOUZA, R. C. R; SILVA, E. P. da. Elementos contemporâneos que criam oportunidade para o uso de biomassa lenhosa para fins energéticos na Amazônia **Revista Brasileira de Energia**, Vol 1,1no, 1º sem./2005.11p.

SÃO PAULO. **Norma – PMQ 3-03**. Norma que estabelece padrões mínimos de qualidade para carvão vegetal, 2003. Disponível em: <http://www.codeagro.sp.gov.br/qualidade_sp/texto_word/novos_arquivos/saa_10.doc> . Acesso em: 29 jul. 2010.

SEIXAS, F, BAUCH, S.C, JÚNIOR, E.D.O. Balanço energético e econômico de duas alternativas de descascamento de madeira de eucalipto. **Scientia Forestalis**, Piracicaba, n.67, p.37-43, abr. 2005.

SOCIEDADE BRASILEIRA DE SILVICULTURA (SBS). **Fatos e Números do Brasil Florestal**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Silvicultura, 2007. 109 p.

VALE, A.T. BRASIL, M.A.M, CARVALHO, C.M, VEIGA, R.A.A. Produção de energia do fuste de *Eucalyptus grandis* Hill Ex-Maiden e *Acácia mangium* Willd em diferentes níveis de adubação. **CERNE**, V. 6, N. 1, P.083-088, Lavras – MG, 2000.

VIEIRA, I. C. G.; SILVA, J. M. C.; TOLEDO, P. M. de. Estratégias para evitar a perda de biodiversidade na Amazônia. **Estudos Avançados**. São Paulo, v. 19, n. 54, Aug. 2005. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142005000200009&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 01 de Aug. de 2010.

ZHOURI, A. OLIVEIRA, R. Desenvolvimento, Conflitos Sociais e Violência no Brasil Rural: o caso das usinas hidrelétricas. **Ambiente & Sociedade**. Campinas v. X, n. 2. p. 119-135. jul.-dez. 2007. 17p.

SMART GRIDS OR SMART RENEWABLES?

Version of 6th March 2011

Marcelo Saguean¹⁶⁴

Microeconomix

5 rue du Quatre septembre, 75002 Paris, France

Leonardo Meeus

Florence School of Regulation, Robert Schuman Centre for Advanced Studies

European University Institute, Via Boccaccio 151, Florence, Italy

Electrical Engineering Department (ESAT-ELECTA)

KULeuven, Kasteelpark Arenberg 10, Heverlee, Belgium

Abstract

Electricity markets are increasingly integrated, while transmission and renewable policies typically remain local, which is the status quo in both the US and the EU. It is in this context that we investigate whether it pays to cooperate in transmission development (“smart grids”), or is this cooperation only beneficial if there is also cooperation in renewable energy development (“smart renewables”)? Vice versa, does it pay to cooperate in transmission development, or is this cooperation only beneficial if there is also cooperation in renewable energy development? We present a model in this paper that is able to answer these questions. The model integrates different elements so that the interaction of different policies (renewable and transmission) in a multizone system can be studied. It is a three step model with: i) transmission investment, ii) generation investment and iii) electricity market (production). We also present the results of a numerical example.

Introduction

Renewable energy policies are essentially about giving enough public support to renewable energy technologies so that learning effects can drive down their costs to competitive levels. The support is justified by the strategic role renewable energy can play in tackling climate change, and energy security (IEA, 2008).

In the US, the development of renewable energy technologies is currently mainly pushed locally, i.e. at state level. Most state policies adopted provisions to ensure that local benefits, such as green jobs, do not leak across the border to other states (Wiser, 2007; Yin and Powers, 2010). Also in Europe, renewable resources are currently developed locally to capture local benefits, such as the development of a renewable technologies industry (Lund, 2009). The EU member states have recently also declared that they will

¹⁶⁴ Corresponding author. Tel: +33 1 71 19 41 99; marcelo.saguean@microeconomix.com

continue to rely on their national resources to achieve their renewable energy targets for 2020 (EU, 2011a). Only Italy and Luxembourg intend to import a small share of the renewable energy they need to reach their target.

Inter-state cooperation is anyway increasingly considered in both the US and the EU because it would significantly reduce the costs of developing renewable energy. It has for instance been estimated that up to 10 billion € could be saved annually if member states would cooperate to achieve the EU target to use renewable energy sources for 20% of the energy that will be consumed in 2020 (Capros et al., 2008; EU, 2011b). To reach the renewable energy shares of 40% to 80% that have recently been projected by several studies as technically feasible and affordable for the EU by 2050 (Delarue et al., 2011), cooperation will also need to be extended to transmission because these studies assume that a Pan-European transmission grid will be developed. The study by Vajjhala et al. (2008) illustrates that also in the US, a very different inter-state transmission grid would be required if states would cooperate for the development of renewable energy.

Today, transmission development across borders is limited. The reasons for this are well documented (Benjamin, 2007; Buijs et al., 2010), but surprisingly few papers have tried to model imperfect transmission expansion across borders. A non-cooperative equilibrium of merchant transmission investors has been modeled by Joskow and Tirole (2005), and Buijs et al. (2011) does the same for regulated transmission investors, while Buijs and Belmans (2011) model different degrees of imperfect cooperation among regulated transmission investors. These papers however do not take into account generation investment and the impact of renewable policies. Linares et al (2008) model the interaction between climate change & renewable policies and the electricity markets and the generation investments. Their model allows to analyze the impact of renewable production constraints (or a green certificate market) on the electricity market, but it has not been developed to account for transmission development across borders.

In this paper, we present a model that integrates these different elements. The main contribution of this paper is to use this model to analyze what it pays to cooperate in renewable energy development, with and without cooperation in transmission. The paper starts with a description of different cooperation cases and how these cases are modeled. Consequently, the paper demonstrates how the model behaves with a numerical example. Finally, the paper concludes by answering the main question of the paper: does it pay to cooperate in transmission development (“smart grids”), or is this cooperation only beneficial if there is also cooperation in renewable energy development (“smart renewable”) (hence the paper title)? And, vice versa, does it pay to cooperate in transmission development, or is this cooperation only beneficial if there is also cooperation in renewable energy development?

Introducing the cases

Since more than three decades, important institutional changes have impacted (and impact) the electricity sector. The liberalization process that started in the 90's brought competition into the electricity industry and has also inspired a new form of infrastructure regulation (i.e., incentive regulation). Shortly after the electricity sector liberalization process, climate change and renewable energy policies have been implemented in order to modify the way electricity is produced, using innovative technologies.

Mostly of the institutional changes have been introduced locally, i.e., in a non coordinated or cooperative way. Recently, some effort has been made to coordinate electricity markets. However, the same effort has not yet been made for renewable policies or the regulation of transmission development. As electricity markets are impacted by renewable and transmission policies, the aim of this paper is to study the interaction of these policies in a multizone system and how more cooperative behavior could improve welfare.

For the sake of simplicity, we consider here the most elemental power system consisting in two zones/nodes interconnected by one power line (figure 1). Each one of the zones/nodes represents one country or state where policies are defined locally. The European and American situations are taken as examples of this situation.

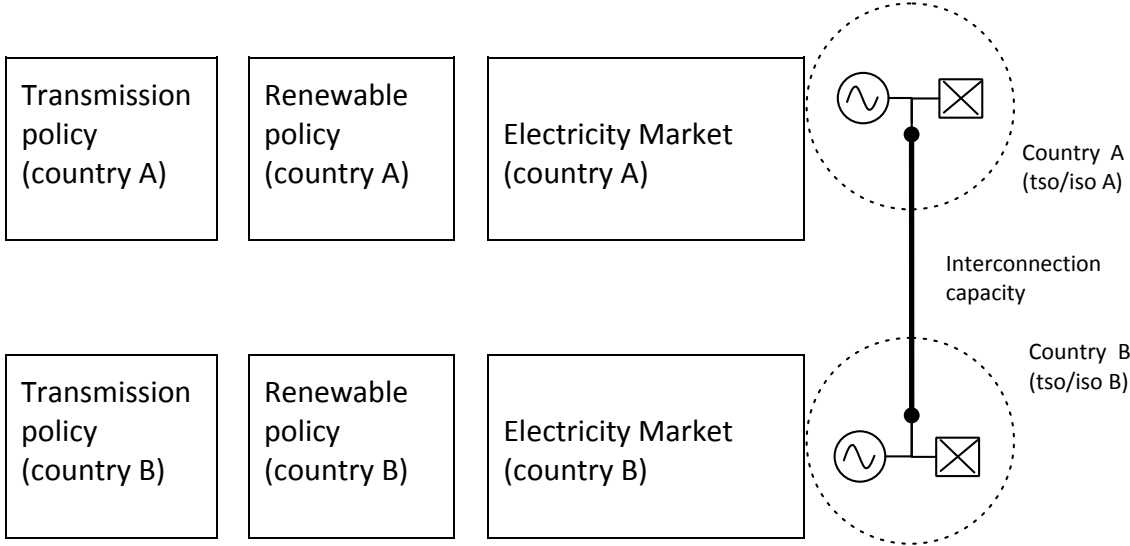


Figure 1: Elemental power system

In what follows, we introduce the cases that will be modeled, which are the “no cooperation” case, and the “cooperation” cases, respectively. To define the different levels of cooperation, three modules are analyzed sequentially: electricity market, renewable policy and (cross-border) transmission policy. We represent extreme cases by assuming that there is no cooperation or perfect non-cooperation at each of these levels.

Status quo – no cooperation case

Status quo in the EU and US context is characterized by transmission and renewable policies being mainly local while electricity markets are much more integrated across borders. Therefore, the “no cooperation” case, which represents status quo, is defined in this paper by electricity markets that are coordinated across borders, but there is no cross-border cooperation in transmission and renewable energy. Figure 2 gives a schematic representation of the policy interactions, illustrated for two interconnected states A and B. In what follows, we explain what is meant in this paper with i) coordinated electricity markets; ii) (no) cooperation in transmission development; and iii) (no) cooperation in renewable energy technology development.

Coordinated electricity markets means that there is perfect arbitrage between the two electricity markets. This is that the nodal/zonal prices only diverge in moments of time where the interconnector is congested. In other words, we assume that state A and B have regionalized their market, and assigned a market operator that applies locational marginal pricing. In the EU context, this is referred to as market coupling, and several regions in the EU have such a market organization. In the US context, this is referred to as nodal pricing, and several regions in the US have such a market organization.

No cooperation in transmission development means that there is no transmission company that invests in the network interconnection between the two states in a way that maximizes the total welfare. Instead, there is a transmission company that is in charge of node A, and another transmission company that is in charge of node B, and they decide independently how much to invest in the line that interconnects their nodes. In the EU context, these transmission companies are the so-called Transmission System Operators (TSO). In the US context, these transmission companies are the so-called Regional Transmission Organizations. As the name suggests, in the US there is already a trend to merge these transmission companies across state borders, which is not yet the case in the EU. We will assume that the transmission companies are regulated monopolies that are subjected to a state regulator that is mandated to maximize local welfare rather than total welfare. In the EU context, transmission companies are indeed subjected to national regulatory authorities that are not mandated to take into account the common European interest. In the US context, there is a federal regulatory authority, but transmission investments are often decided locally, or in the best case regionally for the regions that have a Regional Transmission Organization.

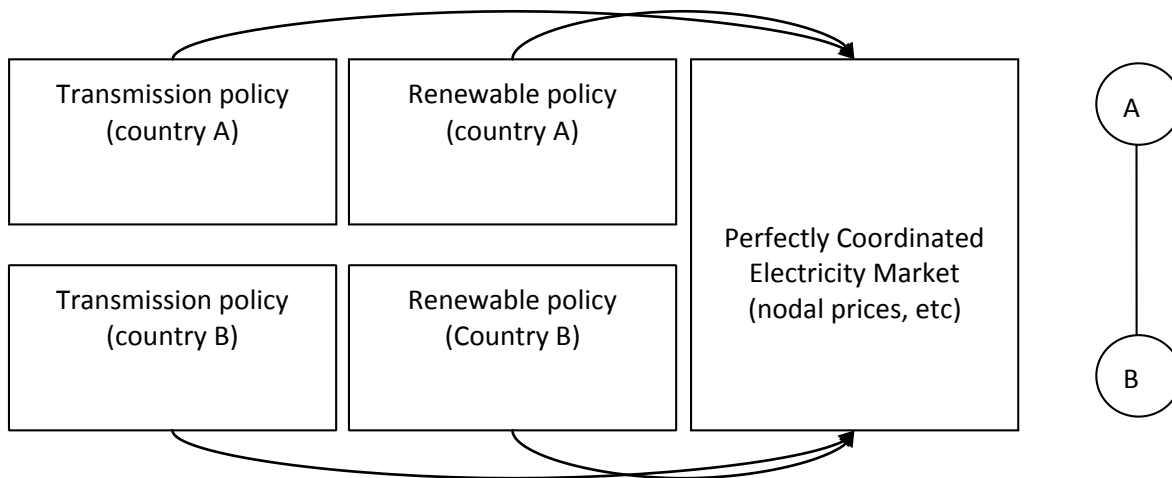


Figure 2: Status quo – no cooperation case

No cooperation in renewable energy development means that each state has its own target to use renewable energy sources for part of the electricity that it consumes, and it does not want this target to be achieved by developing renewable resources across the border, i.e. local targets need to be achieved with local investment in renewable energy technologies. In the EU context, the support scheme for renewable energy technologies that is most often used is “feed-in” whereby the investor receives an output-based subsidy. No cooperation then implies that the local subsidy scheme only applies to renewable energy production in this location. In the US context, “tradable certificates” are the most often used support scheme. Under such a scheme, the investor receives certificates for the renewable energy that is produced, and the demand for these certificates comes from a renewable portfolio standard whereby retailers are required buy a certain amount of certificates for the energy they supply to their customers. No cooperation then implies that certificates cannot be traded across borders with each state having its own green certificate market. We will assume that the support schemes are implemented effectively so that the local state targets are met.¹⁶⁵

Note however that even in the no cooperation case where each state has its own transmission and renewable policy, these policies unavoidably interact because of the electricity market the two states have in common. For instance, a renewable target in state A that leads to more investment in renewable technologies in this location, will have an impact on the electricity price and therefore also on the investment in generation

¹⁶⁵ Note that under a feed-in scheme, which is a price based scheme, by definition the resulting renewable energy quantity can be different from the target. Note also that under a tradable certificate scheme, which is quantity based scheme, it is possible that the target will not be achieved, for instance, when the fine that retailers have to pay is lower than the support needed to achieve the target. Still, we will make an abstraction of these issues related to the implementation of the support schemes by forcing the model to match the investment to the target.

technologies in state B, at least to the extent that the two states are interconnected. Likewise, an investment in interconnection capacity by one of the states will have an impact on the welfare in both states, not only in state that decides to bear the costs.

Cooperation cases

Starting from the status quo or the no cooperation case described in the previous section, the approach is then to model the three cooperation cases represented in Table 1. **Table 1: Matrix representation of the modeling cases**

		Renewable policy	
		Perfect cooperation	No cooperation
Transmission policy	Perfect cooperation	Cooperation case 3	Cooperation case 1
	No cooperation	Cooperation case 2	Status quo

In cooperation case 1, the states decide to cooperate in transmission development. In the model, the two transmission companies that maximize local welfare can then be replaced by a single transmission company that invests in the interconnection between state A and B in order to maximize total welfare. As we will illustrate in the numerical example in the next section, this normally implies that the investment in transmission will increase, compared with the no cooperation case.

In cooperation case 2, the states decide to cooperate in renewable energy technology development. In the model, this implies that the local targets that need to be achieved with local investment in renewable energy are replaced by a regional target that is the sum of the two local targets, and that is achieved with investment in renewable energy where it is cheapest. As we will illustrate in the numerical example in the next section, this normally implies that the cost of achieving the renewable energy target decreases.

In cooperation case 3, the states decide to cooperate in transmission development and renewable energy technology development. The three cases combined therefore show to what extent the policies are linked so that we can investigate questions such as: does it pay to cooperate in transmission development, or is this cooperation only beneficial if there is also cooperation in renewable energy development? Vice versa, does it pay to cooperate in transmission development, or is this cooperation only beneficial if there is also cooperation in renewable energy development?

Model description

The model developed for this paper integrates different elements so that the interaction of different policies (renewable and transmission) in a multizone system can be studied. It is a three step model with: i) transmission investment, ii) generation investment and iii)

electricity market (production). We assume that transmission investment anticipates generation investment and production, and both take into account the effect on electricity prices in their investment decisions. In what follows, we discuss the three steps backwards, i.e. starting from the electricity market where prices are formed and then continuing with the generation investment decision equations and finally the equations representing the transmission investment decisions.

Electricity market

The third step of the model is where the electricity prices are determined. The prices are a result of the assumed demand, the production decisions of the generators in the model, and the market operator that makes sure that the electricity market is perfectly coordinated.

2.1.1. Demand

We use a multi-period model, and different periods l can have a different duration t_l (measured in hours), so that a load duration curve can be included in the model, which is typically used in the electricity sector to represent a year of demand. The level of demand in zone n is $d_{l,n}$ (expressed in MW's).

Demand is inelastic, but the model includes a value of lost load for hours in which there are shortages. $VOLL$ is the Value of Lost load, that is the economic value (in \$/MWh) of unsatisfied electricity demand. $VOLL$ is often taken as a conventional value ranging between 1000 and 10 000 \$/MWh. $z_{l,n}$ is the unsatisfied demand in time segment l (in MW) and in zone n .

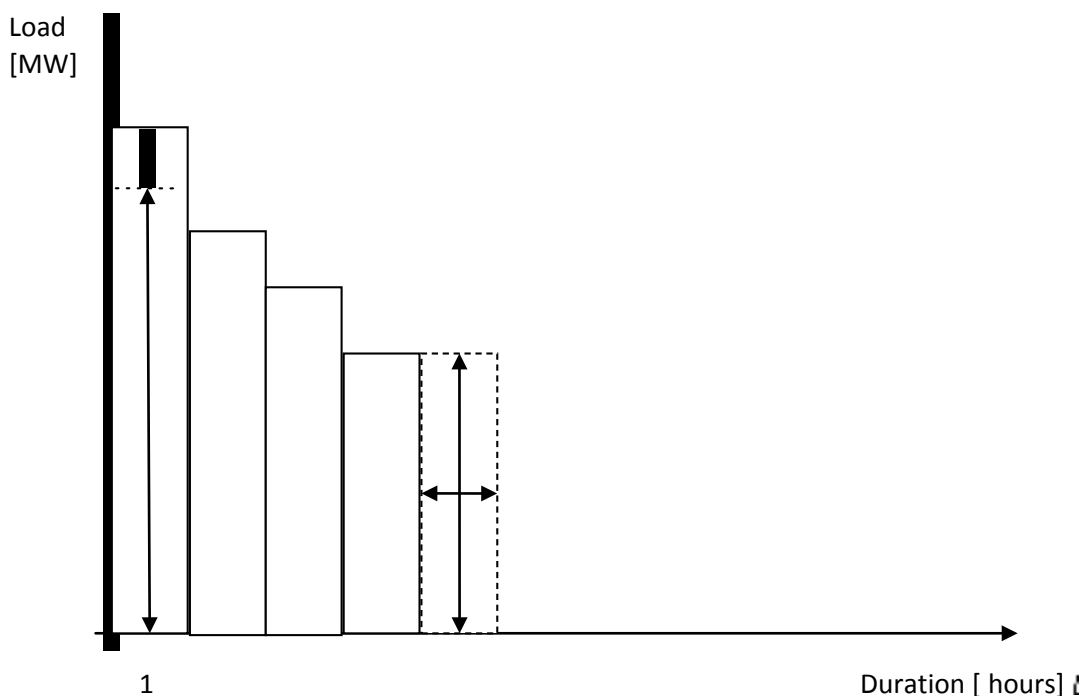


Figure 3: Load duration curve

Consumers maximize their surplus respecting the following equation:

$$\text{Equation (1): } VOLL - ElectPrice_{n,l} > 0 \perp z_{l,n} > 0 \quad \forall l, n$$

Equation 1 ensures that in periods and zones with lost load ($z_{l,n} > 0$), the electricity price has to be at least the value of lost load, while the electricity price will be lower in periods that demand can be satisfied ($z_{l,n} = 0$).

2.1.2. Generation

The model considers different types of generation technologies. There are s types of conventional generation technologies and r types of renewable technologies at each zone n . Technology types are generators that are modeled with a different constant marginal operating cost, which is $VC_{s,n}$ for the conventional generation technologies and $VCR_{r,n}$ for the renewable energy technologies (in \$/MWh). In each period l , these generators produce a certain amount of electricity, which is $x_{l,s,n}$ and $x_{l,r,n}$, respectively.

We assume a perfectly competitive electricity market where generators do not produce strategically to increase prices. Instead, generators bid their variable costs so that prices reflect the variable costs of the last plant that is needed to match demand. The production decision of conventional and renewable generators can then be expressed by the following equations:

$$\text{Equation (2): } VC_{s,n} + y_{g_{l,s,n}} - ElectPrice_{n,l} > 0 \perp x_{l,s,n} > 0 \quad \forall l, s, n$$

$$\text{Equation (3): } VCR_{r,n} + y_{g_{l,r,n}} - ElectPrice_{n,l} > 0 \perp x_{l,r,n} > 0 \quad \forall l, r, n$$

$$\text{Equation (4): } g_{s,n} - x_{l,s,n} > 0 \perp y_{g_{l,s,n}} > 0 \quad \forall l, s, n$$

$$\text{Equation (5): } g_{r,n} - x_{l,r,n} > 0 \perp y_{g_{l,r,n}} > 0 \quad \forall l, r, n$$

Equation 2 and 3 ensure that in periods where a conventional and renewable generator produces ($x_{l,s,n}, x_{l,r,n} > 0$), the electricity price is high enough to cover the generator's variable cost, while the electricity price can be lower in periods that the generator does not produce ($x_{l,s,n}, x_{l,r,n} = 0$). Combined with equation 4 and 5, it is also ensured that prices can only go above the variable cost of a certain generator, if this generator is already producing at its maximum ($y_{g_{l,s,n}}, y_{g_{l,r,n}} > 0$). It is in these periods that the generator accumulates scarcity rents to recover the investment costs, as will be discussed in section 2.2.

2.1.3. Market operator

As mentioned in the previous section, we assume that there is a market operator that tries to clear both nodes at the same prices, but prices can diverge in case of the congestion on the border. For the elemental power system that we consider in this paper consisting of two zones/nodes interconnected by one power line with capacity T_{cap} , the following equations are added:

$$\text{Equation (6): } \sum_{s,n} x_{l,s,n} + \sum_{r,n} x_{R_{l,r,n}} + \sum_n z_{l,n} - \sum_n d_{l,n} > 0 \perp y_{bneg_l} > 0 \quad \forall l$$

$$\text{Equation (7): } -\sum_{s,n} x_{l,s,n} - \sum_{r,n} x_{R_{l,r,n}} - \sum_n z_{l,n} + \sum_n d_{l,n} > 0 \perp y_{bpos_l} > 0 \quad \forall l$$

Equations 6 and 7 ensure that in each period, demand is either matched with production, or registered as unsatisfied demand.

Equation (8):

$$-\sum_{n,s} x_{l,s,n} - \sum_{n,r} x_{R_{l,r,n}} - \sum_n z_{l,n} + \sum_n d_{l,n} + T_{cap} > 0 \perp y_{fpos_l} > 0 \quad \forall l \text{ and } n = 2$$

Equation (9):

$$\sum_{n,s} x_{l,s,n} + \sum_{n,r} x_{R_{l,r,n}} + \sum_n z_{l,n} - \sum_n d_{l,n} + T_{cap} > 0 \perp y_{fneg_l} > 0 \quad \forall l \text{ and } n = 2$$

Equations 8 and 9 ensure that in each period what is exchanged between the two zones is feasible, given the limited capacity available on the border.

$$\text{Equation (10): } ElecPrice_{l,n} = y_{bneg_l} - y_{bpos_l} - (n-1)(y_{fpos_l} - y_{fneg_l}) \quad \forall l, n$$

Equation 10 sets the price, based on the dual prices of equations 6 to 9. Note that the dual variables of equation 6 and 7 are the same for the two zones, so if the dual variables of equation 8 and 9 are positive (i.e., the power line is congested) the prices of the zones diverge.

Generation investment

The second step of the model corresponds to the investment decision of the generators. In this step, generators decide the generation capacities that will be available in the third step. In what follows, we explain how this investment decision has been modeled, first for conventional generation and then for renewable generation.

2.2.1. Conventional technologies

The annual investment capacity cost of conventional technology s at zone n is $CC_{s,n}$ (in \$/MW.year). We assume a perfectly competitive electricity market where generators do not invest strategically to increase prices. Instead, generators invest up to the point where the scarcity rents match the investment cost of the technology. The investment decision can then be expressed by the following equation:

$$\text{Equation (11): } CC_{s,n} - \sum_l y_{l,n} g_{l,s,n} t_l > 0 \perp g_{s,n} > 0 \quad \forall s, n$$

Equation 11 ensures that a conventional technology is only chosen by the model ($g_{s,n} > 0$), if the scarcity rent that this technology will accumulate in a year of production is high enough to recuperate the annual investment capacity cost of this technology type.

2.2.2. Renewable technologies

The annual investment capacity cost of renewable technology r at zone n is $CCR_{r,n}$ (in \$/MW.year). In the model, renewable investment cost is too high to be only recuperated with scarcity rents. The investment decision for this type of technology is therefore modified so that there is an additional source of income and investment can occur, which is the role of renewable policy:

Equation (12): $CCR_{r,n} - \sum_l y_{gR_{l,r,n}} t_l - \sum_l RenPremium_n t_l > 0 \perp gR_{r,n} > 0 \quad \forall r, n$

Equation 12 ensures that a renewable technology is chosen by the model ($gR_{r,n} > 0$), if the premium

(in combination with the scarcity rents) is high enough for the investor to recuperate the investment cost of this technology type. The premium in turn depends on the renewable policy, and we model two policy extremes: i) no cooperation and ii) cooperation.

In the no cooperation case, the following equations are added to the model:

Equation (13): $\sum_{r,l} xR_{l,r,n} t_l - RNTarget_n > 0 \perp y_{RNTarget_n} > 0 \quad \forall n$

Equation (14): $RenPremium_n = y_{RNTarget_n} \quad \forall n$

Equation 13 ensures for each zone that the production coming from renewable technologies matches the target of that zone. Equation 14 sets the zonal premium equal to the dual price of the equation that forces the model to reach the zonal renewable target. In other words, the premium is equalized to the cost of achieving the target, and as a result the model achieves the target.

In the cooperation case, the following equations are added to the model:

Equation (15): $\sum_{n,r,l} xR_{l,r,n} t_l - RGtarget > 0 \perp y_{RGtarget} > 0$

Equation (16): $RenPremium_n = y_{RGtarget}$

Equation 15 ensures that the total production coming from renewable technologies matches the combined target of the two zones. Note that this means that a zonal target can be achieved with investment in another zone. Equation 16 sets the zonal premium equal to the dual price of the equation that forces the model to reach the renewable target. In other words, the premium is equalized to the cost of achieving the target, and as a result the model achieves the target.

Transmission investment

The first step of the modeling corresponds to the investment decisions of the transmission companies. In this step, transmission companies decide the transmission capacity T_{cap} that interconnects the two zones in our model. The model decides this variable by enumerating the possible transmission capacities and selecting the optimal capacity. What is optimal however depends on the transmission policy, and we model two policy extremes: i) no cooperation and ii) cooperation.

In the case of no cooperation, there are two transmission companies that each want to maximize the welfare in their zone. We assume that they each decide what is optimal for them, without taking into account the impact of their transmission policy in the neighboring zone, and without behaving strategically, and then take the minimum of these two values as the outcome of the model under the no cooperation case.

In the case of cooperation, there is one transmission company that wants to maximize the total welfare, and this is then also the outcome of the model.

Numerical example: does it pay to cooperate?

In this section we explore the capabilities of our model studying the interaction of renewable and transmission policies in a two countries/states power system. Section 3.1 presents key parameters of the system and section 3.2 shows and discusses the results.

The power system

We consider the following power system. The main parameters have been taken from Joskow (2009).

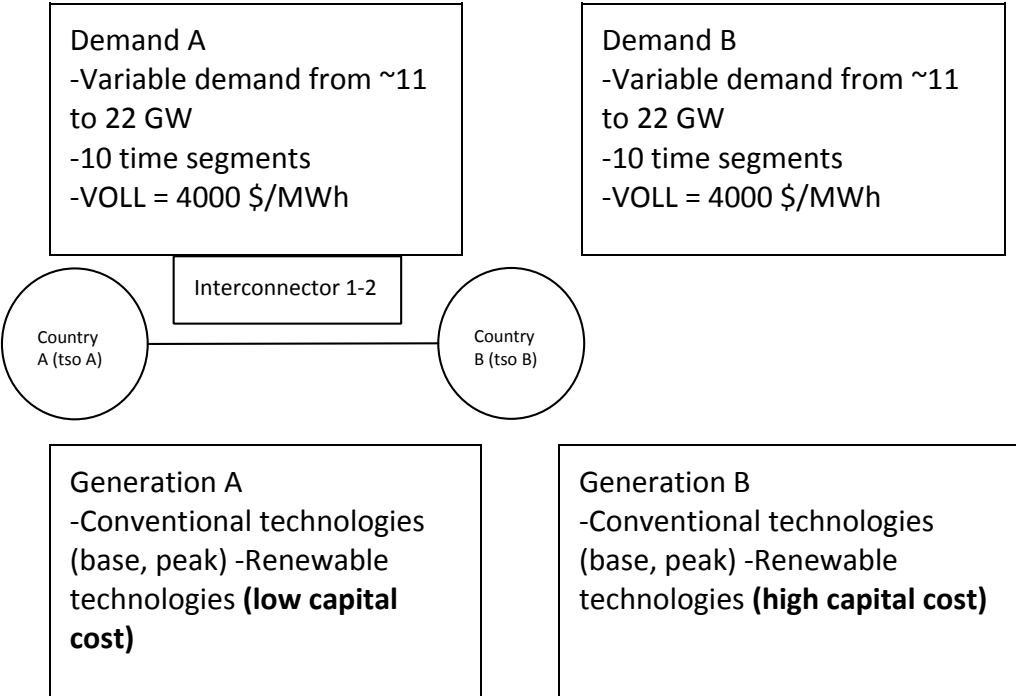


Figure 4: the power system

3.1.1. Demand

Demand is equal in both countries and corresponds to a load curve defined by the following function:

$d_t = 22,000 \text{ MW} - 1.37 H$ (H being the number of hours between 0 and 8760) and using 10 different time segments of equal size (i.e., 876 hours each). The Value of lost load (VOLL) is fixed to 4000 \$/MWh and it is the same in both countries.

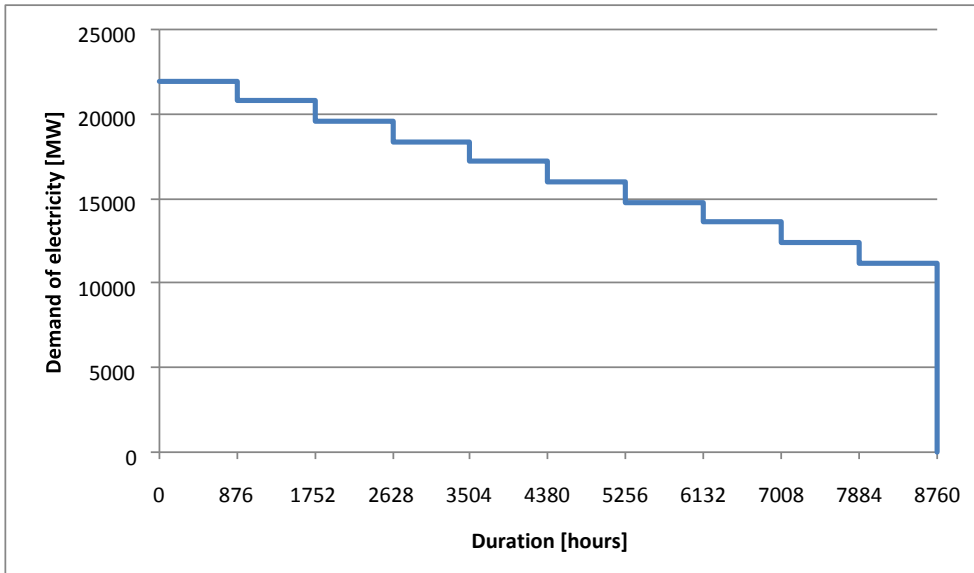


Figure 5: Load curve

3.1.2. Conventional generation cost

We consider two types of conventional generation: base-load plant and peak-load plant. The following table summarizes the parameters used for each technology. These two technologies can be installed in both countries and have the same cost. We consider that both technologies have an availability factor of 100%.

Table 2: conventional generation cost

Cost parameter	Base-load plant	Peak-load plant
Annualized (installed) capacity cost (\$/MW.year)	300,000	80,000
Availability factor	1	1
Annualized (available) capacity cost (\$/MW.year)	300,000	80,000
Variable cost (\$/MWh)	20	80

3.1.3. Renewable generation cost and policy

We consider one type of renewable generation technology but with different costs in different countries. The following table summarizes the parameters used for each technology. **Table 3: renewable generation cost**

Cost parameter	Renewable resource country A	Renewable resource country B
Annualized (installed) capacity cost (\$/MW.year)	150,000	150,000
Availability factor	0.3	0.2
Annualized (available) capacity cost (\$/MW.year) [line 1/line 2]	500,000	750,000
Variable cost (\$/MWh)	1	1

We consider different levels of renewable target: a low target (30 % of consumed energy comes from renewable), a medium target (40 % of consumed energy comes from renewable) and a high target (50 % of consumed energy comes from renewable).

The following table indicates the level of annual renewable energy that has to be produced to achieve these targets given load curve (presented in 1.1.1), depending on the renewable energy policy (cooperative versus no cooperative policy).

Table 4: renewable generation cost

		Country A	Country B	Total
Annual Consumption [TWh/year]		145.4	145.4	290.8
Annual renewable generation [TWh/year]	low target (30 %)	cooperative policy		87.2
		no cooperative policy	43.6	43.6
	medium target (40 %)	cooperative policy		116.3
		no cooperative policy	58.2	58.2
	high target (50%)	cooperative policy		145.4
		no cooperative policy	72.7	72.7

3.1.4. Transmission cost and policy

The annualized cost of transmission capacity is set to 7000 \$/MW.year (REALISEGRID, 2010).

In order to find “optimal” transmission capacity for each cooperative or no cooperative case of transmission policy, equilibrium results (production and generation investment) are computed for different level of transmission capacities. Indeed from no interconnection capacity, 40 iterations are realized with delta of 250 MW of transmission capacity per iteration. For each iteration total (both countries) and national welfare are computed.

Results

Table 5 summarizes the results of the different cases that we have solved (see the appendix for a more complete presentation of results). In what follows we discuss the main observations that can be made in relation to the 4 cases that have been introduced in section 1. We focus on cross-border transmission investment and on total welfare analysis. A general observation is that total welfare decreases for increasing renewable energy targets, which is a result of the fact that renewable technologies are not competitive in the model.

Table 5: Results

30% RES	40% RES	50% RES	Renewable policy					
<i>Welfare in millions per year (transmission capacity in MW)</i>			Perfect cooperation			No cooperation		
Transmission policy	Perfect cooperation	+	++	++	=	=	=	
	No cooperation	+	+	+	1143548	1143021	1142495	
		(0)	(2250)	(5500)	(0)	(0)	(0)	
		(0)	(0)	(250)	(0)	(0)	(0)	

In the no cooperation case (no cooperation in transmission and in renewable), there is no transmission investment because the two zones are symmetrical. Normally the transmission investment would create welfare, for instance, because demand is typically asymmetric, and the availability of renewable technologies is often only weakly correlated between zones, but we have made an abstraction of these elements in our model.

In cooperation case 1 (cooperation in transmission and no cooperation in renewable), the cooperation among states for the development of transmission does not increase the investment in transmission and does therefore also not improve the welfare in our numerical example. As explained for the no cooperation case, this is because we have a symmetrical example, while normally cooperation in transmission eliminates strategic behavior among zonal transmission companies so that it increases both transmission investment and welfare.

In cooperation case 2 (cooperation in renewable and no cooperation in transmission), the cooperation among states for the development of renewable energy technologies increases welfare. What happens in the model is that renewable investment moves to

state A where the annual investment capacity cost of renewable technology is cheaper. In the case with a large renewable energy target, the renewable energy production becomes even larger than demand during low demand periods. During these periods, it becomes interesting to evacuate this excess production from state A to state B, where it can then improve welfare. However without transmission cooperation the benefit does not materialize. The only incentive to increase transmission capacity of state A would be linked to possible congestion revenues, and this is why state A agrees on invest in cross-border transmission at a low level (250 MW). Of course this transmission capacity does not yield to maximization of total welfare.

In cooperation case 3, the cooperation for transmission development and renewable energy technology development reinforces each other. Especially in the cases with a medium and high renewable energy target, much more transmission capacity can now be built to evacuate the cheap renewable energy capacity from state A to state B.

Conclusions

It does pay to cooperate in the development of transmission and renewable energy technologies, especially between states where there is already a coordinated electricity market so that the policies are already interacting via this market.

The model developed in this paper allows to analyze the interaction of the transmission and renewable policies and particularly to focus on the cooperation in a multizone system. We found that the benefits from cooperation in renewable policies only fully materialize when there is also a cooperation in transmission policies, and vice versa.

Further work will be focus on integrating other important elements to characterize real power system. Particularly, renewable technologies with different production pattern and (uncorrelated) availabilities will be introduced. This will be useful to study realistic cases including wind and PV production patterns and analyzing policy interactions in this context.

Acknowledgements

We are grateful to Denny Ellerman for inviting us to the renewable energy modeling seminar of the Climate Policy Unit he directs at the Loyola de Palacio Chair in Florence, which has inspired us to work on this topic. Many thanks also to Patrik Buijs, Erik Delarue and Pedro Linares who have been kind to share their GAMS code, which has been very helpful to develop the model of this paper.

Appendix 1: Nomenclature

Sets

s	Types of plant - conventional technologies (e.g., coal, gas, etc)
r	Types of plant - renewable technologies (e.g., wind, PV, etc)
l	Time segment of load duration curve
n	zones (e.g., France, Germany)

Parameters

Type	Name	Description	Unit
Demand	$VOLL$	Value of lost load	
	$d_{l,n}$	demand in time segment l at zone n	MW
	t_l	duration of time segment l (the sum of t(l) is equal to 8760)	Hours
Generation	$CC_{s,n}$	annual investment capacity cost for conventional technologies	[\$\text{MW}\cdot\text{year}]
	$VC_{s,n}$	variable cost for conventional technologies	[\$\text{MWh}]
	$CCR_{r,n}$	annual investment capacity cost for renewables	[\$\text{MW}\cdot\text{year}]
	$VCR_{r,n}$	variable cost for renewable	[\$\text{MWh}]
Transmission	CCT	annual capacity cost transmission	(\$/\text{MW}\cdot\text{year})
	$Tcap$	transmission capacity of interconnector	MW
Renewable policy	$NRenTarget_n$	minimal annual renewable energy to be produced at zone n	MWh\cdot\text{year}
	$GRenTarget$	minimal annual renewable energy to be produced in both zones	MWh\cdot\text{year}

Variables

Type	Name	Description	Unit
(Primal) Variables	$x_{l,s,n}$	generation of conventional plant type s at the segment period l and zone n	MW
	$g_{s,n}$	maximal generation output (capacity) of conventional plant type s at zone n	MW
	$xR_{l,r,n}$	generation of renewable plant type r at the segment period l and zone n	MW
	$gR_{r,n}$	maximal generation output (capacity) of renewable plant type r at zone n	MW
	$z_{l,n}$	unsatisfied demand in time segment l at zone n	MW
(Dual) variables	$y_{-}g_{l,s,n}$	dual variable for maximal production constraint for each plant s at time segment l and zone n (this variable is > 0 when constraint of conventional capacity is active)	?

	$y_{gR_{l,r,n}}$	dual variable for maximal production constraint for each plant r at time segment l and zone n (this variable is > 0 when constraint of renewable capacity is active)	?
	y_{bpos_l}	dual variable for positive balance constraint (this variable is > 0 when balance constraint is active in one direction)	\$/MWh
	y_{bneg_l}	dual variable for negative balance constraint (this variable is > 0 when balance constraint is active in the other direction)	\$/MWh
	y_{fpos_l}	dual variable for positive flow constraint of interconnector (this variable is > 0 when there is congestion in line l in one direction)	\$/MWh
	y_{fneg_l}	dual variable for negative flow constraint of interconnector (this variable is > 0 when there is congestion in interconnector in the other direction)	\$/MWh
	$y_{RGtarget}$	dual variable for renewable energy global constraint or green certificate price (this variable is > 0 when there is not enough renewable generation, i.e., green certificate has a positive price)	\$/MWh
	$y_{RNtarget_n}$	dual variable for renewable energy constraint on zone n or green certificate price in zone n (this variable is > 0 when there is not enough renewable generation at zone n , i.e., green certificate at zone n has a positive price)	\$/MWh
(Output) variables	$ElectPrice_{n,i}$		\$/MWh
	CS_n	National consumer surplus	\$/year
	PS_n	National generator surplus	\$/year
	CR_n	National congestion revenue	\$/year
	GW	Global Welfare	\$/year
	NW_n	National Welfare	\$/year

Appendix 2: Numerical example results

	Status quo	cooperation case 1	cooperation case 2	cooperation case 3
Low renewable target (30%)	No cooperation transmission/	Cooperation transmission/	No cooperation transmission/	Cooperation transmission/

	No cooperation renewable	No cooperation renewable	Cooperation renewable	Cooperation renewable
Built transmission capacity (MW)	0	0	0	0
Total Welfare (\$ million per year)	1143548	1143548	1144793	1144793
Zonal Electricity Price (average) - zone 1 (\$/MWh)	62	62	62	62
Zonal Electricity Price (average) - zone 2 (\$/MWh)	62	62	62	62
Renewable premium - zone 1 (\$/MWh)	4	4	4	4
Renewable premium - zone 2 (\$/MWh)	32	32	4	4
Conventional Capacity - peak load - zone 1 (MW)	4800	4800	4800	4800
Conventional Capacity - peak load - zone 2 (MW)	4800	4800	4800	4800
Conventional Capacity - base load - zone 1 (MW)	12220	12220	7240	7240
Conventional Capacity - base load - zone 2 (MW)	12220	12220	17200	17200

Renewable Capacity - zone 1 (MW)	4980	4980	9960	9960
Renewable Capacity - zone 2 (MW)	4980	4980	0	0
Medium renewable target (40%)	Status quo	cooperation case 1	cooperation case 2	cooperation case 3
	No cooperation transmission/No cooperation renewable	Cooperation transmission/No cooperation renewable	No cooperation transmission/Cooperation renewable	Cooperation transmission/Cooperation renewable
Built transmission capacity (MW)	0	0	0	2250
Total Welfare (\$ million per year)	1143021	1143021	1144606	1144666
Zonal Electricity Price (average) - zone 1 (\$/MWh)	62	62	58	62
Zonal Electricity Price (average) - zone 2 (\$/MWh)	62	62	62	62
Renewable premium - zone 1 (\$/MWh)	4	4	10	4
Renewable premium - zone 2 (\$/MWh)	32	32	0	4
Conventional Capacity - peak load - zone 1 (MW)	4800	4800	4800	4800

Conventional Capacity - peak load - zone 2 (MW)	4800	4800	4800	4800
Conventional Capacity - base load - zone 1 (MW)	10560	10560	3543	3732
Conventional Capacity - base load - zone 2 (MW)	10560	10560	17200	17389
Renewable Capacity - zone 1 (MW)	6640	6640	13657	13280
Renewable Capacity - zone 2 (MW)	6640	6640	0	0
High renewable target (50%)	Status quo	cooperation case 1	cooperation case 2	cooperation case 3
	No cooperation transmission/ No cooperation renewable	Cooperation transmission/ No cooperation renewable	No cooperation transmission/ Cooperation renewable	Cooperation transmission/ Cooperation renewable
Built transmission capacity (MW)	0	0	250	5500
Total Welfare (\$ million per year)	1142495	1142495	1143658	1144531
Zonal Electricity Price (average) - zone 1 (\$/MWh)	62	62	33	62
Zonal Electricity Price (average) - zone 2 (\$/MWh)	62	62	62	62

Renewable premium - zone 1 (\$/MWh)	4	4	32	4
Renewable premium - zone 2 (\$/MWh)	32	32	0	0
Conventional Capacity - peak load - zone 1 (MW)	4800	4800	1525	3000
Conventional Capacity - peak load - zone 2 (MW)	4800	4800	5125	6600
Conventional Capacity - base load - zone 1 (MW)	8900	8900	0	888
Conventional Capacity - base load - zone 2 (MW)	8900	8900	16950	16912
Renewable Capacity - zone 1 (MW)	8300	8300	20400	16599
Renewable Capacity - zone 2 (MW)	8300	8300	0	0

References

Benjamin, R., 2007. Principles for Interregional Transmission Expansion. *The Electricity Journal*, 20 (8), 36-47.

Buijs, P., Bekaert, D., Belmans, R., 2010. Seams Issues in European Transmission Investments. *The Electricity Journal*, 23 (10), 18-26.

Buijs, P., Belmans, R., 2011. Transmission investments in a multilateral context. Submitted to IEEE transactions in power systems.

Buijs, P., Meeus, L., Belmans, R., 2011. Modeling bi-level games in transmission investment planning. Submitted to the IAEE annual conference.

Capros, P., Mantzos, L., Papandreou, V., and Tasios, N., 2008. Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables. Report to European Commission – DG ENV.

Delarue, E., Meeus, L., Belmans, R., D'haeseleer, W., and Glachant, J-M, 2011. Decarbonizing the European Electric Power Sector by 2050: A tale of three studies. EUI Working Papers, RSCAS 2011/03.

EU, 2011a. Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target, Brussels, 31 January 2011. COM(2011)31 final.

EU, 2011b. Review of European and national financing of renewable energy. Commission Report in accordance with Article 23 (7) of Directive 2009/28/EC, Brussels, 31 January, 2011. SEC(2011)131 final.

IEA, 2008. Deploying renewables – principles for effective policies. International Energy Agency, OECD/IEA Paris.

Joskow, P., Tirole, J., 2005. Merchant Transmission Investment. *Journal of Industrial Economics*, 53 (2), 233-264.

Joskow, P., 2009. Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design*

P. Linares, F.J. Santos, M. Ventosa, L. Lapiedra, "Incorporating oligopoly, CO2 emissions trading and green certificates into a power generation expansion model", *Automatica*. vol. 44, no. 6, pp. 1608-1620, Junio 2008.

Lund, P. D., 2009. Effects of energy policies on industry expansion in renewable energy. *Renewable Energy*, 34, pp53–64.

REALISEGRID, 2010. EC FP7 project "Research methodologies and technologies for the effective development of pan-European key grid infrastructures to support the achievement of a reliable, competitive and sustainable supply", realisegrid.erse-web.it

Vajjhala, S. P., Anthony, P. C., Sweeney, R., Palmer, K. L., 2008. Green Corridors: Linking Interregional Transmission Expansion and Renewable Energy Policies. RFF Discussion Paper no.08-06. Available at SSRN: [/http://ssrn.com/abstract=1350016S](http://ssrn.com/abstract=1350016S).

Wiser, R., Namovicz, C., Gielecki, M., Smith, R., 2007. The experience with renewable portfolio standards in the United States. *The Electricity Journal*, 20 (4), 8–20.

Yin, H., Powers, N., 2010. Do state renewable portfolio standards promote in-state renewable generation. *Energy Policy*, 38, 1140–1149.

Authors

Marcelo Saguan is senior consultant at Microeconomix, heading the energy & environment practice. Marcelo has extensive experience in infrastructure regulation, electricity and gas markets and environmental issues. He was previously Jean Monnet Fellow at the RSCAS in the Loyola de Palacio Energy Policy Programme. He had a post-doc position within the GRJM electricity research group at University of Paris 11. Dr Saguan holds a master degree in industrial engineering from ENIM (Metz) and University of Cuyo, Argentina, and a doctorate in economics from the University of Paris 11 and the Ecole Supérieure d'Electricité (Supélec).

Leonardo Meeus is research fellow of the Florence School of Regulation at the European University Institute, and visiting professor at the KULeuven. Leonardo coordinates the think tank (THINK) that advises the European Commission (DG Energy) on energy policy. His employment experience includes coordinating the Florence School of Regulation, coordinating the European Energy Institute, and heading European and regulatory affairs for a merchant electricity interconnector developer in Ireland. Dr. Meeus holds a master in commercial engineering and doctorate in electrical engineering from the KULeuven in Belgium.

ESTIMADOR ENERGÉTICO DE ACTIVIDAD ECONÓMICA (PBG) PARA LA PROVINCIA DE MENDOZA

Sebastián Severino

Facultad de Ciencias Económicas-UNCuyo

Mendoza, Argentina

Teléfono +54261-4494009

sseverino@mendoza.gov.ar

INTRODUCCIÓN

En la presente introducción pretende hacerse una aclaración metodológica acerca de los conceptos y procesos de recolección y análisis de información que se requieren para el cálculo del Producto Bruto Geográfico de una provincia a los fines de comprender las dificultades y obstáculos a que se enfrenta su medición y las ventajas que tendría la obtención de un estimador indirecto de la actividad económica provincial.

El Producto Bruto Geográfico (PBG) es el equivalente provincial del PBI (Producto Bruto Interno), lo que significa que representa el valor de la oferta de bienes y servicios finales obtenidos por los productores residentes en su territorio interior, en un período de tiempo determinado.

Tanto el PBI como el PBG pueden calcularse a través de tres métodos: del Gasto, del Ingreso y del Valor Agregado. En un principio deberían generar resultados equivalentes debido a la correspondencia entre gastos, ingreso y producción, respectivamente.

El Método del Gasto consiste en medir los gastos de consumo e inversión de los agentes económicos (familias, empresas y gobierno), ajustados por el balance comercial (exportaciones menos importaciones¹⁶⁶).

El método del Ingreso, en cambio, implica medir las retribuciones a los factores de la producción (trabajadores, empresarios, accionistas, etc.).

Por último, el método del Valor Agregado (o método de la producción), consiste en sumar el Valor Agregado Bruto (VAB) de todas las unidades productivas ubicadas en el territorio considerado.

El VAB puede ser calculado mediante la siguiente fórmula:

$$\text{VAB} = \text{PGB} = \text{VBP} - \text{CI}$$

Donde, VBP es el Valor Bruto de la Producción y CI es el Consumo Intermedio de la unidad productiva que se analiza.

El Valor Bruto de la Producción equivale al valor de los bienes y servicios producidos por las unidades productivas residentes, valuados a precios de productor.

En actividades como la Industria manufacturera este concepto es fácilmente identificable¹⁶⁷, pero en otras se calcula de manera diferente. En el Comercio se considera al VBP como el equivalente al margen aplicado sobre el costo.

En las Entidades Financieras se obtiene sumando a los ingresos que las empresas cobran por servicios prestados a sus clientes el valor imputado de los que les proporcionan sin un pago explícito en compensación por el empleo de los fondos que aquellos depositan, y en las Administraciones Públicas (como seguridad, educación y justicia) el valor de los servicios prestados se supone equivalente a la suma de los gastos corrientes en personal y en bienes y servicios no personales.

¹⁶⁶ En el caso del PBG esta es una diferencia con respecto del PBI, ya que no se pueden estimar importaciones ni exportaciones debido a que las provincias no cuentan con aduanas que registren el ingreso y egreso de bienes y servicios a y desde el territorio provincial.

Se ha avanzado bastante en la identificación de las exportaciones de las provincias a otros países pero, estrictamente hablando, si se quiere medir el PBG, las ventas de bienes y servicios a otras provincias también configuran exportaciones, que actualmente no se miden.

¹⁶⁷ El Censo Nacional Económico de 1994 lo define como la suma de los ingresos por la venta de bienes producidos, la variación de existencias, los ingresos por trabajos realizados a terceros y otros conceptos menores

A su vez, el Consumo Intermedio se mide como el valor de los bienes no duraderos y los servicios que se emplean en la producción, computados en este caso a precios de comprador vigentes en el momento en que se incorporan al proceso productivo.

Los gastos destinados a la compra o fabricación de bienes de capital o a reparaciones que prolongan su vida útil o aumentan su productividad no constituyen consumo intermedio, sino formación de capital.

El consumo intermedio de las administraciones públicas y de las instituciones privadas sin fines de lucro comprende los gastos corrientes destinados a la compra de bienes y servicios no duraderos, deducidos los ingresos provenientes de la venta de bienes análogos de segunda mano y de desechos y desperdicios.

Finalmente, el Valor Agregado Bruto, que se obtiene por diferencia entre los dos conceptos anteriores, está a su vez compuesto por la remuneración de los empleados, los impuestos sobre los productos excepto el IVA y los impuestos sobre la producción, ambos, netos de subsidios, los cargos por consumo de capital fijo y el excedente de explotación.

La remuneración de los empleados incluye todos los pagos de sueldos y salarios efectuados por los productores, los impuestos mencionados son pagos obligatorios e inevitables que aquellos hacen a las administraciones públicas y que cargan a sus costos, mientras que los subsidios son transferencias corrientes de éstas a aquellos, el consumo de capital fijo es la parte del producto necesaria para reemplazar los activos fijos "gastados" en el proceso productivo, y el excedente de explotación la diferencia entre el valor agregado bruto y la suma de los conceptos anteriores.

En Mendoza la estimación del PBG se realiza mediante el método del Valor Agregado, como en la mayoría de las estimaciones regionales del Producto a nivel mundial.

Luego, se deben realizar estimaciones de PBG real o a precios constantes y nominal (o a precios corrientes). Para realizar cualquiera de estos dos tipos de estimaciones existen dos métodos, uno directo y otro indirecto.

En el caso de las estimaciones de PBG nominal o a precios corrientes, el Método directo consiste en calcular el VBP y el CI para cada uno de los años, utilizando precios y cantidades del año de referencia y a su vez, se lo puede realizar desde el punto de vista de los productos o desde el punto de vista de la explotación.

El punto de vista de los productos consiste en calcular el valor de la producción y el consumo intermedio multiplicando las cantidades producidas y los insumos empleados en una actividad por sus precios, mientras que el de la explotación requiere estimar el valor agregado por cada unidad productiva, a través de sus Estados Contables, y obtener luego el del sector sumando el de todas las que lo componen.

El Método indirecto consiste en calcular el VBP y el CI para algún año base, y el resto de los años se calcula mediante extrapolación con un índice de valor (IV) o bien mediante la conjunción de un índice de volumen físico (IVF) y un índice de precios (IP) adecuado.

La utilización de uno u otro método, lo define en gran medida la formalidad o informalidad del sector, ya que de esto depende el grado de disponibilidad de la información.

Las estimaciones del PBG real o a precios constantes se pueden realizar de manera directa si se obtienen las cantidades de todos los años y se multiplica por los precios del año base, o de manera indirecta si se aplican índices de volumen físico a los valores del año base, o bien se deflacta para cada año los valores corrientes, en este último caso se puede aplicar deflación simple o doble deflación.

Tal como en el caso anterior, la utilización de uno u otro método lo define en gran medida la formalidad o informalidad del sector, ya que de esto depende el grado de disponibilidad de la información.

OBSTÁCULOS A LAS MEDICIONES DE PBG PROVINCIAL

En la actualidad las direcciones de estadísticas provinciales se enfrentan a obstáculo significativo para contar con información en calidad y oportunidad que es la falta de presupuesto para montar una infraestructura que le permita medir el PBG de manera rápida y precisa.

De esta manera, el PBG se mide a partir de los operativos de encuesta que realiza el INDEC en los territorios provinciales, cuya representatividad es válida para niveles nacionales por lo que en las provincias se suele realizar un relevamiento bastante acotado de la actividad económico-productiva llevada a cabo en los respectivos territorios.¹⁶⁸

En el caso de la Provincia de Mendoza, el PBG es estimado por la Universidad Nacional de Cuyo a través de consultas directas a las principales empresas y cámaras de los sectores más representativos, atendiendo a las reglas de relevamiento estadístico y a las condiciones de calidad y oportunidad de la información.

¹⁶⁸ Como ejemplo tómesese que en los Censos Económicos se buscaba hacer un relevamiento de la actividad económico-productiva pero no pasó de ser una encuesta muy grande, que sólo alcanzó a tomar entre un 50% y un 70% de la actividad económica de las provincias dependiendo del grado de formalidad que existiera en cada territorio provincial.

Sin embargo, estas estimaciones no cuentan con un parámetro para evaluar si se está realizando correctamente el relevamiento, a la vez que la información que se publica es de una periodicidad que dificulta su utilidad para la toma de decisiones.

Se busca entonces contar con un estimador de la evolución de la actividad económica en la Provincia que pueda reflejar adecuadamente esta evolución, para lo cual el consumo de energía podría ser un buen indicador y para el cual se dispone de información con una periodicidad menor que con la que actualmente se publican las estimaciones del PBG de Mendoza.

OBJETIVO

El presente trabajo propone construir un estimador indirecto de actividad económica para la provincia de Mendoza, sobre la base de las demandas energéticas de la Provincia que sirva de alternativa complementaria a la realización de las tareas descritas hasta aquí.

El objetivo es contar con una herramienta que permita estimar la evolución trimestral del Producto Bruto Geográfico (PBG) de Mendoza, en moneda constante, sobre la base de los consumos energéticos: la energía eléctrica (EE), el gas distribuido por redes (GDR) y los productos derivados del petróleo.

ANÁLISIS DE LA RELACIÓN PBG-CONSUMO DE ENERGÉTICOS

Como primera medida se busca conocer qué relación existe entre PBG y consumo de energéticos y qué relación existe entre la evolución del PBG y la evolución en el consumo de energéticos.

En estas relaciones se debe tener en cuenta a priori que no se mantienen constantes por períodos prolongados de tiempo, ya que el consumo de energéticos varía en función del crecimiento demográfico, del clima, de la disponibilidad de recursos e infraestructura para su generación, transporte y distribución, de los precios relativos de los energéticos –entre sí y con respecto del resto de los bienes y servicios que se consumen en el territorio provincial- y de la tecnología disponible para su utilización.

Algunos de estos factores también son determinantes del nivel de producción (como es el caso del crecimiento demográfico) pero en otros casos las variaciones de los determinantes mencionados podrían determinar que la relación nivel de actividad económica-consumo de energía varíe, pudiendo conducir a errores en la estimación del PBG a través del consumo de energéticos.

Por otra parte se debe tener en cuenta qué clase de estimación pretende realizarse en el sentido de si se pretende obtener un estimador global de la evolución de la actividad

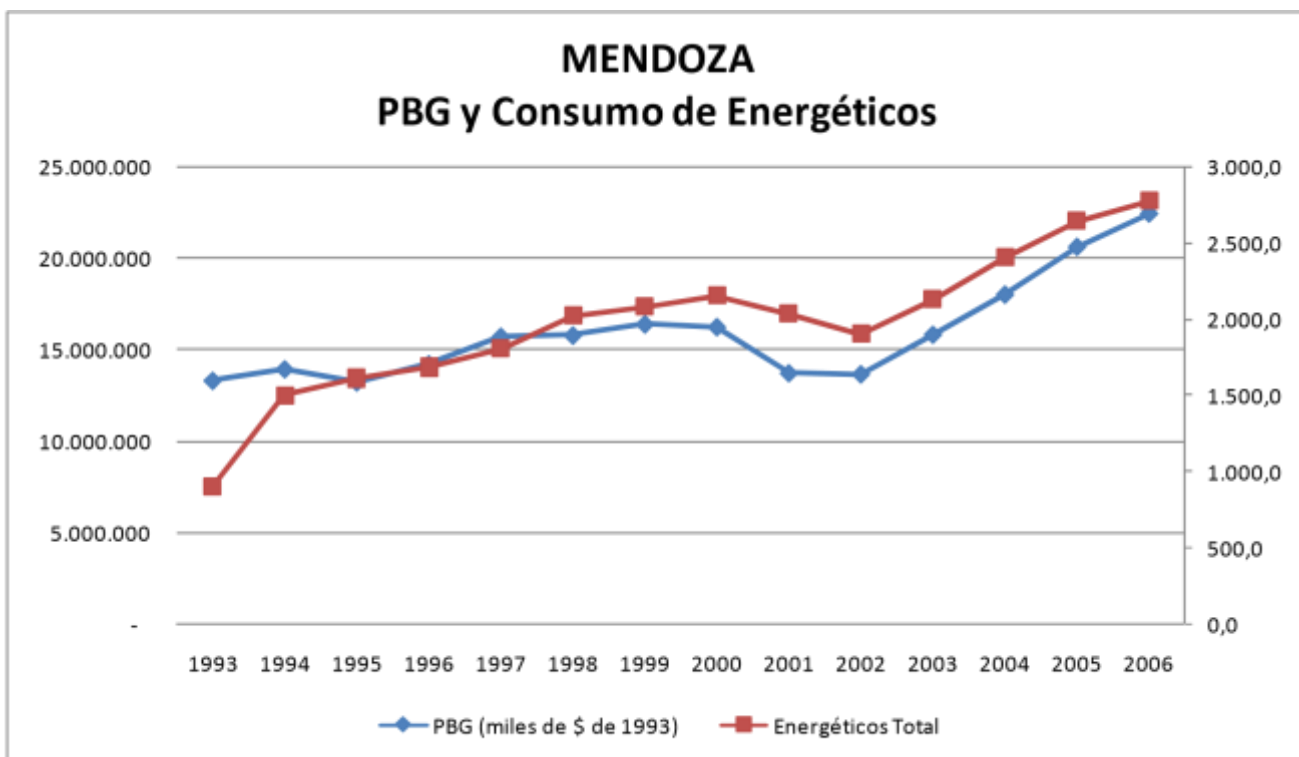
económica que permita deducir el comportamiento de los sectores (es decir un indicador del tipo *top-bottom*) o si se busca conocer la evolución de la actividad económico-productiva de los sectores que componen la economía provincial para luego arribar a un cálculo del PBG provincial como suma de la evolución de los sectores (lo que configuraría un indicador del tipo *bottom-top*).

En este aspecto tienen una gran importancia:

Los objetivos que se planteen obtener a partir del análisis de la evolución del indicador – es decir, si pretende sólo conocerse la evolución de la actividad socioeconómica de la Provincia o si desea también saber cuáles fueron los sectores socioeconómicos en donde se produjeron las variaciones que llevaron a la variación agregada observada-;

el grado de detalle de la información disponible acerca del consumo de energéticos a nivel provincial y • la rapidez con la que se desea contar con esa información.

GRÁFICO N° 1



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CMMESA, ENARGAS y Secretaría de Energía de la Nación.¹⁶⁹

¹⁶⁹ Se tienen datos del consumo de energía eléctrica a partir de 1995 y de derivados del petróleo a partir de 1994, por lo que el análisis de la relación entre PBG y consumo de energéticos se torna válida a partir de 1995.

El primer análisis de la evolución interanual del PBG y del consumo de energéticos (energía eléctrica, gas distribuido por redes y derivados del petróleo) muestra cierta similitud de comportamiento, aunque en los años donde se producen variaciones importantes en la actividad socioeconómica el indicador no parece ajustar del todo bien.

A tales efectos conviene analizar con mayor detalle los años 1998 (estancamiento del PBG provincial y crecimiento del consumo total de energéticos), 2001 (mayor caída del PBG con respecto del consumo de energéticos) y 2006 (menor incremento en el consumo de energéticos con respecto del incremento del PBG).

Esto se debe a que el consumo de energéticos se compone de múltiples fuentes de energía y estos son consumidos por múltiples actividades, cada una de las cuales tiene patrones de conducta y de consumo parecidos pero a la vez diferentes.

De aquí surgen tres cuestiones:

¿Qué actividades son las determinantes del consumo de energéticos en la Provincia? Es necesario analizar cuáles son las que ajustan mejor y cuáles tienen patrones de consumo independientes.

Consumos de energéticos, como el gas distribuido por redes (GDR) o el Fuel Oil, son un insumo para la generación de energía terciaria (la electricidad en Centrales Térmicas).¹⁷⁰

Si la evolución interanual del consumo de energéticos y del PBG ajustan perfectamente. ¿Es razonable extrapolar esta correlación para períodos de tiempo menores que involucran estacionalidades en la producción? Mejor dicho ¿Las estacionalidades en el consumo de energéticos se ajustan a las estacionalidades en la producción de los sectores analizados? Esto requiere de un análisis más detallado.

Para ello es que primeramente se necesita conocer la estructura socio-productiva de la Provincia para detectar las actividades más importantes.

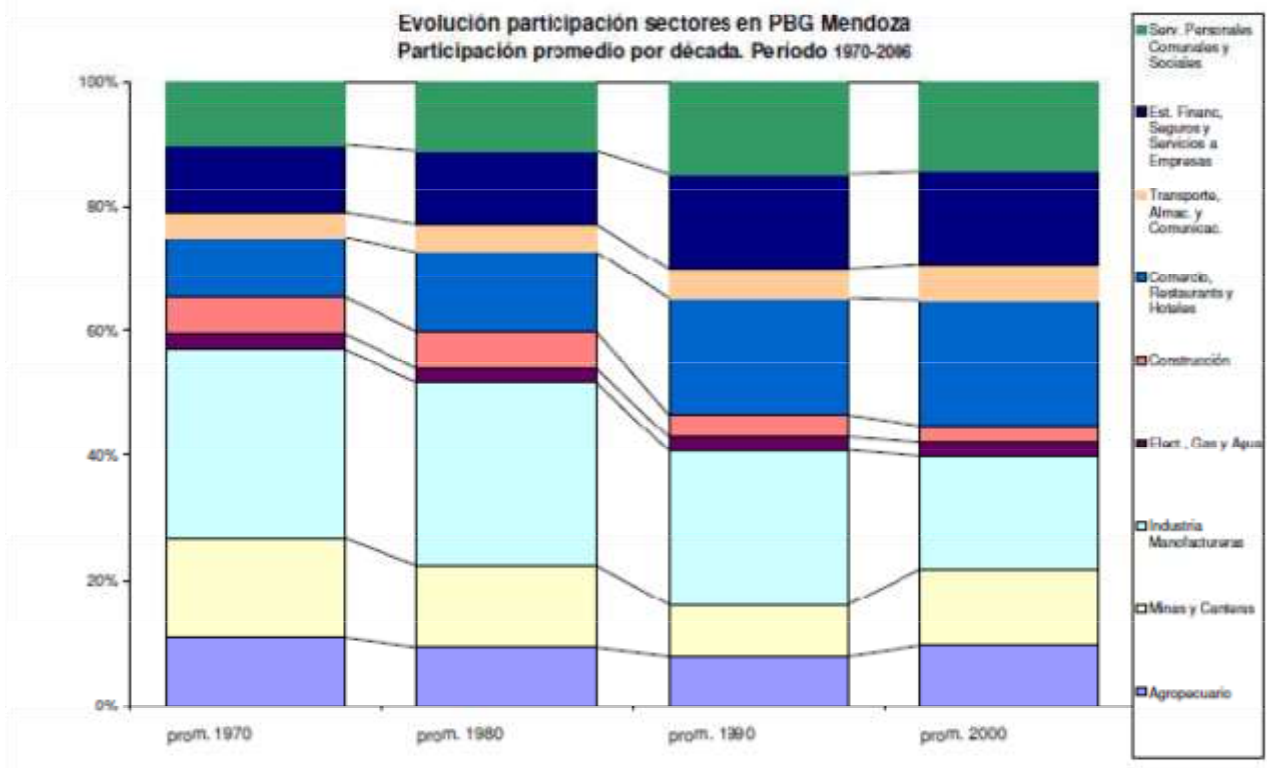
En este sentido, mientras menos desarrollada esté la Provincia, mayor importancia tendrán los consumos residenciales y menor relevancia los consumos productivos.

¹⁷⁰ Merece un párrafo aparte el análisis de:

a. la importancia del consumo de GDR en Centrales Térmicas (CT) en el total del consumo de GDR.

GRÁFICO Nº 2

GRÁFICO: PARTICIPACIÓN RELATIVA SECTORES PBG MENDOZA 1970-2006 (POR DÉCADAS)



Fuente: Matriz Energética Integral de la Provincia de Mendoza (2006).

Se observa cómo el sector industrial ha ido perdiendo importancia a manos de actividades terciarias (Comercio Restaurantes y Hoteles) y primarias del tipo extractivas (Minas y Canteras⁶).⁷

La importancia de la energía eléctrica a partir de fuentes térmicas con respecto del total (esto podría sumar a la EE dentro de los determinantes del consumo de GDR). Esta es una idea que merece mayor análisis.

Qué importancia tiene la sustitución de GDR por combustibles líquidos en la generación de EE y en otras actividades productivas, que en los últimos tiempos se ha dado debido a la escasez de gas natural, lo que haría que el consumo de GDR de CT se “despegue” del PBG o inaugure una nueva “era” en la relación entre las variables bajo análisis.

6

Se trata fundamentalmente de la extracción de petróleo y gas natural.

7

Mientras en los años '80 los sectores productores de bienes representaban el 60% del total del PBG mendocino, en la primer década del siglo XXI estos sectores representan el 45% del PBG total de la provincia.

Esto significa, en términos energéticos, que comienzan a tomar relevancia en la evolución del PBG actividades que son energéticamente menos intensivas (en el caso de los servicios) o que basan su actividad en consumos propios (la actividad petrolífera en su etapa de upstream).

De todas maneras, la industria manufacturera de la Provincia ha crecido un 50% en 35 años, por lo que su demanda de energéticos se ha incrementado y sigue siendo importante.

CUADRO Nº 1

CONSUMO (Módulo 5)								EMISION ESTIMADA DE CO2	Año:2006 en miles de TEP (kTEP) PROVISORIO MENDOZA Formas de Energía	
CONSUMO PROPIO	CONSUMO FINAL									
	TOTAL	NO ENERGETICO	ENERGETICOS							
RESIDENCIAL			COMERCIAL Y PUBLICO	TRANSPORTE	AGROPECUARIO	INDUSTRIA				
	0.0									
	0.0									
	0.0									
	0.0									
	0.0									
	18.3		16.0	2.4				77	0.92%	
	0.0									
	0.007						0.007			
0	0.0	18.3	0.0	16.0	2.4	0.0	0.0	77.2		
	-18.2	372.1		75.3	67.2	0.7	30.9	197.9	2 074	25%
		1 245.1		271.7	43.2	179.5		750.7	2 799	33%
	-142.9	0.0							628	8%
		40.8		33.8	1.4			5.5	181	2%
		109.3				109.3			308	4%
		3.3		3.0		0.3			10	0%
		580.6				493.5	87.1		1 754	21%
	-50.2	19.0						19.0	253	3%
		61.3						61.3	286	3%
		11.9	11.9						0	0%
		0.0							0	0%
		0.0							0	0%
		0.0							0	0%
		15.2						15.2	0	0%
0	-220.3	2 458.5	11.9	383.8	111.8	783.3	118.0	1 049.6	8 290	
0	-220.3	2 476.8	11.9	399.7	114.2	783.3	118.0	1 049.6	8 367	

Fuente: Matriz Energética Integral de la Provincia de Mendoza (2006).

En el cuadro N° 1 se observa que la industria representa el 47% del consumo de energía de la provincia de Mendoza.¹⁷¹

En contrapartida, el sector Comercial concentra sólo el 4% del consumo de energéticos y el sector residencial cerca del 15% del consumo.

De esta manera se comprueba que, a medida que se desarrolla una región, al pasar de actividades primarias (extractivas o de cultivo) hacia actividades secundarias (industriales) el indicador de actividad económica basado en energía se torna relevante pero al pasar hacia actividades terciarias, el mismo pierde importancia al “desacoplarse” la actividad económica del consumo de energía.

Como segundo paso, sería necesario conocer el comportamiento estacional de las actividades socioproductivas más relevantes para poder tener una idea de cómo evolucionaría el PBG.

La actividad de Comercio, Restaurantes y Hoteles muestra un comportamiento bastante estable a través del año debido a la variada oferta turística de la Provincia y a un consumo constante de su población.

La actividad de extracción de hidrocarburos tampoco muestra estacionalidades relevantes pero esta actividad está basada principalmente en autoconsumo de energéticos (combustibles líquidos y gas sin procesar) debido a que se encuentran lejos de las redes que distribuyen los energéticos, por lo que se encuentra fuera de alcance para la medición del PBG a través del consumo de energéticos de manera oportuna.

La Industria Manufacturera se basa principalmente en la agroindustria, la cual tiene una fuerte estacionalidad en los meses de verano y principios del otoño, cuando se cosechan los productos agrícolas y se realizan los procesos industriales que le dan valor agregado.

Sin embargo, existen industrias electrointensivas que presentan mayor relevancia en el consumo de energéticos, tales como la Refinación de Petróleo, la Cristalería y la Elaboración de Cemento, que muestran un comportamiento que no tiene mayores estacionalidades, por cuanto se trata de procesos industriales que requieren continuidad en el tiempo para ser competitivos.

De tal manera se puede observar que las principales actividades productivas no presentan mayores estacionalidades.

En términos de consumos residenciales, el consumo de energía eléctrica tenía estacionalidades muy marcadas, con un incremento importante durante el verano, pero en los últimos tres años se observa un nuevo pico durante el invierno a partir de la

¹⁷¹ Este porcentaje tiene en cuenta los consumos propios realizados por centros de transformación como refinerías o centrales térmicas.

masificación del uso de este energético para calefaccionar los hogares mediante el uso de los acondicionadores split.

EL CONSUMO DE ENERGÍA COMO ESTIMADOR DE LA ACTIVIDAD ECONÓMICA

Mirabella de Sant y Nanni (2000), en la búsqueda de un indicador de la evolución interanual del PBG de Tucumán encontraron que el consumo residencial de energía eléctrica era un buen estimador, aún cuando esa provincia tiene consumos industriales mucho más relevantes y el consumo de energía eléctrica residencial no siempre obedece a la evolución del PBG sino que depende de muchas otras variables (clima, igual distribución del PBG y de la riqueza entre la población a través del tiempo, cambios tecnológicos, etc...).

En ese sentido tiene similitudes con un paper que se menciona frecuentemente en los cursos de Econometría inicial que mostraba la existencia de una fuerte correlación entre la cotización de la Bolsa de Londres y la cantidad de días que llovía en esa ciudad.

La coincidencia temporal de ninguna manera implica correlación o causalidad, que es lo que se busca encontrar en Economía aunque la mayoría de las veces sólo se demuestran coincidencias temporales. La clave es que dichas coincidencias se condigan con cierta lógica (eso es lo máximo que se puede hacer sin conocer procesos decisorios en mayor profundidad).

En resumen, se debe buscar un indicador de consumo de energéticos que permita tener una idea de la evolución del PBG pero que sea coherente con las actividades que se buscan medir.

A su vez, la información sobre los consumos energéticos que se utilicen deben estar disponibles en tiempo y forma que permitan hacer una estimación oportuna y confiable de la evolución de la actividad económica.

El consumo mensual e incluso diario y horario de EE por sectores está disponible a través del Ente Regulador de Energía Eléctrica (EPRE) y de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)¹⁷² en cuestión de días. Para su obtención y análisis se requiere de pocos recursos, por lo que su realización es bastante factible.

¹⁷² Al momento de analizar los consumos de EE debe tenerse en cuenta que CAMMESA publica las estadísticas de la energía eléctrica vendida a distribuidoras o a la jurisdicción la cual es considerada la energía bruta, es decir sin descontar las pérdidas por transporte, a las cuales se les deben deducir las pérdidas por distribución para obtener una medida de la energía utilizada.

Aunque pareciera ser sólo una cuestión de magnitudes, un avance tecnológico o una mejora (o un empeoramiento) en el gerenciamiento y mantenimiento de redes podría trastocar la relación que se dé entre consumo de energía eléctrica y actividad socioeconómica de una región.

El consumo mensual y diario de GDR se puede obtenerse de la página del ENARGAS, aunque este mismo distribuido por actividades sólo se obtiene mensual. En cuanto a factibilidad se trata de un caso análogo al del consumo de EE.

El consumo mensual de derivados del petróleo resulta mucho más difícil de obtener ya que la Secretaría de Energía de la Nación sólo provee información sobre las ventas por jurisdicción, el cual no siempre es un indicador de actividad económica debido a su posibilidad de ser stockeados y que no provean al desarrollo de una actividad socio-productiva en el momento en que son vendidos. Su obtención también tiene una demora mínima y la información es pública.

METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DEL PBG

La metodología para la proyección del Producto Bruto Geográfico (PBG) se basa en estimaciones econométricas que responden al análisis y detección de variables energéticas que explicaron la variación del Producto Bruto en el pasado.

En general se requieren gran cantidad de datos, por lo que se detectan relaciones de largo plazo-, obteniendo una estructura de la relación entre la variable a explicar –PBG y las variables explicativas, sintetizadas en una ecuación de comportamiento.

La estimación de la estructura de la ecuación se realizó teniendo en cuenta lo establecido por la teoría económica y el conocimiento de quienes actúan en el sector, relacionado con el consumo de energéticos.

Es importante mencionar que para la composición de estas ecuaciones se realizó un trabajo iterativo de inclusión, análisis y selección o exclusión de posibles variables explicativas, analizando diversos aspectos como el grado de ajuste y predictibilidad del modelo a los datos, el tamaño del error de estimación, la correlación que pueda existir entre los errores de estimación cometidos a través del tiempo¹⁷³ y su relación con otras variables explicativas incluidas en el modelo o ecuación¹⁷⁴.

Se trabajó con variables económicas (PBG) deflactadas a los fines de evitar los efectos de la inflación que pueden distorsionar el análisis de la evolución de las variables.

¹⁷³ Este problema se conoce como Autocorrelación Residual y su existencia puede generar errores en la estimación de los coeficientes afectando a la precisión de las estimaciones. Para eliminarla se suele utilizar la inclusión de modelos estadísticos como el Autorregresivo de Orden 1 [AR(1)] o, si la estimación resulta estacionaria, un modelo de Medias Móviles [MA(1)].

¹⁷⁴ Su inestabilidad en el tiempo y alta variación indican problemas de heterocedasticidad, que deben ser corregidos utilizando herramientas que solucionen este problema como la utilización de regresiones en logaritmos, la realización de una regresión por Mínimos Cuadrados Generalizados (MCG) o la estimación de matrices de varianzas y covarianzas que tengan en cuenta la existencia de este problema.

Luego se estimaron los coeficientes asociados a cada variable independiente o explicativa, los cuales indican la relación entre la variación de la/s variable/s explicativa/s y la variable dependiente.

Todo este procedimiento se realizó a través de la metodología de cálculo denominada Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) que busca minimizar el error de estimación elevado al cuadrado (comúnmente conocido como varianza), operación útil para eliminar el signo asociado a cada error de estimación.

El cálculo de las estimaciones se realizó, en primera instancia, con variables trimestrales y, luego, con variables anuales.

VARIABLES UTILIZADAS

Para el Valor Agregado anual se utilizaron los datos del PBG publicados por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas (DEIE) calculados por la Facultad de Ciencias Económicas de la UNCuyo.

Para los datos trimestrales se utilizaron los valores del PBG trimestral suministrados por la Facultad de Ciencias Económicas de la UNCuyo.

En relación con los consumos energéticos, para determinar los valores de la demanda de energía eléctrica, se utilizaron los valores de demanda eléctrica de la Provincia, sobre la base de la compra mensual de electricidad que realizaron las Distribuidoras y Grandes Usuarios (GUMAS) de la Provincia al Mercado Eléctrico Mayorista, según lo informado por CAMMESA. Para su trimestralización se sumaron los valores mensuales.

Respecto de los consumos mensuales de gas distribuido por redes se computaron los datos informados por ENARGAS como “gas entregado” en la Provincia. Para su trimestralización se sumaron los valores mensuales.

Para los productos derivados de petróleo, los datos fueron los provenientes de la información emitida por la Secretaría de Energía, en Tablas Dinámicas SESCO de Downstream, sobre la venta mensual para la Jurisdicción de Mendoza.

Para su trimestralización se sumaron los valores mensuales. Estos productos son los siguientes: motonaftas, gas oil y diesel oil, carbón residual, fuel oil, kerosene y aerokerosene, gas licuado y no energéticos

Es necesario destacar que las distintas demandas energéticas se llevaron a una unidad común: kTEP (miles de toneladas equivalentes de petróleo).

ESTIMACIÓN TRIMESTRAL¹⁷⁵

Utilizando los datos trimestrales según la información disponible, para el período 1997:1 hasta 2004:4, se estimó la siguiente ecuación:

$$PBG_t = \beta_0 + \beta_1 EET_t + \beta_2 GDRT_t + \beta_3 DPT_t$$

Siendo:

PBG_t = Producto Bruto Geográfico de Mendoza del trimestre t.

EET_t = Demanda trimestral de energía eléctrica de Mendoza (en kTEP).

$GDRT_t$ = Demanda trimestral de Gas Distribuido por Redes (en kTEP).

DPT_t = Demanda trimestral de Derivados de Petróleo (en kTEP).

Esta ecuación se estimó pero se encontraron numerosos problemas que no hicieron posible su utilización.

El escaso poder explicativo de las variables energéticas trimestrales utilizadas, se puede deber a que los datos trimestrales de Producto Bruto aún son experimentales y no definitivos.

Por otro lado, se utilizaron variables dummies para captar la estacionalidad sin poder lograr significatividad en los coeficientes asociados, probablemente por el mismo motivo que el descripto anteriormente.

ESTIMACIÓN ANUAL

Utilizando datos anuales según la información disponible, entre 1994 y 2006, se estimó la siguiente ecuación:

$$PBG_t = \beta_0 + \beta_1 EET_t + \beta_2 GDRT_t + \beta_3 DPT_t$$

Siendo:

¹⁷⁵ En la descripción trimestral se muestra primero el año y luego el trimestre respectivo. Por ejemplo “1997:1” muestra el primer trimestre del año 1997.

PBG_t = Producto Bruto Geográfico de Mendoza del año t.

EE_t = Demanda anual de energía eléctrica de Mendoza (en kTEP).

GDR_t = Demanda anual de Gas Distribuido por Redes (en kTEP).

DP_t = Demanda anual de Derivados de Petróleo (en kTEP).

Obteniéndose los resultados mostrados en el Anexo I.

Se destaca la baja significancia de la demanda de gas distribuido por redes (GDR) y, adicionalmente, el signo es diferente al esperado (negativo)¹³.

Se realizaron estimaciones alternativas con diversas variables adicionales: la demanda de gas distribuido por redes sin la demanda de las centrales eléctricas¹⁴, la demanda de gas distribuido por redes sin el consumo de gas en yacimientos y la demanda de gas distribuido por redes sin el consumo de gas en yacimiento y sin el consumo de gas residual¹⁵ que realiza la Refinería de Luján de Cuyo.

En todos los casos los coeficientes asociados a las variables relacionadas con el gas distribuido por redes fueron poco significativos.

Ante esta situación se estimó la ecuación referenciada sólo con las demandas de energía eléctrica y de productos derivados del petróleo, obteniéndose los resultados mostrados a continuación:

Dependent Variable: PBG

Method: Least Squares

Date: 04/26/07 Time: 18:38

Sample: 1994 2006

Included observations: 13

<i>Variable</i>	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>t-Statistic</i>	<i>Prob.</i>
<i>C</i>	<i>-2637162.</i>	<i>585989.7</i>	<i>-4.500356</i>	<i>0.0011</i>
<i>EE</i>	<i>17504.91</i>	<i>2105.805</i>	<i>8.312691</i>	<i>0.0000</i>
<i>DP</i>	<i>10877.22</i>	<i>1206.127</i>	<i>9.018305</i>	<i>0.0000</i>
<i>R-squared</i>	<i>0.976908</i>	<i>Mean dependent var</i>		<i>9337261.</i>
<i>Adjusted R-squared</i>	<i>0.972289</i>	<i>S.D. dependent var</i>		<i>1434278.</i>
<i>S.E. of regression</i>	<i>238758.8</i>	<i>Akaike info criterion</i>		<i>27.80347</i>
<i>Sum squared resid</i>	<i>5.70E+11</i>	<i>Schwarz criterion</i>		<i>27.93384</i>
<i>Log likelihood</i>	<i>-177.7225</i>	<i>F-statistic</i>		<i>211.5206</i>
<i>Durbin-Watson stat</i>	<i>1.916119</i>	<i>Prob(F-statistic)</i>		<i>0.000000</i>

De esta estimación no se hallaron problemas de autocorrelación en los residuos ni de heterocedasticidad, alcanzando el modelo un alto poder explicativo, como lo demuestra el siguiente gráfico:

13

En general, el signo negativo del consumo de GDR en relación con PBG suele explicarse en el uso del GNC como combustible para el transporte debido a que se trata de un bien inferior en comparación con los combustibles tradicionales (derivados del petróleo) debido a su menor potencia, su menor autonomía, a que requieren de una inversión adicional y a que los autos con GNC requieren de mayor mantenimiento.

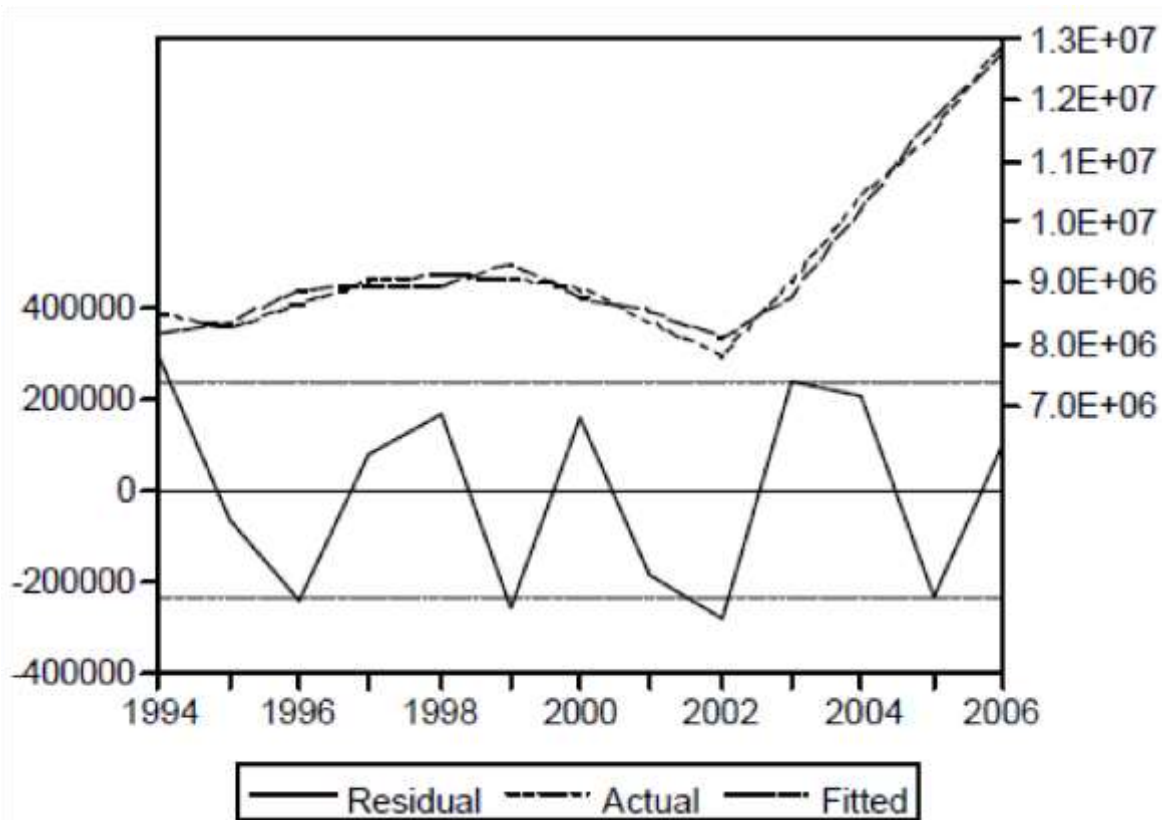
Deberá analizarse particularmente el comportamiento de esta relación, por cuanto parece haberse invertido el signo a partir del encarecimiento del precio de las naftas con relación al GNC en un contexto de crecimiento del PBG provincial, lo que podría requerir de un estudio más detallado. 14

Se intentó eliminar la demanda de gas de centrales eléctricas por su posible multicolinealidad con la demanda de energía eléctrica, por el hecho de que el gas es utilizado por estas centrales para la generación de energía eléctrica.

15

Este consumo de gas, denominado como “residual” por la Refinería, corresponde al gas seco remanente luego del procesamiento del gas natural, extraído en los pozos de la cuenca cuyana, en la Planta de Tratamiento de Gas Luján de Cuyo (propiedad de Repsol YPF). Estos consumos no aparecen en los datos del ENARGAS.

GRÁFICO Nº 3



Por lo cual la ecuación hallada, para explicar el comportamiento histórico del PBG, es la siguiente:

$$PBGT = -2.637.1621 + 17.504,9 EET + 10.8779,2 DPT$$

También se realizó la estimación de las mismas variables en logaritmos para poder estimar elasticidades individuales cuyos resultados se muestran en el Anexo I, con lo cual se obtuvieron las siguientes conclusiones:

Una variación en la demanda de energía eléctrica en un 10% implica una variación de 5,93% del mismo signo en el PBG.

Una variación en la demanda de derivados de petróleo en un 10% implica una variación de 6,65% del mismo signo en el PBG.

PROYECCIÓN

Teniendo en cuenta las estimaciones realizadas se proyectó la variación del PBG para 2007, sobre la base de las variaciones de la demanda de los derivados de petróleo y de la energía eléctrica para este mismo año.

Se construyeron tres escenarios alternativos de variaciones energéticas.

Escenario I

Se supuso que los energéticos en el 2007 tendrán la misma tasa de crecimiento que la experimentada en el 2006, lo cual arroja un PBG al 2007 de 14.444 millones de pesos de 1993.

Este valor implica una variación de la actividad económica de la Provincia de 12%.

año	PBG en miles de \$ de 1993		EE en kTEP		DP en kTEP	
	Valor	Variac. %	Valor	Variac. %	Valor	Variac. %
2007	14.444.421	12.0%	441	6.5%	860	12.6%

Escenario II

Se supuso que los energéticos en el 2007 tendrán el mismo crecimiento que la tasa media experimentada en el período 2001-2006, lo cual arroja un PBG al 2007 de 14.045 millones de pesos de 1993.

Este valor implica una variación de la actividad económica de la Provincia de 8,9%.

Variación Energéticos con el promedio periodo 2001-2006

año	PBG en miles de \$ de 1993		EE en kTEP		DP en kTEP	
	Valor	Variac. %	Valor	Variac. %	Valor	Variac. %
2007	14.045.607	8.9%	437	5.5%	830	8.7%

Escenario III

Se supuso que los energéticos en el 2007 tendrán el mismo crecimiento que la tasa media experimentada en el período 2004-2006 (período de expansión económica y energética), lo cual arroja un PBG al 2007 de 14.691 millones de pesos de 1993.

Este valor implica una variación de la actividad económica de la Provincia de 13,9%.

Variación Energéticos con el promedio período 2004-2006

año	PBG en miles de \$ de 1993		EE en kTEP		DP en kTEP	
	Valor	Variac. %	Valor	Variac. %	Valor	Variac. %
2007	14.691.102	13.9%	440	6.1%	886	16.0%

CONCLUSIONES

El presente trabajo buscó realizar un mecanismo para poder obtener la estimación del nivel de actividad económica de la Provincia de Mendoza, proyectando el Producto Bruto Geográfico a través de las proyecciones de las demandas de electricidad y productos derivados de petróleo.

Las demandas de electricidad y las de productos derivados de petróleo, según los datos del Balance Energético Provincial¹⁷⁶, satisfacen aproximadamente la mitad del total del consumo energético de Mendoza.

Por otra parte, las variaciones de estos energéticos explican casi el 97% de la variación del Producto Bruto Geográfico de la Provincia.

Las demandas de GDR de Mendoza, que satisfacen el otro 50% de la demanda energética, tienen un relativamente bajo poder explicativo de las variaciones trimestrales del Producto Bruto Provincial.

¹⁷⁶ Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Mendoza, IRESE, Matriz Energética Integral de la Provincia de Mendoza (Mendoza, UTN, 2007), 443 págs.

Posiblemente, esta situación podría ser explicada en el hecho que este energético no presenta estacionalidades relevantes en su uso.¹⁷⁷ De todas maneras el comportamiento del consumo de GDR deberá ser analizado con más detalle a la vista de la aparición de cuellos de botella que impiden que toda la demanda industrial pueda ser plenamente satisfecha.

A los efectos de la estimación, parece oportuno que, una vez que se tengan los datos de PBG trimestrales definitivos, se realice una nueva estimación para poder cotejar ambos indicadores y detectar las causas de algunas diferencias que se observaron durante el proceso.

El aspecto fundamental de estas estimaciones radica en el hecho de que las demandas energéticas se pueden obtener en forma rápida y sencilla, por lo cual la estimación provisoria del PBG trimestral tendría también estas cualidades.

En definitiva, al no contarse con una idea acabada de la evolución del PBG a nivel trimestral debe recurrirse a proxys. Estas proxys no están validadas porque no hay cómo establecer su validez (no hay contra qué indicador compararla), por lo que no queda otra alternativa que recurrir a la evolución de variables que ajusten bien pero que sean lógicas con la evolución del proceso socio-productivo.

Sino estaremos analizando la evolución de la bolsa de Londres basándonos en el clima reinante en esa ciudad.

ANEXO I

Estimación anual PBG en función de demanda de Energía Eléctrica (EE), demanda de productos derivados de petróleo (DP) y demanda de Gas Distribuido por redes (GDR).

¹⁷⁷ Aunque tanto la demanda residencial de GDR como la agroindustrial muestran una estacionalidad marcada durante el invierno, los principales demandantes de este fluido –refinería, cristalería, cementera y GNC- no presentan estacionalidades relevantes por lo que su evolución trimestral va por separado de la evolución del PBG (bastante marcada por el consumo de servicios).

<i>Dependent Variable: PBG</i>				
<i>Method: Least Squares</i>				
<i>Date: 04/26/07 Time: 12:33</i>				
<i>Sample: 1994 2006</i>				
<i>Included observations: 13</i>				
<i>Variable</i>	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>t-Statistic</i>	<i>Prob.</i>
<i>C</i>	<i>-2729151.</i>	<i>755826.3</i>	<i>-3.610818</i>	<i>0.0057</i>
<i>EE</i>	<i>21368.16</i>	<i>6372.078</i>	<i>3.353406</i>	<i>0.0085</i>
<i>DP</i>	<i>10175.78</i>	<i>1459.281</i>	<i>6.973148</i>	<i>0.0001</i>
<i>GDR</i>	<i>-61.34473</i>	<i>733.2983</i>	<i>-0.083656</i>	<i>0.9352</i>
<i>R-squared</i>	<i>0.977475</i>	<i>Mean dependent var</i>	<i>9337261.</i>	
<i>Adjusted R-squared</i>	<i>0.969967</i>	<i>S.D. dependent var</i>	<i>1434278.</i>	
<i>S.E. of regression</i>	<i>248561.1</i>	<i>Akaike info criterion</i>	<i>27.93242</i>	
<i>Sum squared resid</i>	<i>5.56E+11</i>	<i>Schwarz criterion</i>	<i>28.10626</i>	
<i>Log likelihood</i>	<i>-177.5608</i>	<i>F-statistic</i>	<i>130.1865</i>	
<i>Durbin-Watson stat</i>	<i>2.414036</i>	<i>Prob(F-statistic)</i>	<i>0.000000</i>	

Estimación anual y en logaritmos del PBG en función de demanda de Energía Eléctrica (EE) y demanda de productos derivados de petróleo (DP).

<i>Dependent Variable: LPBG</i>				
<i>Method: Least Squares</i>				
<i>Date: 04/26/07 Time: 18:41</i>				
<i>Sample: 1994 2006</i>				
<i>Included observations: 13</i>				
<i>Variable</i>	<i>Coefficient</i>	<i>Std. Error</i>	<i>t-Statistic</i>	<i>Prob.</i>
<i>C</i>	<i>8.389493</i>	<i>0.465678</i>	<i>18.01567</i>	<i>0.0000</i>
<i>LEE</i>	<i>0.593100</i>	<i>0.080676</i>	<i>7.351679</i>	<i>0.0000</i>
<i>LDP</i>	<i>0.665051</i>	<i>0.083691</i>	<i>7.946493</i>	<i>0.0000</i>
<i>R-squared</i>	<i>0.964646</i>	<i>Mean dependent var</i>	<i>16.03979</i>	
<i>Adjusted R-squared</i>	<i>0.957575</i>	<i>S.D. dependent var</i>	<i>0.141342</i>	
<i>S.E. of regression</i>	<i>0.029113</i>	<i>Akaike info criterion</i>	<i>-4.036113</i>	
<i>Sum squared resid</i>	<i>0.008475</i>	<i>Schwarz criterion</i>	<i>-3.905741</i>	
<i>Log likelihood</i>	<i>29.23474</i>	<i>F-statistic</i>	<i>136.4255</i>	
<i>Durbin-Watson stat</i>	<i>1.901510</i>	<i>Prob(F-statistic)</i>	<i>0.000000</i>	

SESIÓN 8

CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM, FOREIGN DIRECT INVESTMENT AND OFFICIAL DEVELOPMENT ASSISTANCE: A COMPARATIVE ANALYSIS

Iva Hristova

CGEMP, Université Paris Dauphine

Abstract

Overview

Nowadays, developing countries perceive every year different financial flows, through Foreign Direct Investments (FDI), Official Development Assistance (ODA) and CDM. Given their nature and their purposes, all those flows should concern different sectors, levels of cooperation and countries.

Financial flows resulting from FDI have the purpose of market seeking, resource seeking or efficiency seeking. ODA flows concern social and economic infrastructure and services of a State, while CDM are focusing on the environmental compliance.

Beside that, FDI concern mainly the interaction at the firm level, ODA is driven at the state level and CDM are involving both state and firm interactions.

However, all those flows concern directly and indirectly the industry, the electricity generation process and the environment of a given country. The aim of this study is to check whether CDM, FDI and ODA may have a crowding- out effect or they can represent a complementary investment solution.

Methods

In order to test the complementarity of those flows, I implement two methods: a data analysis or descriptive data of the nowadays situation and an estimation of the determinants of CDM flows and comparison with those of FDI and ODA.

Thus, the first part draws a comparison between the financial flows created within the CDM, and those resulting from FDI and Development Aid. This comparison concerns the

major recipient/host countries, the major emitter/demand countries, the sectors concerned by those flows and finally the evolution of those flows and the cumulated stocks.

Then, I focus on the determinants of these flows and the existing similarities and differences. As the existing empirical literature on FDI and development Aid's determinants is quite rich, our estimations focus mainly on CDMs. After a review of the existing literature and the methodology that is applied, I prefer to focus on the financial flows that are resulting from the CDM and not on the number of projects. My point of view is based on the idea that the determinants that a country may host more projects may not be totally the same as those implying that a country may receive more financial investments. Indeed, one country may host an important number of small-scale projects that are not requiring an important implication of the infrastructure of a country while in the case of a large-scale project the latter should matter significantly.

Results

The results from those two analysis lead to the idea that ODA and CDM are more complementary investment solutions, while CDM and FDI may have a crowding-out effect.

Conclusions

The fact that the same country, given its characteristics, may attract both FDI and CDM flows is not an issue. However, it can become one when the presence of FDI can have a negative impact on the receiving of CDM. Given the idea that FDI and CDM exist within initiatives with very different purposes, the presence of FDI should be more a triggering effect for the implementation of CDM projects. Nevertheless, this situation may be explained by the technology transfer issue that is fundamental for both CDM and FDI. Indeed, FDI present an advantage on the protection of property rights and the possibility for the emitter country to keep the control on its patents.

References

Capoor, K. and Ambrosi, P.: 2009, State and trends of the carbon market 2009, Technical report, World Bank, Washington, D.C.

UNCTAD, FDI/TNC database, 2010

WDI, The World Bank (2007). World Development Indicators, <http://publications.worldbank.org/WDI>.

OECD.Stat, ODA DAC countries Database, 2010

Flues (2010), "Who hosts the Clean Development Mechanism? Determinants of CDM project distribution ", University of Zurich, Center for Comparative and International Studies (CIS) and

ETH WP

Dolsak, N. and Bowerman, E., (2007), "Investments in global warming mitigation. The case of the Clean Development Mechanism", Paper presented at the annual meeting of the Western Political Science Association. Las Vegas.

Dunning, John H. (2002). "Determinants of Foreign Direct Investment: Globalization Induced Changes and the Role of FDI Policies," Background Paper for the Annual Bank Conference on Development Economics held in Oslo, World Bank, Washington, D.C.

Ketterer, J., (2009), "Determinants of Clean Development Mechanism Projects", International Energy Workshop Venice.

Dinar et alii (2008), "Factors Affecting Levels of International Cooperation in Carbon Abatement Projects", The World Bank, Development Research Group, Sustainable Rural and Urban Development Team, WP.

Jung, Martina. 2006. "Host country attractiveness for CDM non-sink projects." *Energy Policy*, 34 (2006): 2173-2184.

Wang, H. and Firestone, J., (2009), "The analysis of country-to-country CDM permit trading using the gravity model in international trade", Working Paper .

Acemoglu, D., Aghion, P. and Zilibotti, F.: 2006, Distance to frontier, selection, and economic growth, *Journal of the European Economic Association* 4(1), 37–74.

Alberto A. and D., Dollar, (1998), "Who Gives Foreign Aid to Whom and Why?," NBER Working Papers 6612, National Bureau of Economic Research

Alesina, A. and D., Dollar, (2000) " Who Gives Foreign Aid to Whom and Why?," *Journal of Economic Growth*

Macdonald, R., and J., Hoddinott, (2004), "Determinants of Canadian bilateral aid allocations: humanitarian, commercial or political?," *Canadian Journal of Economics*, Canadian Economics Association, vol. 37(2), pages 294-312, May

Hlavac, M., (2007), "Determinants of Multilateral Official Development Assistance: Evidence from a Panel Study of Countries in Sub-Saharan Africa", MPRA Paper No. 24243

Younas, J., (2008), "Motivation for bilateral aid allocation: Altruism or trade benefits", *European Journal of Political Economy* 24 (2008) 661–674

Round, J.I. , and M., Odedokun, (2003), "Aid effort and its determinants", *International Review of Economics & Finance*, Volume 13, Issue 3, 2004, Pages 293-309

Chong, A., and M., Gradstein, (2008), "What determines foreign aid? The donors' perspective", *Journal of Development Economics* 87 (2008) 1–13

McKern, B., (1996), "Transnational corporations and the exploitation of natural resources.", *Transnational corporations and world development*, UNCTAD-DTICI, Londres: Routledge.

Agarwal, Jamuna P. (1980). "Determinants of Foreign Direct Investment: A Survey." *Weltwirtschaftliches Archiv* 116: 737–773.

Narula, R., and M., Anabel, (2003), "FDI spillovers, absorptive capacities and human capital development: evidence from Argentina," *Research Memoranda 018*, Maastricht : MERIT, Maastricht Economic Research Institute on Innovation and Technology

Noorbaksh, F., Paloni, A and Youssef, A (2001). "Human Capital and FDI Inflows to Developing Countries: New Empirical Evidence", *World Development*, Vol. 29, No. 9, pp. 153-1610, 2001.

Choe, J.I., (2003), "Do foreign direct investment and gross domestic investment promote economic growth.", *Review Of Development Economics* 7 (1), 44-57.

Maskus, K.E., (1998), "The international regulation of intellectual property.", *Weltwirtschaftliches Archiv* 134 (2):186- 208.

Taylor (2000), C.T., "The impact of host country government policy on US multinational investment decisions.", *World Economy* 23 (5): 635- 647.

Chakrabarti, Avik (2001). "The Determinants of Foreign Direct Investment: Sensitivity Analyses of Cross-Country Regressions." *Kyklos* 54(1): 89-113

Nunnenkamp, P., Spatz, J., (2003), "Foreign Direct Investment and Economic Growth in Developing Countries: How Relevant Are Host-country and Industry Characteristics?", *Kiel Working Paper*, 1176.

Tsai, P.L., (1994), "Determinants of foreign direct investment and its impact on economic growth.", *Journal of Economic Development* 19 (1): 137-163.

Hines, J.R., (1995), "Forbidden payment: Foreign bribery and American business after 1977.", *NBER Research Working Paper No 5266*.

Wei, S., (1997), "How taxing is corruption on international investor", Working paper No 6030, National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA.

Gastanaga, V.M., Nugent, J.B., and B., Pashamova, (1998), "Host Country Reforms and FDI Inflows: How Much Difference do they Make?" World Development 26: 1299-1314.

ANÁLISE DOS INVESTIMENTOS EM EÓLICAS NO BRASIL POR MODELO DE *OPTION-GAMES*

Marta Dalbem¹⁷⁸

Luiz Eduardo Brandão¹⁷⁹

Leonardo Lima¹⁸⁰

Resumo:

No primeiro leilão de energia eólica no Brasil, alguns projetos de menor potencial eólico sobrepujaram outros de maior viabilidade econômica, em parte porque vencedores e perdedores do leilão apresentavam assimetrias, não só em termos de sua viabilidade econômica, mas também nas suas previsões a respeito da evolução futura do mercado de energia eólica no Brasil.

Com base na Teoria de Jogos com Opções Reais para duopólios assimétricos, este artigo analisa este problema como um jogo de preempção, procurando identificar até que ponto as discrepâncias na visão de futuro podem ter deixado de fora do leilão empresas com maiores chances de materializarem seus projetos. Demonstra-se que pequenas discrepâncias na visão subjetiva já são suficientes para causar esse problema. O risco de preempção de empresas menos viáveis cai quando há menos informação sobre as crenças dos concorrentes, porém ao custo de preços de energia mais elevados para os consumidores. Observa-se que quando há baixa incerteza e similaridade de crenças, fruto de política governamental mais clara, favorece-se tanto uma tarifa baixa de energia quanto uma indústria eólica mais forte no Brasil.

Palavras-chave: Análise de Investimentos, Jogos com Opções Reais, Energia Eólica

Abstract:

¹⁷⁸ DSc. pela Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: martadalbem@iag.puc-rio.br

¹⁷⁹ DSc., Professor da Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: brandao@iag.puc-rio.br

¹⁸⁰ DSc., Professor da Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: leonardolima@iag.puc-rio.br

In the first auction for wind power in Brazil, some projects with lower wind potential won over others with higher potential, perhaps because winners and losers were asymmetric not only in terms of their financial feasibility, but also in their expectations of what might be the prospects for the wind energy market in Brazil.

In the light of Option Games Theory for asymmetric duopolies, this paper analyses this problem as a preemption game with the purpose of identifying to what extent the bidders' differentiated beliefs about the future might have pushed more viable firms out of the auction. It is shown that even slight differences in beliefs yield this undesirable result. The risk of less viable firms preempting the market drops when their opponent's beliefs are unknown, but at the expense of higher energy prices for consumers. When uncertainty is low and beliefs are symmetric, a feasible scenario when the governmental policy for the sector is clearer, the result can be lower energy tariffs as well as a stronger wind industry in Brazil.

Key Words: Investment Decisions, Option-Games, Wind Energy

1. Introdução

Em 2009 havia no Brasil apenas 1,5 GW em capacidade eólica contratada, 99% através do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa. Tais parques deveriam estar gerando energia desde 2006, mas em função das dificuldades desta nova indústria, ao final de 2010 apenas 0,9 GW estavam em operação. Apesar dos problemas iniciais, a energia eólica é uma alternativa viável para evitar a carbonização da matriz elétrica brasileira e o governo decidiu contratar nova capacidade em 2009, através do primeiro leilão específico para o segmento, no qual a oferta – pulverizada em dezenas de empreendedores - foi três vezes maior que a demanda. Dois outros leilões ocorreram em 2010, conforme ilustrado na Tabela 1.

Os baixos preços, atrasos verificados e a experiência negativa de países como China e Reino Unido na contratação de parques eólicos através de leilões (Costa, La Rovere, & Assmann, 2008; Lema & Ruby, 2007), levantam dúvidas se toda a capacidade já contratada nos concorridos leilões no Brasil se materializará..

Tabela 1: Histórico de Contratações de Geração Eólica no Brasil

Ano	Mecanismo	Capacidade - GW	Preço Médio - R\$/MWh	Deságio
2004	PROINFA	1,4	270	-
2009	Leilão – 2º. LER	1,8	148	22%
2010	Leilão – 2º. LFA	1,5	134	20%
	Leilão – 3º. LER	0,5	122	27%

LER = Leilão de Energia de Reserva; LFA = Leilão de Fontes Alternativas

Os leilões de energia eólica no Brasil são no formato descendente, com preços-teto estabelecidos pelo governo: o preço vai sendo reduzido paulatinamente por montante ou percentual fixo em relação ao preço-teto e os projetos, previamente habilitados, permanecem no leilão eletrônico enquanto julgarem o preço aceitável. A demanda é desconhecida pelos participantes, que também desconhecem quantos participantes ainda permanecem em cada etapa do leilão. Quando a sobre oferta cai a ponto de prejudicar a competitividade, segundo critério conhecido apenas pelo governo, o leilão parte para seu último lance, em que os participantes são livres para dar seu último e menor preço em lance fechado. O governo contrata, então, diversos projetos – por ordem crescente de preços – os quais deverão entregar energia por 20 anos, contando a partir de 2-3 anos à frente da data do leilão, prazo para a construção dos parques.

A contratação em 2009, foco deste artigo, ocorreu durante a vigência do Plano Decenal de Expansão de Energia 2008, que previa que a energia eólica seria responsável por menos de 1% da capacidade de geração no Brasil em 2017. Os preços no mercado de curto prazo estavam também no piso de R\$ 16,25/MWh, o que levava a crer que contratações futuras de energia eólica, mais cara, não seriam significativas. Por outro lado, atrasos na construção de térmicas e hidrelétricas indicavam que a energia eólica seria uma boa alternativa para atender ao crescimento de 52% na demanda brasileira por energia até 2017. Havia no mercado, portanto, diferentes visões quanto ao comportamento futuro do valor de projetos eólicos. Dessa forma, o empreendedor deparava-se com a escolha entre investir imediatamente neste ambiente de incerteza, ou adiar a decisão à espera de uma melhor definição do mercado mesmo incorrendo em custos de oportunidade devido à possível perda de mercado e aumento de custos futuros.

O resultado do leilão 2009 mostra que os participantes em geral reagiram a esse dilema de forma surpreendente: alguns projetos em locais de menor potencial eólico ganharam o leilão, em detrimento de outros projetos mais viáveis; empresas com experiência internacional em eólicas sequer participaram do leilão, enquanto outras, novatas, venderam energia no leilão,

Este artigo procura analisar o que teria estimulado empresas menos experientes a apresentar comportamento agressivo neste leilão, enquanto que empresas de maior porte e experiência apresentaram comportamento mais conservador. Adotamos a

premissa de que estes dois grupos podem ser representados por duas empresas características, assimétricas, diante da decisão de entrar ou não no mercado. O problema é reduzido, assim, a um duopólio em jogo de preempção, em que a decisão de entrar equivale à decisão de aceitar estar no intervalo de preços da energia que foi vendida no leilão 2009.

Considera-se aqui que, ao decidir entrar neste mercado a empresa está tomando uma decisão de longo prazo de construir paulatinamente um portfólio de parques-padrão. O valor de tal empresa seria, portanto, o somatório do Valor Presente Líquido de seus parques-padrão, agregados ao longo do tempo. As empresas do duopólio são assimétricas com relação ao investimento necessário para entrar no mercado, quanto ao valor de seus parques-padrão, e quanto à visão de futuro.

Este artigo está assim organizado: após esta introdução, a Seção 2 apresenta a revisão da literatura de Jogos com Opções Reais. A Seção 3 detalha o modelo de duopólio com três assimetrias; a Seção 4 detalha como o modelo foi aplicado e discute os resultados das análises de sensibilidade aos parâmetros. A Seção 5 apresenta as conclusões e recomendações.

2. Revisão da Literatura

Tradicionalmente, a decisão de investir é baseada no método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) onde os fluxos de caixa futuros incertos são representados pelo seu valor esperado. Esta metodologia, no entanto, não permite considerar que decisões podem ser tomadas na medida em que os cenários vão se revelando, bem como a probabilidade de que tais cenários aconteçam. Essa flexibilidade para tomar decisões ótimas, à luz de novas informações recebidas ao longo do tempo, pode agregar um valor para o projeto que não é capturado pelo FCD.

Um caminho natural para resolver o problema foi usar a Teoria de Opções Financeiras, baseada nos trabalhos seminais de Black, Scholes & Merton, como inspiração para a avaliação de projetos reais sujeitos a incertezas e com opções embutidas. Tourinho (1979) foi o primeiro a aplicar a Teoria de Opções a projetos, iniciando o que se passou a chamar de Teoria das Opções Reais (TOR), impulsionada por muitos trabalhos que se seguiram, entre eles os de Brennan & Schwartz (1985), McDonald & Siegel (1986), Trigeorgis (1993), Copeland & Antikarov (2003) e Brandão, Hahn & Dyer (2005).

A Teoria de Opções Reais (TOR), no entanto, em geral ignora o fato de que os competidores também detêm opções que, ao serem exercidas, podem afetar o valor da empresa. Smets (1991) foi o primeiro a combinar a Teoria de Opções Reais e a Teoria dos Jogos, tendo modelado a competição de forma endógena para analisar um problema em que duas empresas simétricas entram em um novo mercado. Grenadier (1996), ao analisar o mercado imobiliário sob esta ótica, mostra que a interação estratégica pode trazer

resultados contraintuitivos, enquanto Grenadier (2000) apresenta uma coletânea de artigos que detalham a base matemática e conceitual da Teoria de Jogos com Opções Reais. No que se refere a jogos de preempção envolvendo duopólios e Opções Reais, o trabalho de Huisman & Kort (2001) estendeu o modelo de Smets (1991) e complementou a análise de Dixit & Pindyck (1994, cap. 8), mas ainda focando empresas simétricas. Huisman & Nielsen (2001) analisam um duopólio em que as empresas são assimétricas no que se refere apenas ao investimento inicial no projeto. Pawlina & Kort (2006), ainda considerando apenas a assimetria no investimento inicial, estendem o modelo de Huisman & Nielsen (2001), analisando em mais detalhe a região em que ambas as empresas são incentivadas a investir simultaneamente. Todos estes trabalhos analisam o problema em tempo contínuo, enquanto outros autores, como Smit & Ankum (1993), utilizam modelos em tempo discreto. Smit & Trigeorgis (2004) apresentam ambas as formas, embora foquem os modelos discretos. Azevedo & Paxson (2010) apresentam uma extensiva revisão da literatura de Jogos com Opções Reais e concluem que a literatura sobre Jogos com Opções Reais ainda está nos seus primórdios.

Neste artigo usamos como referencial teórico os trabalhos de Huisman & Nielsen (2001) e Pawlina & Kort (2006) para jogos de preempção para duopólios assimétricos estendendo-os para o caso de três assimetrias, uma delas a assimetria no processo de difusão do valor de uma carteira de projetos eólicos, o que representa uma contribuição original.

3. Modelagem do Problema Como um Duopólio Com Três Assimetrias

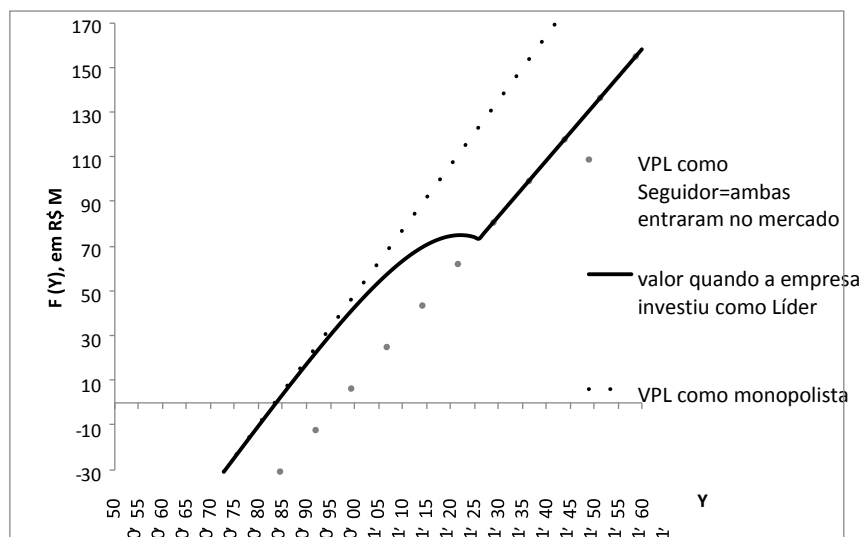
Procura-se identificar em jogos de preempção qual o resultado líquido entre as vantagens de investir mais cedo (preempção) *versus* as de esperar para investir. O investimento antecipado é uma forma de proteger a rentabilidade do projeto nas situações em que se auferem ganhos por ser o Líder no mercado - vantagem da primeira movida; por outro lado, o Seguidor obtém uma importante vantagem devido à flexibilidade para esperar e investir apenas em um cenário mais favorável - vantagem da segunda movida. Este dilema é solucionado ao se encontrar a estratégia ótima para cada jogador, considerando-se qual será a melhor resposta racional do outro jogador. Este problema é um caso de parada ótima, em que se procura identificar o ponto em que cada jogador deve parar de esperar, tomando finalmente a decisão de investir, e é resolvido de trás para frente, de modo que a ação ótima dos jogadores é considerada endogenamente no modelo.

A intuição subjacente a modelos de Jogos com Opções Reais aplicados a duopólios está ilustrada nas Figs. 1, 2 e 3, a seguir. Nas retas pontilhadas da Fig. 1 observa-se, ainda usando apenas o FCD, qual o impacto para uma empresa que antes estava sozinha no mercado da entrada de um competidor, que causa perda de parcela de mercado ou guerra de preços: o valor da empresa, antes descrito pela reta mais alta, passa a ser descrito pela reta mais baixa.

$F(Y)$ é o valor da empresa para cada realização de uma variável de estado Y , estocástica, que reflete, por exemplo, o impacto combinado das variações de preço para energia eólica no Brasil e das variações nos custos de implantação e operação sobre o valor de um projeto eólico padrão. Um Y maior significa que maior é o VPL de um novo projeto-padrão do portfólio e, portanto, maior o valor esperado da empresa de projetos eólicos.

Para uma empresa que entra no mercado como Líder, é intuitivo que quando a realização do Y for muito baixa, o valor do Líder tende a ser muito próximo daquele preconizado pelo método do FCD para uma situação de monopólio (reta mais alta da Fig.1). Isto, porque se o mercado está desfavorável, há pouco risco de que o competidor entrará logo no mercado, corroendo o valor do Líder. Para um Y alto o suficiente para também fazer o segundo jogador do duopólio entrar, o valor do Líder torna-se igual ao indicado pelo método do FCD em situação de duopólio. Para realizações do Y crescentes e entre essas duas situações-limite, o valor do Líder tende a crescer menos rapidamente, ou até mesmo a decair, refletindo a possibilidade cada vez mais premente de que o competidor também exercerá sua opção de entrar no mercado. Assim, a curva de valor do Líder tem a forma ilustrada na Fig.1, a qual se iguala à reta de valor segundo o FCD, e em duopólio, no momento em que a melhor resposta do oponente é também entrar no mercado como Seguidor.

Olhando ainda esta mesma empresa do duopólio, só que agora na posição de Seguidor, seu valor enquanto ainda detém a opção de entrar no mercado como Seguidor seria expresso por curva representativa de uma *call* (contínua e em cinza, na Fig. 1). Desta forma, as curvas de valor dessa empresa do duopólio, ou como Líder ou como Seguidor, estão ilustradas como as linhas contínuas da Fig.2.



Fonte: elaboração própria

Figura 1: Curva de Valor do Líder

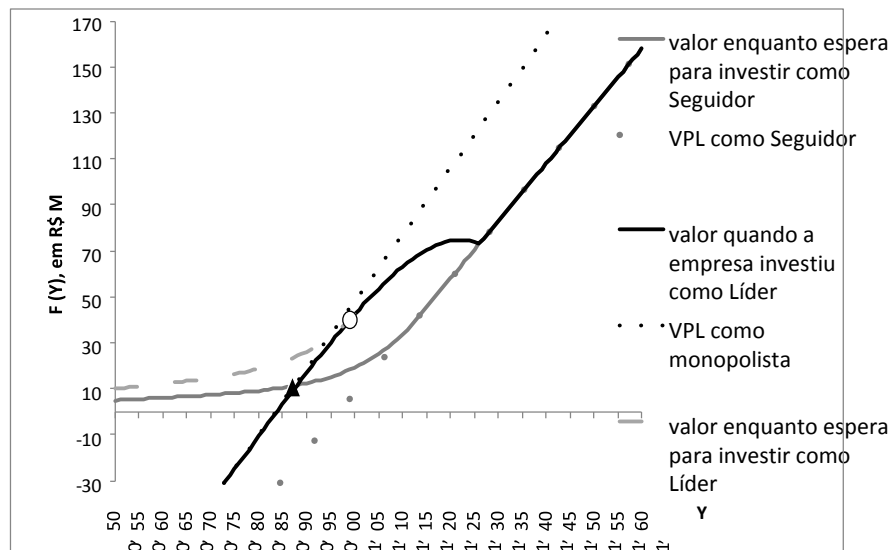
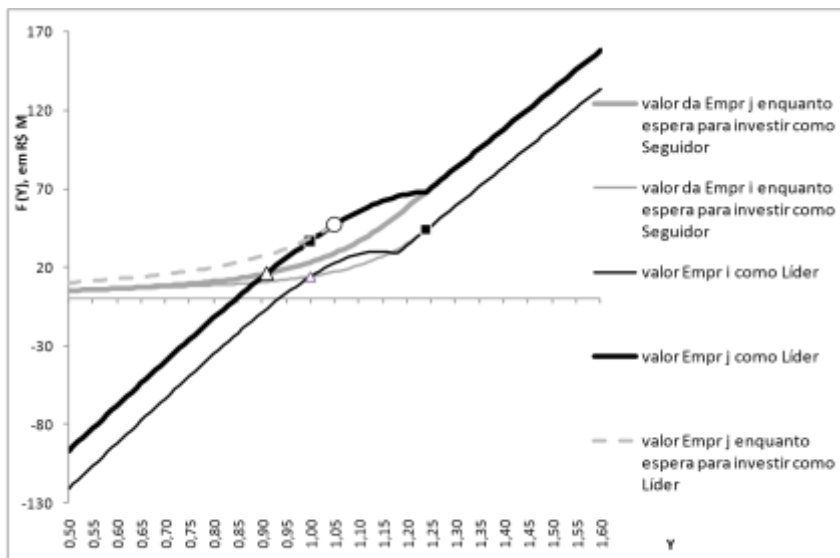


Figura 2: Entrada do Líder, quando não há ameaça de preempção

As realizações de Y acima do ponto em que a curva de valor como Líder primeiro cruza a curva de valor da empresa ainda com a opção de entrar como Seguidor – ponto triangular na Fig.2 - refletem o trecho em que ser Líder vale mais do que ser Seguidor. Já há, assim, incentivo para que tal empresa decida entrar como Líder no mercado. No entanto, ela não necessariamente o faz: se não houver risco de que o oponente entrará antes como Líder, a primeira empresa pode ainda esperar para entrar como Líder caso sua opção de entrar como Líder ainda tenha valor. Desta forma, a primeira empresa entraria apenas no ponto circular ilustrado na Fig.2. Demonstra-se que este é também o ponto em que a mesma empresa, em uma situação de monopólio, entraria no mercado segundo a Teoria de Opções Reais (Leahy, 1993). A Fig. 3 mostra as curvas de valor de duas empresas em duopólio, sendo que tais empresas são assimétricas no que se refere ao investimento necessário para entrar no mercado, como se pode observar pelas retas de valor, as quais cruzam o eixo vertical em pontos diferentes, iguais aos seus investimentos de entrada. Observe-se que no caso em que tais empresas também têm fluxos de caixa/valor assimétricos, as retas pontilhadas não são paralelas. As curvas de valor da empresa mais viável economicamente estão agora representadas pelas linhas mais espessas, enquanto as curvas da empresa menos viável estão em linhas finas.

Ressaltam-se na Fig.3 os pontos a partir dos quais cada empresa tem incentivos para fazer a preempção do mercado (ponto triangular) e também os pontos em que elas de fato entram no mercado, sinalizados pelos pontos quadrados em negrito. A empresa com maior propensão a ser Líder entra no mercado quando a opção de entrar como Líder ainda tem valor; no entanto, ela antecipa sua entrada de modo a impedir que seu oponente entre como Líder, o que a empurraria para a posição mais desfavorável de Seguidor no duopólio. Observa-se que a entrada da primeira empresa ainda acontece em

um gatilho Y^* maior que o sugerido pelo método do FCD, aquele no qual $F(Y) \geq 0$, porém antes do momento indicado pela TOR – este último, seria no ponto circular, em que a opção de espera deixa de ter valor.



Fonte: elaboração própria

Figura 3: Curvas de valor das duas empresas do duopólio.

O jogo aqui considerado é não cooperativo e seqüencial (Stackelberg), envolvendo duas empresas, cada uma representando um dos grupos de interesse deste estudo: o grupo das empresas menos viáveis que ganhou o leilão e o grupo das empresas mais viáveis que abandonou o leilão. A variável estratégica – preço pelo qual aceitam vender energia – se traduz na decisão de entrar no mercado caso tal preço se localize no intervalo de preços que foram contratados no leilão de 2009. Tendo decidido entrar no mercado, cada jogador colherá um resultado (*payoff*) estocástico, dependente das condições de preços e custos que prevalecerão no mercado eólico, no futuro.

As duas empresas detêm uma opção americana perpétua de entrar no mercado de geração eólica. Cada uma tem a oportunidade de investir em um projeto-padrão, diferenciado, e também têm visões diferentes quanto ao futuro para projetos eólicos, sendo que tal assimetria nas crenças se mantém ao longo dos anos. Assume-se que cada projeto-padrão visa produzir 25MW. Tendo decidido entrar no negócio, cada jogador manterá a estratégia de investir em um novo projeto-padrão igual ao projeto original, a cada ano. Em nossa notação, o *VPL* de cada novo projeto-padrão agregado ao portfólio da empresa representa o Fluxo de Valor da Empresa, a partir de agora denominado **FVE**. A decisão de entrar no mercado equivale, portanto, à decisão de paulatinamente construir um portfólio de projetos eólicos.

Assume-se que a demanda por energia cresce organicamente de tal forma que um novo projeto por ano, de apenas uma das empresas, é facilmente absorvido pelo mercado, sem causar pressão sobre os preços e custos do setor. No entanto, quando ambas as empresas já estão no mercado, cada uma agregando dois novos projetos por ano, há pressão sobre o valor dos projetos-padrão tal que uma função inversa de demanda D , determinística, descreva uma redução do FVE . Além disso, o FVE também carrega um grau de incerteza (ex.: em relação ao preço de energia elétrica no futuro, ao custo dos equipamentos, etc.), expresso no modelo por

~ meio de um choque estocástico Y , de modo que o FVE da Empresa i , FVE_i , é definido como: $FVE_i = Y_i \cdot D_{iN_i, N_j}$.

Assim, o fluxo de valor da empresa é definido endogenamente e varia não apenas com o volume total ofertado

de energia eólica ao mercado, mas também em função de uma variável econômica que varia com o tempo (Y_i

), sendo que Y_i segue um MGB (Movimento Geométrico Browniano), isto é:

$$dY_i = \alpha Y_i dt + \beta Y_i dz_i, \text{ onde } dz_i = \epsilon \sqrt{dt}, \text{ sendo } \epsilon \sim N(0,1) \quad (1)$$

Como D é determinístico, FVE_i segue o mesmo processo estocástico de Y_i .

Adotou-se a premissa de MGB porque o FVE é afetado por uma variedade de fatores que não permitem intuir um equilíbrio oferta vs. demanda de longo prazo; o mercado eólico é novo e longe da maturidade; ao adotar o MGB, a tendência α domina o comportamento de longo prazo dos $FVEs$, enquanto que no curto prazo a volatilidade é que domina a variação dos $FVEs$ (Dixit & Pindyck, 1994, p. 67), o que corrobora a intuição sobre o problema; as variações dos $FVEs$, no tempo, assumem uma distribuição normal e a distribuição dos $FVEs$ é lognormal, isto é, não há $FVEs$ negativos. Isso significa que nas situações desfavoráveis de mercado, em que um novo projeto-padrão teria um FVE negativo, os jogadores não investirão em novos parques, consistente com a realidade.

O outro termo, D_{iN_i, N_j} , reflete a função inversa de demanda que se aplica à Empresa i , e depende apenas da condição dos dois jogadores neste duopólio, condição esta descrita pelos subscritos N_i e N_j . N_i é zero quando a Empresa i ainda não entrou no mercado, e 1 se a empresa já entrou. A mesma regra se aplica a N_j . Desta forma:

D_{i10} = FVE determinístico da Empresa i na situação em que ela já entrou como Líder, mas a

Empresa j ainda não entrou

D_{i11} é FVE determinístico da Empresa i na situação em que ambas as empresas já entraram no

Mercado

Assume-se que $D_{i10} > D_{i11}$, isto é, o FVE_i é maior quando a própria Empresa i é a primeira a investir e ainda está sozinha no mercado; quando a competidora também entra no mercado, o FVE_i cai. A redução no fluxo de valor da Empresa i reflete a maior competição, que impacta as receitas do projeto-padrão, assim como também os custos e o $Capex$ (ex.: negociações mais acirradas para arrendar a terra e comprar equipamento).

A função que descreve o FVE da Empresa j é similar ao da Empresa i , porém com diferentes parâmetros

~

para o processo estocástico: $FVE_j = Y_j \cdot D_{jN} / N_j$, onde $D_{j01} > D_{j11}$ e:

$$dY_j = \alpha_j Y_j dt + \sigma_j Y_j dz_j \quad (2)$$

Os $FVEs$ determinísticos da Empresa i são menores que os da Empresa j , dado que a Empresa i planeja parques em locais com menor potencial eólico ou, ainda, por deter menor poder de barganha junto aos fornecedores de equipamentos. Assim, $D_{i10} > D_{j01}$; $D_{i11} > D_{j11}$. Esta é a primeira assimetria em nosso problema, a qual reflete que a Empresa i é menos viável economicamente que a Empresa j . Assume-se que o tamanho e experiência dos acionistas do projeto e a localização dos parques eólicos são bons indicadores do valor inicial (FVE_0) dos projetos-padrão de cada empresa. Assim, essa informação é conhecida pelos jogadores. Pelos mesmos motivos, a segunda assimetria, também conhecida pelos jogadores, refere-se ao investimento inicial para se qualificar a entrar no mercado, I (contratação de pessoal, coleta de dados anemométricos, consultorias, custos de abertura da empresa, advocatícios, etc.), sendo que $I_i > I_j$.

Os diferentes parâmetros – a tendência α e a volatilidade σ – que descrevem o comportamento estocástico

~ ~

de Y_i e Y_j refletem expectativas diferentes quanto ao futuro, a terceira assimetria em nosso problema. Um

jogador assumir uma tendência α positiva significa que ele imagina que os preços tendem a ser melhores nos próximos leilões, por exemplo, enquanto uma volatilidade σ mais alta reflete maior insegurança quanto às condições futuras do mercado. Este seria um jogo de informação incompleta, mas não haveria como resolver o problema diante de um espectro infinito de cenários alternativos/tipos possíveis de jogadores, de modo que neste artigo se opta por avaliar apenas como cada empresa se comporta, caso considere que: -

seu competidor tem a mesma visão quanto ao futuro; - seu competidor tem uma visão diferente do futuro, conhecida. Isso de certa forma equivale a adotar os conceitos de Schelling (1960) de ponto focal, em que informações de conhecimento comum ou o próprio sistema de crenças de cada jogador ajudam a restringir os cenários e as possíveis situações de equilíbrio.

Assume-se que a realização inicial de Y (Y_0) é baixa o suficiente para que o investimento imediato não seja ótimo para nenhum dos dois jogadores. Um Y_0 baixo significa que o FVE da empresa no ano zero está próximo de zero (mas é diferente de zero). Quando Y_0 já é alto a ponto de estimular ambas as empresas a investir, então equilíbrios em estratégias mistas podem ocorrer, assim como o risco de investimento simultâneo por erro. Estas possibilidades estão sendo negligenciadas aqui, dado que o objetivo é apenas identificar quem é tentado a investir antes, e a que preço. Os dois cenários/modelos estão detalhados na Tabela 2:

Tabela 2: Cenários Modelados

	Modelo 1 (ambas adivinham corretamente)	Modelo 2 (ambas supõem que não há assimetria na visão de futuro – mas há)
Empresa i acredita que a Empresa j :	tem FVE maior, menos custo para entrar no mercado, mas tem uma visão de futuro diferente da sua	tem FVE maior, menos custo para entrar no mercado, e pensa o mesmo que a Empresa i sobre o futuro
Empresa j acredita que a Empresa i :	tem FVE menor, mais custo para entrar no mercado, mas tem uma visão de futuro diferente da sua	tem um FVE menor, tem mais custo para entrar no mercado, e pensa o mesmo que a Empresa j sobre o futuro

Além disso, os resultados dos dois modelos serão comparados com o Cenário-Base, em que não existe assimetria nas visões quanto ao futuro, algo factível caso o governo brasileiro tivesse enviado sinais claros e críveis quanto ao futuro deste mercado.

Em cada modelo, serão desenvolvidas as funções de valor das empresas, semelhantes às ilustradas nas Figs.2, 3 e 4 da Seção 3 para cada uma das seguintes situações: 1) a Empresa i é o Líder, o que torna a Empresa j o Seguidor; 2) a Empresa j é o Líder, o que torna a Empresa i o Seguidor. O problema é resolvido por indução retroativa resolvendo-se primeiramente a função de valor do Seguidor; depois, obtém-se a função de valor do

Líder, cuja decisão de investir no mercado é baseada na expectativa sobre qual será o comportamento seqüencial do Seguidor, isto é, sua melhor resposta.

Modelo 1 – Ambas Adivinham Corretamente

Situação 1: Empresa i é o Líder, Empresa j é o Seguidor

Considerando que a Empresa i investiu, a Empresa j apenas investirá quando Y_j for suficientemente alto, isto é, quando ele tiver excedido um determinado valor Y_{jF}^* (gatilho que incentiva a Empresa j a investir no mercado como Seguidor), o qual ocorre no tempo $t_{jF}^* = \inf(t | Y(t) \geq Y_{jF}^*)$.

Seguidor (Empresa j)

A equação de Bellman em Programação Dinâmica descreve o problema de uma empresa que detém uma opção de entrar em um mercado (ver Dixit & Pindyck, 1994, p. 95-109). O valor F de uma empresa que detém uma opção americana perpétua de investir e sujeita à variável estocástica Y pode ser interpretado como um problema de maximização:

$$F_j(Y_j) = \max\{Y_j; E[F_j(t+1) | Y_j(t)] - 1\} \quad (1)$$

O primeiro termo da função de maximização, acima, refere-se ao fluxo de caixa da empresa se ela investir, enquanto o segundo termo descreve a região de continuação, isto é, a região em que ainda é ótimo continuar esperando, ao invés de investir. Pode-se demonstrar que:

$$F_j''(Y_j) < 0, \text{ na região de continuação} \quad (2) \text{ onde } F_j'' \text{ e } F_j' \text{ são, respectivamente, a segunda e primeira derivadas de } F \text{ em relação à variável de estado } Y_j, \text{ e}$$

F_j é o valor do detentor da opção, a Empresa j . Dalbem (2010, p. 176-179) apresenta o desenvolvimento da Eq. (3), uma equação diferencial ordinária homogênea, assim como da sua solução, que tem a forma detalhada na Eq. (4). Assim:

$$F_j(Y_j) = AY_j^{\beta_j}, \text{ na região de continuação, isto é, quando } Y_j \geq Y_{jF}^* \quad (4)$$

$$F_j(Y_j) = Y_j D_j 11(1 - \beta_j) + Y_j D_j 11 \beta_j, \text{ quando } Y_j < Y_{jF}^* \quad (5)$$

$$V_j^j; V_j^j$$

A Eq.(4) reflete o valor enquanto a opção de entrar no mercado ainda está viva, enquanto a Eq.(5) reflete o valor da Empresa j após sua entrada no mercado como Seguidor. O primeiro termo do lado direito da Eq.(5) reflete o valor esperado da empresa ao agregar, em perpetuidade, projetos-padrão ao seu portfólio; o segundo termo reflete o VPL do primeiro projeto-padrão agregado ao portfólio (isto é, o primeiro FVE); o terceiro termo, I_j , reflete os custos de entrada no setor.

A premissa de que se agregaria um novo projeto-padrão a cada dt , em perpetuidade, não é necessária. Ela é adotada aqui apenas para apresentar a equação de valor de uma forma comparável à utilizada em outros trabalhos de Jogos com Opções Reais. Pode-se também adotar a premissa de que seriam agregados novos projetos-padrão ao portfólio apenas nos próximos x anos; neste caso, ao entrar no mercado, a Empresa j colheria o seguinte valor esperado:

$$F_j(Y_j) = Y_j D_j + I_j + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{Y_j D_j}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^x \frac{Y_j D_j}{(1+r)^t} \quad (6)$$

□

Desta forma, a Eq. (5) poderia também ser representada como:

$$F_j(Y_j) = Y_j D_j + I_j + \sum_{t=1}^{\infty} \frac{(Y_j)^t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^x \frac{(Y_j)^t}{(1+r)^t} \quad (7)$$

nos casos em que a construção do portfólio de projetos acontecerá durante um tempo limitado, de x anos. Em resumo, as equações de valor da Empresa j como Seguidor, seriam:

$$F_j(Y_j) = AY_j^{\beta_j}, \text{ na região de continuação, isto é, quando } Y_j > Y_j^* \quad (8)$$

$$F_j(Y_j) = Y_j D_j + I_j, \text{ quando } Y_j < Y_j^* \quad (9)$$

Na fronteira Y_{jF}^* , as condições de contorno que garantem a continuidade entre as duas funções (VMC – *value matching condition*) e o seu contato suave (SPC - *smooth pasting condition*) são aplicadas, permitindo obter os valores de A e de Y_{jF}^* .

$$\text{VMC: } AY_{jF}^* \frac{\partial^2 Y_{jF}^*}{\partial j^2} D_{j11} \frac{\partial V_j}{\partial j} \quad (10)$$

$$\text{SPC: } \frac{\partial Y_{jF}^*}{\partial j} AY_{jF}^* \frac{\partial^2 V_j}{\partial j^2} D_{j11}, \text{ de modo que } A \frac{\partial^2 V_j}{\partial j^2} D_{j11} = Y_{jF}^* \frac{\partial^2 Y_{jF}^*}{\partial j^2} \quad (11)$$

$\frac{\partial V_j}{\partial j}$

finalmente: a qual, substituída na Equação (10), nos dá: $Y_{jF}^* \frac{\partial^2 V_j}{\partial j^2} D_{j11} \frac{\partial V_j}{\partial j} = Y_{jF}^* \frac{\partial^2 Y_{jF}^*}{\partial j^2} D_{j11} \frac{\partial V_j}{\partial j}$ e,

$$Y_{jF}^* \frac{\partial^2 V_j}{\partial j^2} = \frac{\partial^2 Y_{jF}^*}{\partial j^2} \frac{\partial V_j}{\partial j} \quad (12)$$

$$\text{onde: } \frac{1}{2} \frac{\partial^2 V_j}{\partial j^2} \frac{\partial V_j}{\partial j} = \frac{\partial^2 Y_{jF}^*}{\partial j^2} \frac{\partial V_j}{\partial j} \sqrt{\left[\frac{1}{2} \frac{\partial^2 Y_{jF}^*}{\partial j^2} \right]^2 + 2 \frac{\partial^2 Y_{jF}^*}{\partial j^2} \frac{\partial V_j}{\partial j}} \quad (13)$$

As Equações (7), (8), (9), (11), (12), (13) nos permitem traçar a curva de valor da Empresa j como Seguidor.

Líder (Empresa i)

A equação diferencial que descreve o Líder é $\frac{\partial^2 V_i}{\partial i^2} = \frac{\partial^2 Y_i}{\partial i^2} \frac{\partial V_i}{\partial i} + \frac{\partial^2 Y_i}{\partial i^2} \frac{\partial V_i}{\partial i} - \frac{\partial^2 Y_i}{\partial i^2} \frac{\partial V_i}{\partial i} = 0$.
Seguindo procedimentos 2

similares aos adotados anteriormente, obtêm-se as funções de valor aplicáveis ao Líder, Empresa i :

$$F_i(Y_i) = BY_i^{\alpha_i} (Y_i Y_{jF}^* - D_{i10} / i), \text{ na região de continuação, onde } Y_j \geq Y_{jF}^* \quad (14)$$

$$F_i(Y_i) = Y_i^{\alpha_i} D_{i11} / i, \text{ para } Y_j < Y_{jF}^* \quad (15)$$

$$F_i(Y_i) = \frac{1}{3} (1 + \frac{2}{3} (\frac{1}{3})^2 + (\frac{1}{3})^3 + \dots + (\frac{1}{3})^x) \quad (16)$$

Observe-se que o Líder não detém nenhuma opção, aqui (ele já exerceu sua opção de entrar no mercado); a função do Líder reflete o que acontece ao seu valor se seu competidor, o Seguidor, também exercer sua opção de entrar no mercado. Portanto, os termos entre parênteses do lado direito da Equação (14) refletem o valor do Líder se o seu competidor nunca entrar na geração eólica, enquanto o primeiro termo reflete a erosão no valor do Líder, dado o risco de o competidor também entrar no mercado. Assim, a constante B deve ser negativa, pois à medida que Y cresce, aumenta o risco de o competidor parar de esperar e também entrar no mercado, o que erode o valor do Líder.

Y_{jF}^* já foi encontrado na Equação (12), mas é necessário encontrar o valor da constante B , a qual pode ser obtida usando a condição de continuidade (VMC), isto é, basta igualar as Equações (14) e (15), no ponto em que $Y_i = Y_j = Y_{jF}^*$. Segue-se que:

$$BY_i^{\alpha_i} D_{i11} / D_{i10} Y_{jF}^* = Y_i^{\alpha_i} D_{i11} / i \quad (17); \quad \frac{1 - (\frac{1}{3})^{x+1}}{1 - \frac{1}{3}} = \frac{1 - (\frac{1}{3})^{x+1}}{2} \quad (18)$$

A raiz β_i reflete as próprias crenças da Empresa i sobre o futuro do mercado: ela espera que o oponente,

Empresa j , entre quando Y atingir Y_{jF}^* , mas a velocidade/probabilidade com que Y atingirá esse gatilho é comandada pelo processo estocástico adotado pela Empresa i para descrever as perspectivas futuras do mercado. Finalmente, as Equações (14), (15), (16), (17) e (18) permitem traçar a curva de valor do Líder.

A Empresa i tem incentivos para se tornar Líder assim que seu valor como Líder exceder seu valor como Seguidor (este último, obtido de forma semelhante à detalhada para a Empresa j , como Seguidor), isto é, assim que $Y \geq Y_{iP}$, o qual ocorre quando $t \geq \inf(t \mid F_{iLider} \geq F_{iSeguidor})$. No entanto, a Empresa i não necessariamente tem que entrar no mercado neste momento, caso não haja o risco de que seu oponente passe à sua frente investindo como Líder e, portanto, forçando a Empresa i a se tornar Seguidor. Se não houver o risco de

preempção do mercado pelo oponente, a Empresa i pode esperar por uma realização mais favorável do mercado, isto é, a sua opção de esperar para entrar pode ainda ter valor.

Assim, a Empresa i pode esperar até um pouco antes que $t \geq \inf(t \mid F_{jLider} \geq F_{jSeguidor})$, isto é, um pouco antes que seu oponente também seja incentivado a entrar como Líder, o que acontece em $Y \geq Y_{jp}$. Em resumo, a Empresa i de fato se interessa em investir em Y_{jp} .

Existe outra sutileza a resolver: ainda vale a pena esperar, de fato? Quando a Empresa i ainda mantém viva sua opção de entrar no mercado como Líder, seu valor é definido por:

$$F_i(Y_i) = MY_i \quad (19)$$

Somente vale a pena continuar esperando se o valor da espera exceder o valor da Empresa i como Líder, o qual é definido pelas Equações (14) e (15). O ponto de parada ótima pode novamente ser obtido por meio das condições de contorno de continuidade e contato suave (VMC, SPC), aplicadas às equações (14) e (19), no ponto aqui definido como $Y \geq Y_i^*$, isto é, o ponto em que esperar para investir como Líder deixa de ser ótimo. Assim:

VMC: $MY_i^* = BY_i^* (Y_i^* - Y_{jp})$; SPC: $MY_i^* = BY_i^* (Y_i^* - Y_{jp}) + D_i$
 Como resultado: $Y_i^* = \dots$ (20); $M = B(Y_i^* - Y_{jp}) + D_i$
 (21)

$$Y_i^* = \dots$$

Dependendo dos parâmetros do problema, Y_i^* pode ser maior ou menor que Y_{jp} . Assim, a Empresa i irá de fato entrar no mercado como Líder quando (lembre-se da Fig.4):

- a) $Y_{iL}^* \geq Y_i^*$, se $Y_i^* \geq Y_{jp}$; neste caso, a Empresa i decide entrar no mesmo ponto em que entraria se fosse monopolista no mercado (Leahy, 1993).
- b) $Y_{iL}^* < Y_{jp}$, se $Y_i^* \geq Y_{jp}$; a empresa entra no mercado um pouco antes do ponto em que seu oponente tem incentivo para entrar como Líder.

Situação 2: Empresa j é o Líder, Empresa i é o Seguidor

Seguindo procedimentos semelhantes aos adotados na Situação 1, obtemos as funções de valor do Líder e do Seguidor.

Seguidor (Empresa i)

$$F_i(Y_i) = CY_i^{\beta_i}, \text{ na região de continuação, isto é, para } Y_i \geq Y_{iF}^* \quad (22)$$

$$F_i(Y_i) = Y_{iL}^* - Y_{iL}^* (Y_i - Y_{iL}^*)^{\beta_i}, \text{ para } Y_i < Y_{iF}^* \quad (23)$$

$$C_{iD_{j11}} Y_i^* \quad (24); \quad Y_i F^* \quad I_i \quad (25)$$

Líder (Empresa j)

$$F_j(Y_j) \quad E Y_j^{D_j} \quad Y_j D_{j01} \quad I_j \quad , \text{ na região de continuação, onde} \quad (26)$$

$$F_j(Y_j) \quad Y_j D_{j11} \quad I_j \quad , \text{ para } Y_i \quad Y_i F^* \quad (27)$$

$$E \quad Y_j \quad D_{j11} \quad D_{j01} \quad Y_i F^* \quad I_j \quad (28)$$

Novamente, é necessário obter o gatilho de monopolista para o Líder, neste caso a Empresa j. Seguindo o

$$I \quad Y_j^* \quad j$$

(29) mesmo racional já utilizado na Situação 1, obtém-se:

$$Y_j \quad D_{j01}$$

O valor da Empresa j, enquanto a opção de entrar no mercado como Líder ainda está viva, é:

$$F_j(Y_j) \quad N Y_j \quad (30) \quad ; \quad N \quad E \quad Y_j D_{j01} \quad (31)$$

$$Y_j$$

Modelo 2 – Ambas Adivinham Erroneamente

Cada jogador, não sabendo o que o competidor acha sobre o futuro, assume erroneamente que ambos adotam o mesmo processo estocástico para descrever o futuro. Do ponto de vista de cada competidor, o problema é resolvido como um duopólio com apenas duas assimetrias - no fluxo de valor da empresa, FVE, e no investimento I para entrar no mercado - mas cada jogador usa o seu próprio processo estocástico para resolver o problema. Cada empresa espera que o oponente entre em determinado

momento no mercado, mas será surpreendida pelo comportamento inesperado do outro jogador, que tomará suas decisões com base em seu próprio e real processo estocástico, o que acaba por alterar o valor esperado da empresa Líder. Os gatilhos de entrada do Líder e do Seguidor, assim como as funções de valor, podem ser derivados de forma equivalente à utilizada no Modelo 1, e estão descritas a seguir.

Situação 1: Empresa i como Líder, Empresa j como Seguidor

A Empresa i assume que o competidor, Empresa j , entrará como Seguidor em:

$$Y_{iF}^* = \frac{Y_{iF}}{Y_{jF}} \quad (32)$$

e, usando as Equações (14), (15), (16), (17), (18), (32), definirá sua curva de valor como Líder. No entanto, a Empresa j entraria como Seguidor no momento definido pela expressão (12), não pela expressão (32).

Situação 2: Empresa j como Líder, Empresa i como Seguidor

De forma análoga, a decisão do Líder é pautada pela crença de que o Seguidor entrará no seguinte gatilho:

$$Y_{iF}^* = \frac{Y_{iF}}{Y_{jF}} \quad (33)$$

As Equações (7), (13), (26), (27), (28), (29), (33) definem a equação de valor do Líder. Essa equação não se materializará, no entanto, pois o Seguidor entrará no momento definido pela Equação (25), não pela Equação (33).

4. Aplicação do Modelo e Discussão dos Resultados

O parque eólico usado como referência para a Empresa j tem as características econômico-financeiras utilizadas por Dalbem & Gomes (2010), baseadas em literatura sobre o setor e em dados da EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Tal empresa espera gerar com um fator de capacidade líquido de 45%. Com perdas estimadas em 7%, uma capacidade instalada de 56 MW é necessária para que o projeto possa vender 25 MW médios no leilão.

Estima-se um *Capex* de USD 2325/kW para a Empresa j e USD 2372/kW para a Empresa i , uma assimetria de 2%. Uma assimetria de 10% foi adotada para os investimentos iniciais de entrada no mercado (

$I_i \approx R\$13,20^M$ e $I_j \approx R\$12^M$). Este investimento corresponde ao horizonte de investimento de 5 anos, conforme estimado por Dalbem (2010).

Projetando-se os fluxos de caixa esperados nos 20 anos deste projeto eólico, para um preço de energia de R\$153/MWh (o maior preço contratado no leilão 2009), foi obtido o *FVEO* esperado de cada uma das empresas do duopólio. Os fluxos de caixa foram trazidos a valor presente pela taxa real de 10% aa e os *FVEs* resultantes – R\$ 18,8 M e R\$ 22,0 M - foram usados como estimativa para os parâmetros D_{i10} e D_{j01} , respectivamente, no modelo.

Supôs-se, ainda, que a entrada do concorrente cause uma erosão de aproximadamente R\$10 M no *FVE* de cada empresa, de modo que $D_{i11} \approx 8,8$ e $D_{j11} \approx 12$. Tal erosão de valor, tomando sempre como base o cenário de referência em que o preço está a R\$ 153/MWh, pode ocorrer se os custos de equipamento subirem em 6,26,4% ou, ainda, se os preços de energia caírem para R\$ 147,55-147,35/MWh ($\Delta < 4\%$) em função do aumento de concorrência, o que parece razoável.

Com estas premissas, na hipótese de o mercado deteriorar a ponto de as empresas não fazerem novos projetos-padrão ou, ainda, os novos projetos tiverem apenas *FVE* zero, os valores esperados de tais empresas seriam, na pior das hipóteses, $V_i \approx 8,80 \approx 13,20 \approx (R\$4,4M)$ e $V_j \approx 12 \approx 12 \approx R\$0M$. Assim, adotaram-se premissas que, ainda consistentes com a realidade, tornam apenas a Empresa *j* economicamente viável no cenário em que, por erro, ambas empresas investem simultaneamente ou, ainda, em que apenas a Empresa *j* é robusta para enfrentar o risco causado pela variabilidade do vento.

Os *FVEs* das empresas são muito sensíveis às principais variáveis do fluxo de caixa: 2% de aumento no *Capex* causam 14% de redução no *FVE*; 5% de aumento no *Capex* causam 35% de redução no *FVE*. Da mesma forma, cada redução de R\$ 1/MWh no preço reduz o *FVE* de ambas as empresas em R\$ 1,37 M, o que significa que, se o preço cair 2%, de R\$ 153/MWh para R\$ 150/MWh, o *FVE* da Empresa *j* se reduz em 19%, por exemplo. Assim, a volatilidade a ser utilizada no processo estocástico do *FVE* deve ser bem alta e foi inicialmente arbitrada em 40%. Pelos mesmos motivos, também faz sentido que os parâmetros α_i e α_j , que expressam a tendência de crescimento ou decaimento do valor esperado dos *FVEs* sejam altos, e foram inicialmente arbitrados em 5%. A Tabela 3 resume este Cenário-Base.

Tabela 3: Cenário-Base para cada jogador, visões simétricas sobre o futuro

Empresa *i* Empresa *j*

<i>FVE determinístico</i> , competidor ainda não entrou no mercado	$D_{i10} \approx R\$18,8M$	$D_{j01} \approx R\$22,0M$
<i>FVE determinístico</i> , ambas as empresas já entraram no mercado	$D_{i11} \approx R\$8,8M$	$D_{j11} \approx R\$12,0M$
Investimento para entrar no mercado (<i>I</i>), conforme o horizonte de investimento	$I_{i5anos} \approx 1,10$ / I_{j5anos} $I_{i5anos} \approx R\$13,2M$	$I_{j5anos} \approx R\$12,0M$
Visão de Futuro	$i \approx 5\%$ $\sigma_j \approx 40\%$	$\sigma_j \approx 5\%$ $\sigma_j \approx 40\%$

O modelo, por meio das equações detalhadas na Seção 3, identifica os valores de Y que acionam a entrada da Empresa i e da Empresa j no mercado, para cada conjunto de parâmetros utilizado. Estes valores de Y podem então ser traduzidos em *FVEs* das empresas (ex.: *FVE* de entrada como Seguidor: $FVE_j = Y \cdot D_{j11}$; *FVE* de entrada como Líder: $FVE_j = Y \cdot D_{j01}$). O *FVE*-gatilho de cada empresa, gerado pelo modelo, é então transformado em um preço-gatilho da energia, em R\$/MWh, com base no fluxo de caixa determinístico dos projetos. Este preço-gatilho, sintético, é o preço tal que, considerando-se todas as demais premissas do fluxo de caixa do projeto como constantes, faria com que as empresas obtivessem o *FVE* que as faria entrar no mercado.

4.1 - Discussão dos Resultados: Cenário-Base

Com as premissas detalhadas na Tabela 3, a Empresa j entraria como Líder no mercado, ao preço de R\$ 143,64/MWh ($Y=0,419$). A Empresa i seria, portanto, o Seguidor, entrando no mercado apenas ao preço de R\$ 154,02 ($Y=1,152$). O Cenário-Base, refletido na Fig.¹⁸¹, está consistente com os lances apresentados no leilão 2009 de eólicas no Brasil (R\$ 131 a 189/MWh) e também reflete a situação em que apenas a empresa mais viável, Empresa j , teria vendido energia no leilão, no qual o maior preço contratado foi R\$ 153/MWh.

¹⁸¹ 4.2 - Discussão dos Resultados : Modelo 1

As Figuras 5 e 6 mostram o que acontece quando se introduz assimetria nas crenças das empresas com relação ao futuro. Na Fig.5, a Empresa j julga que o mercado será mais volátil ($\sigma_i \approx 40\%$; $\sigma_j \approx 55\%$), supondo que a concorrente está mais segura quanto ao futuro, imagina que ela logo terá incentivos para entrar,

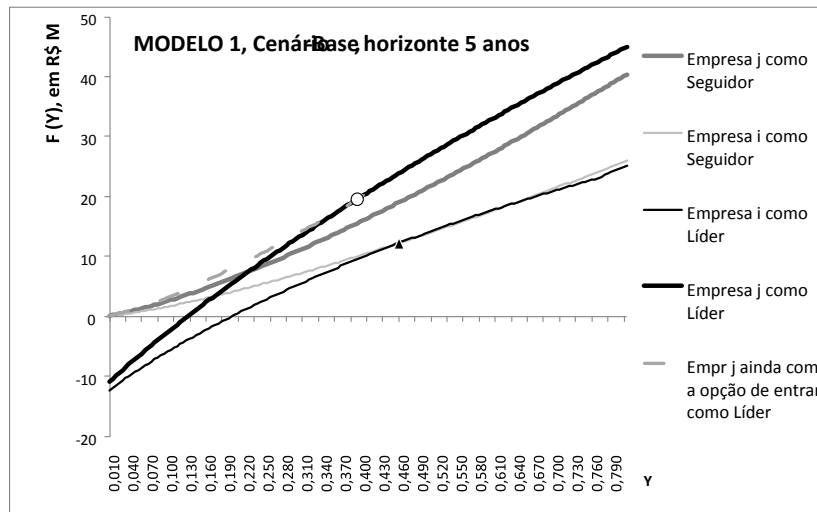


Figura 4: curvas de valor no Cenário -Base

impedindo a Empresa *j* de colher as vantagens de Líder por muito tempo. Deste modo, a Empresa *i* acaba por ser a Líder no mercado, entrando em $Y=0,3449$, um pouco antes do ponto em que seu concorrente seria incentivado a entrar como Líder. As empresas entram no mercado em preço $i = R\$ 143,89/MWh$ e preço $j = R\$ 153,53/MWh$.

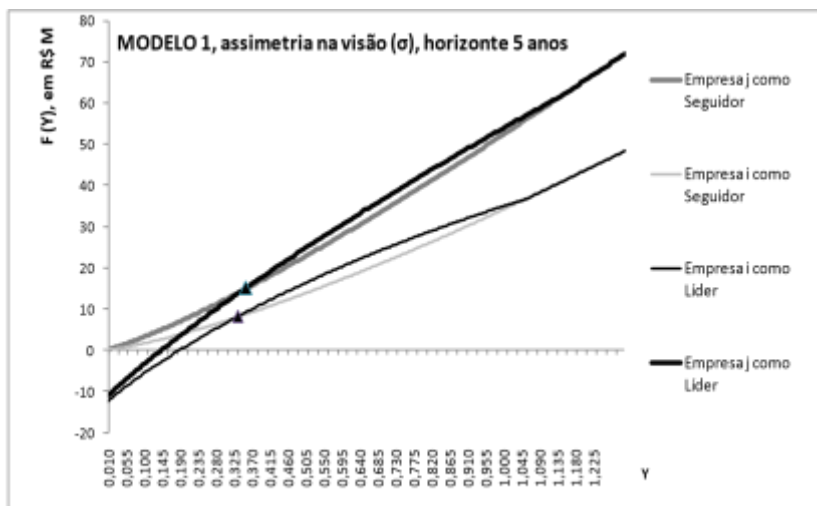


Figura 5: $\sigma_i = 40\%$; $\sigma_j = 55\%$

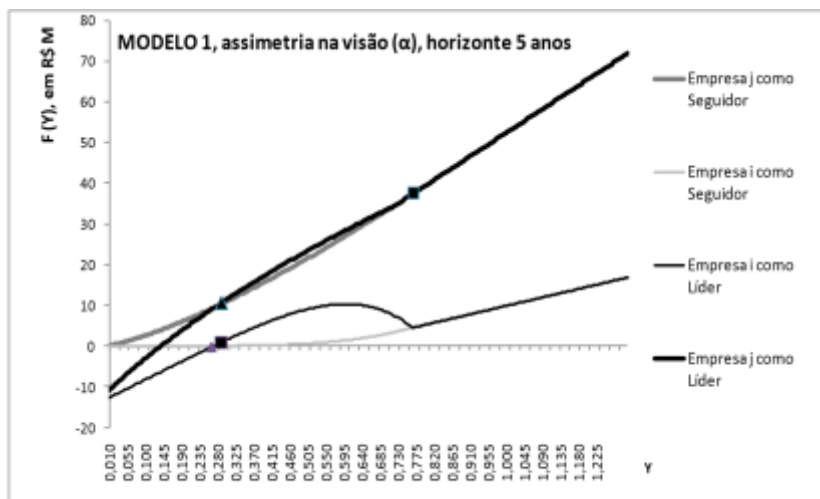


Figura 6: $\alpha_i = -29\%$; $\alpha_j = 5\%$

A Fig.6 mostra o que acontece quando se introduz assimetria na tendência α , isto é, a Empresa i , com menor FVE , acha que em média as condições do mercado se deteriorarão durante o seu horizonte de investimentos ($\alpha_i = -29\%$), o que poderia ser causado por queda de preços nos leilões seguintes. A Empresa j , por outro lado, projeta um crescimento esperado de 5%aa nos $FVEs$. A Empresa i entra como Líder, entrando em $Y=0,2799$, logo após seu ponto de preempção ($Y=0,275$), antes do ponto de preempção do oponente ($Y=0,280$). Assim, as empresas entram no mercado quando preço $i = R\$ 143,00/MWh$ e preço $j = R\$ 150,98/MWh$.

Analisando a sensibilidade do modelo à visão de futuro da Empresa i , observa-se que, enquanto a sua concorrente permanece otimista com relação à tendência do mercado ($\alpha_j=5\%$) e mantidas as demais premissas do Cenário-Base, há uma janela na qual a Empresa i faz a preempção do mercado: $\approx 30,0\%$ $\approx 2,1\%$. Isto ocorre porque a decisão para a Empresa i se aproxima da situação “agora ou nunca”: o risco de a concorrente entrar é muito grande, o que aumentará a pressão sobre custos e receitas (o efeito da curva inversa de demanda) e o mercado não melhorará a ponto de ser melhor aguardar para entrar. Assim, a Empresa i prefere entrar antes no mercado, forçando a concorrente a aguardar mais. Na perspectiva pessimista da Empresa i , a realização de Y que levaria a concorrente a entrar no mercado demoraria a acontecer, permitindo-lhe colher a vantagem da primeira movida por mais tempo.

A Fig.7 mostra o que acontece quando é a Empresa j quem agora acredita que em média as condições de mercado se deteriorarão. A Empresa j entra como Líder, em $Y=0,234$, seu gatilho como monopolista. Assim, as empresas entram no mercado quando preço $i = R\$ 140,66/MWh$ e preço $j = R\$ 154,02/MWh$. O modelo é pouco sensível a uma visão pessimista da Empresa j quanto à evolução futura do mercado, pois a decisão não muda significativamente. Isto ocorre para qualquer α_j baixo ou negativo dado que, por construção, a Empresa j já se viabiliza apenas com seu primeiro projeto. No entanto, a

decisão muda quando a Empresa *i* é a mais pessimista, pois ela tende a fazer a preempção do mercado.

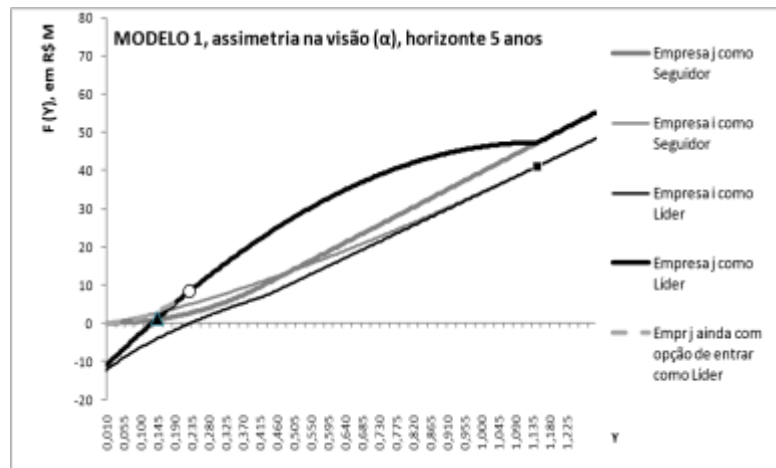


Figura 7: $\alpha_j = 25\%; \alpha_i = 25\%$

4.3 - Discussão dos Resultados: Modelo 2

A Fig.8 mostra as funções de valor quando os parâmetros são os mesmos da Fig.5, sendo que agora, embora as empresas continuem tomando suas decisões de investimento baseadas no que esperam como melhor resposta de seu concorrente, as premissas sobre as crenças do concorrente infelizmente estão erradas. Nesta situação de informação equivocada, não há preempção do mercado pela Empresa *i*. A Empresa *j* entra antes no mercado, em $Y=0,577$, no seu gatilho como monopolista, e a Empresa *i* entraria como Seguidor em $Y=1,152$. Assim, as empresas entram no mercado preço $i = R\$ 154,02/\text{MWh}$ e preço $j = R\$ 146,20/\text{MWh}$.

Ao adotar premissas erradas sobre o oponente, a Empresa *j* prevê que seu competidor adiará sua entrada, o que permitiria à Empresa *j* colher os benefícios da primeira movida por mais tempo. Assim, a Empresa *j* fica tentada a entrar logo como Líder, em $Y=0,577$, ou $R\$ 146,20/\text{MWh}$; se soubesse o correto processo estocástico adotado pelo competidor, a Empresa *j* teria investido somente como Seguidor, em $Y=1,059$, ou $R\$ 153,53/\text{MWh}$.

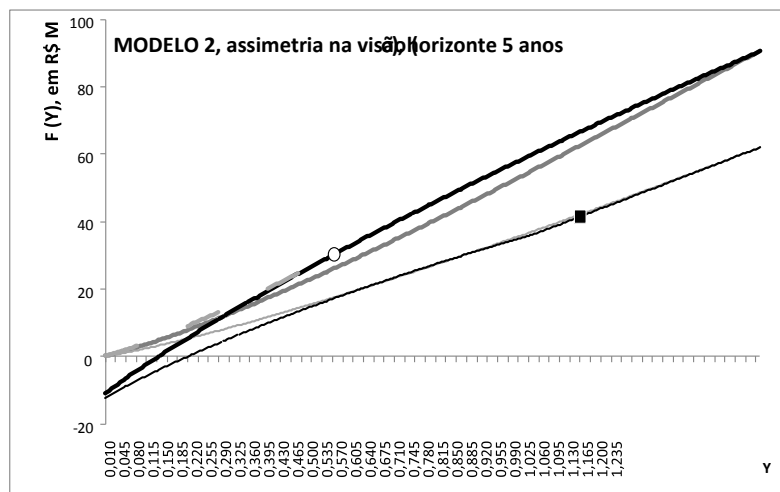


Figura 8: Modelo 2, $\beta_i = 40\%$; $\beta_j = 55\%$

A Empresa i , por outro lado, assume que seu oponente também imagina que o mercado não será significativamente volátil no futuro e, sabendo-se como a empresa com projetos de menor FVE , imagina que seu oponente ficará tentado a investir antes, em $Y=0,419$, ou R\$ 143,64/MWh. Neste caso, nunca é ótimo para a Empresa i investir com o Líder, de modo que ela planeja investir apenas no seu gatilho de Seguidor, em $Y=1,152$, ou R\$ 154,02/MWh, antes, portanto, que o esperado pela Empresa j . Como resultado, ao invés de colher o valor de R\$ 31M, esperado ao ter investido em $Y=0,577$, a Empresa j valerá apenas R\$ 29M.

No Modelo 1 a Empresa i , que tem menor FVE , entra primeiro no mercado. No Modelo 2 a Empresa j , mais viável, é que se torna Líder. Em resumo, investidores menos informados sobre as crenças de seus competidores – e assumindo que sua própria visão prevalece no mercado – favorece a entrada de empresas mais viáveis no mercado. No entanto, o Líder desfruta de sua vantagem como primeiro entrante por um tempo mais curto e acaba por ter um valor menor que o originalmente esperado.

4.4 - Discussão Consolidada dos Resultados

A Tabela 5 resume os equilíbrios previstos pelos dois modelos, dados diferentes parâmetros para a visão de futuro. O Cenário-Base apresenta a melhor combinação de resultados possíveis: tanto se consegue modicidade tarifária, quanto se contratam parques com maiores chances de serem materializados. Além disso, os empreendedores obtêm de seus investimentos um valor que corresponde às suas expectativas, o que favorece a manutenção de investimentos no futuro. Nos cenários em que há assimetria de visões, no Modelo 2 favorece-se uma indústria mais forte; no entanto, isso se dá a preços iniciais e médios para o consumidor um pouco maiores e os empreendedores acabam colhendo um valor menor que o esperado de seus investimentos. Os preços em negrito

referem-se à Empresa j , a mais viável economicamente, enquanto que na coluna *Resultado*, os negritos ressaltam os resultados positivos de cada situação.

Tabela 5: Resultados

Modelo	Premissas	Líder	Seguidor	Resultado
Cenário-Base	Visões simétricas	143,64	154,02	Indústria Forte Preços Baixos Valor Previsível
Modelo 1	$\alpha_j = 40\%, \beta_j = 55\%$	143,89	153,53	
	$\alpha_j = 0, \beta_j = 5\%$	142,93	150,98	Indústria Fraca
	$\alpha_j = 5\%, \beta_j = 5\%$	140,66	154,02	Preços Baixos Valor Previsível
	$\alpha_j = 29\%, \beta_j = 5\%$	143,00	150,98	
Modelo 2	$\alpha_i = 40\%, \beta_i = 55\%$	146,20	154,02	Indústria Forte Preços mais Altos que no Modelo 1 Valor Imprevisível
	$\alpha_i = 0, \beta_i = 5\%$	143,64	154,02	
	$\alpha_i = 5\%, \beta_i = 5\%$	140,66	154,02	
	$\alpha_i = 29\%, \beta_i = 5\%$	143,64	151,25	

Nota: Colunas Líder/Seguidor: Preços de entrada no mercado em R\$/MWh. .

5. Conclusões e Recomendações

Retrospectiva do trabalho

Os resultados do leilão 2009 surpreenderam o setor e o governo com preços muito baixos e novos entrantes inesperados, trazendo a preocupação de que o Brasil possa repetir as experiências mal sucedidas da China e do Reino Unido que, ao implantar o sistema de leilões de energia eólica, tiveram que lidar com diversos projetos inviáveis financeiramente. É importante, portanto, entender melhor a dinâmica desse mercado e as razões que podem ter levado um grupo de empresas em princípio menos viáveis a ganhar o leilão, enquanto um grupo de algumas empresas mais viáveis abandonou o leilão.

Metodologia utilizada:

O problema foi modelado como um jogo de preempção de um duopólio com três assimetrias – no fluxo de valor (*FVE*) de cada empresa, no custo para entrar no mercado (*I*) e nas crenças quanto ao futuro do mercado, onde se procurou identificar em que condições o resultado seria alterado para privilegiar a entrada de empresas menos viáveis no mercado.

Conclusão:

Concluimos que quando os competidores têm visões subjetivas diferenciadas sobre as perspectivas para o mercado de eólicas, o risco de preempção do mercado por parte das empresas menos viáveis economicamente cresce significativamente quando essas empresas acreditam que o mercado será mais estável ou declinante no futuro. Quando os participantes do mercado são menos informados sobre como seus competidores projetam o futuro dos preços de energia eólica, há um incentivo implícito à entrada de projetos mais viáveis, embora isso ocorra à custa de um preço um pouco mais alto de energia para o consumidor. Cabe ressaltar que em 2009 houve diversos seminários congregando potenciais investidores para discussão das regras de contratação e das características do segmento, o que sugere que os participantes podem ter tido a oportunidade de observar a visão subjetiva de seus concorrentes, o que pode ter favorecido a contratação de projetos piores, com menor fator de capacidade, porém a preços mais baixos.

A decisão ótima do modelo é muito sensível ao processo estocástico adotado, especialmente ao utilizado pela empresa menos viável, de modo que equalizar as visões ajudaria na construção de uma indústria eólica robusta no Brasil. Limitações

Este trabalho apresenta algumas limitações. Primeiro, as conclusões valem para o conjunto adotado de premissas. Segundo, não foram consideradas as incertezas específicas de cada empresa, que podem variar significativamente. Além disso, alguns competidores podem ter esperado para obter uma série mais longa de ventos antes de investir.

Como sugestão para pesquisas futuras, podemos mencionar a inclusão de incerteza quanto ao processo estocástico adotado pelo outro jogador, a estruturação do jogo com mais etapas, e a extensão do risco também à incerteza quanto a qual processo estocástico cada jogador deveria considerar para descrever o risco - ambiguidade (Nishimura & Ozaki (2007), Roubaud, Lapied & Kast (2010)).

Implicações para as empresas participantes

Participar de seminários do setor com o objetivo de conhecer como os principais concorrentes estão enxergando o mercado pode evitar que os investidores entrem no mercado com expectativas errôneas sobre o valor que provavelmente obterão desta decisão.

Implicações para políticas públicas – ANEEL

Para evitar o efeito perverso de contratar projetos menos viáveis ou não necessariamente ao menor preço, o governo deveria enviar sinais claros – e críveis – sobre seu comprometimento de longo prazo com o segmento eólico, esclarecendo os volumes que serão contratados no futuro, e uniformizando o mais possível as crenças dos empreendedores quanto ao futuro do setor.

Referências Bibliográficas

- Azevedo, A., & Paxson, D. A. (2010). *Real Options Investment Games: A Review*. Paper presented at the 14th Annual International Conference - Real Options Group. Retrieved from <https://www.realoptions.org/papers2010/109.pdf>
- Brandao, L. E., Dyer, J. S., & Hahn, W. J. (2005). Using Binomial Decision Trees to Solve RealOption Valuation Problems. *Decision Analysis*, 2(2), 69-88.
- Brennan, M. J., & Schwartz, E. S. (1985). Evaluating Natural Resource Investments. *The Journal of Business*, 58(2), 135-157.
- Copeland, T., & Antikarov, A. (2003). *Real Options: A Practitioner's Guide*. Texere, New York.
- Costa, C. V., La Rovere, E., & Assmann, D. (2008). Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case. [doi: DOI: 10.1016/j.rser.2006.05.006]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(1), 65-90.
- Dalbem, M. C. (2010). *Análise de Investimento em Energia Eólica no Brasil*. Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro.
- Dalbem, M. C., & Gomes, L. L. (2010). *Tender system in the Brazilian wind sector: valuation and decision, based on the Omega measure*. Paper presented at the 33rd IAEE International Conference.
- Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton: Princeton University Press.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. (2008). *PDEE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017*. Rio de Janeiro.
- Grenadier, S. (2000). *Game Choices: The Intersection of Real Options and Game Theory*: Risk Books.
- Grenadier, S. R. (1996). The Strategic Exercise of Options: Development Cascades and Overbuilding in Real Estate Markets. *The Journal of Finance*, 51(5), 1653-1679.
- Huisman, K. J. M., & Kort, P. (2001). One Technology and Symmetric Firms. *Technology Investment: A game theoretical real options approach* (pp. 272): Kluwer Academic Publishers.
- Huisman, K. J. M., & Kort, P. (2001). Technology and Symmetric Firms *Technology Investment: A game theoretical real options approach* (pp. 147-169).

- Huisman, K. J. M., & Nielsen, M. (2001). One Technology and Asymmetric Firms. *Technology Investment: A game theoretical real options approach* (pp. 272): Kluwer Academic Publishers.
- Leahy, J. V. (1993). Investment in Competitive Equilibrium: The Optimality of Myopic Behavior. *The Quarterly Journal of Economics*, 108(4), 1105-1133.
- Lema, A., & Ruby, K. (2007). Between fragmented authoritarianism and policy coordination: Creating a Chinese market for wind energy. [doi: DOI: 10.1016/j.enpol.2007.01.025]. *Energy Policy*, 35(7), 3879-3890.
- McDonald, R., & Siegel, D. (1986). The Value of Waiting to Invest. *The Quarterly Journal of Economics*, 101(4), 707-728.
- Nishimura, K. G., & Ozaki, H. (2007). Irreversible investment and Knightian uncertainty. [doi: DOI: 10.1016/j.jet.2006.10.011]. *Journal of Economic Theory*, 136(1), 668-694.
- Pawlina, G., & Kort, P. M. (2006). Real Options in an Asymmetric Duopoly: Who Benefits from Your Competitive Disadvantage? *Journal of Economics & Management Strategy*, 15(1), 135.
- Roubaud, D., Laped, A., & Kast, R. (2010). *Real Options under Ambiguity*. Paper presented at the International Annual Real Options Conference 2010.
- Schelling, T. (1960). *Strategy of Conflict*: Harvard University Press. USA.
- Smets, F. (1991). Exporting versus FDI: The effect of uncertainty, irreversibilities and strategy interactions. Yale University.
- Smit, H. T. J., & Trigeorgis, L. (2004). *Strategic Investment: Real Options and Games*.
- Smit, H. Y. J., & Ankum, L. A. (1993). A Real Options and Game-Theoretic approach to corporate investment strategy under competition. *Financial Management*, 241-250.
- Tourinho, O. A. F. (1979). *The valuation of reserves of natural resources: an option pricing approach*. University of California, Berkeley.
- Trigeorgis, L. (1993). Real Options and Interactions with Financial Flexibility. *Financial Management*, 22(3), 202 – 224.

**ENSAYO SOBRE LA SUSTENTABILIDAD MACROECONÓMICA Y LA
SUSTENTABILIDAD AMBIENTAL DE MERCADOS ENERGÉTICOS CON
REGULACIÓN POR INCENTIVOS**

EL CASO ARGENTINO

Autores

Fernando Abadie

Eduardo N. Lerner

Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética - Universidad de Buenos Aires
(CEARE).

BUENOS AIRES
FEBRERO 2011
ENSAYO SOBRE LA SUSTENTABILIDAD MACROECONÓMICA Y LA
SUSTENTABILIDAD AMBIENTAL DE MERCADOS ENERGÉTICOS CON
REGULACIÓN POR INCENTIVOS
EL CASO ARGENTINO

Autores: Fernando Abadie y Eduardo N. Lerner. Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética - Universidad de Buenos Aires (CEARE). Contacto: Eduardo N. Lerner * Licenciado en Economía * CEARE/UBA * 5411-4565-3069 * lerner.eduardo@gmail.com.

1. Introducción

La transformación regulatoria y productiva del sistema energético argentino, en particular en lo referido al servicio público por redes, despertó en su momento interés tanto en los ámbitos políticos como académicos, por la profundidad de los cambios como también por la originalidad de algunas soluciones. E inclusive, por los resultados obtenidos en su fase inicial.

Transcurridas dos décadas, existen elementos suficientes para una evaluación de la consistencia y funcionamiento de aquel modelo, así como de sus limitaciones y su crisis, con énfasis en una perspectiva superadora que incorpore la sustentabilidad ambiental y la atribución y financiación de los costos asociados.

2. Abastecimiento de electricidad y gas natural por redes. Mercados desregulados o con regulación por incentivos. Configuración regulatoria y proceso de transición.

En el debate sobre la organización de los servicios públicos, en particular en las disyuntivas tipo público-privado o mercado-Estado, suelen tratarse, como si fueran una sola, tres cuestiones bastante diferentes: la propiedad (de quién son o de quién deben ser las empresas); el financiamiento (¿de inversores privados, de bancos, del propio negocio, de los usuarios, del presupuesto público, o de alguna combinación de todos ellos?); y la gestión (libre o sujeta a alguna forma de plan o instrucción gubernamental).

En la historia de los servicios públicos hemos visto muchos casos en que la necesidad de recurrir al financiamiento público condujo a un cambio en la propiedad (estatización de

empresas). Y recíprocamente, las limitaciones del financiamiento público condujeron al cambio inverso (privatizaciones).

Sin embargo, hay que cuidarse de una asimilación simplista. Hay empresas privadas de servicios que reciben financiamiento público, para inversiones o funcionamiento: p.e. ampliaciones del subterráneo en Buenos Aires, subsidio a ferrocarriles urbanos, electrificación rural. Del mismo modo, hay empresas públicas que reciben financiamiento privado (de bancos y proveedores, e incluso en ciertos países mediante la emisión de acciones o bonos).

También hemos visto muchos casos en que la propiedad pública de las empresas de servicios se ha considerado como la única vía apropiada para la ejecución de políticas públicas. Por ejemplo, por la convicción de que la estatización es la única vía para evitar abusos en los monopolios naturales; o la creencia de que el Estado puede recurrir más o menos impunemente a los subsidios cruzados y la impresión de que la propiedad pública es una herramienta eficaz para asegurar el cumplimiento de los planes y decisiones gubernamentales.

En la práctica, cualquier empresa privada en cualquier país del mundo puede ser inducida a operar como ejecutora de políticas públicas; y en muchos casos esto tiene éxito, con la condición de la sustentabilidad.

El Estado tiene varios tipos de instrumentos para esto. El primero son las leyes y normas obligatorias. El segundo son los estímulos y el financiamiento. Finalmente, el tercer instrumento es la propiedad. Aquí el Estado, como accionista, podría “obligar” a sus empresas a ejecutar determinadas políticas. Decimos “obligar” entre comillas porque frecuentemente el poder del Estado sobre sus empresas es limitado. Hay una tecnoburocracia que suele ser fuerte, hay sindicatos que también lo son, hay grupos de presión, los ejemplos abundan.

Además, muchas veces se ha creído –o se ha actuado como si se creyera- que en esta función de ejecutar políticas gubernamentales la empresa pública puede desentenderse de la rentabilidad. Sin embargo, la experiencia demuestra que la rentabilidad es una de las fuentes genuinas -a menudo irremplazable- de los recursos que necesita la empresa pública para su desarrollo. Tampoco puede olvidarse que la rentabilidad es una forma de mostrar un resultado de gestión. La experiencia argentina al respecto, es bien contundente. Si se compromete su sustentabilidad, las empresas públicas terminan degradándose y resultan impotentes para ejecutar políticas y aún para atender los mínimos umbrales de producción y de servicio que constituyen la justificación de su existencia¹⁸². Demás está decir que lo mismo ocurre con las empresas privadas.

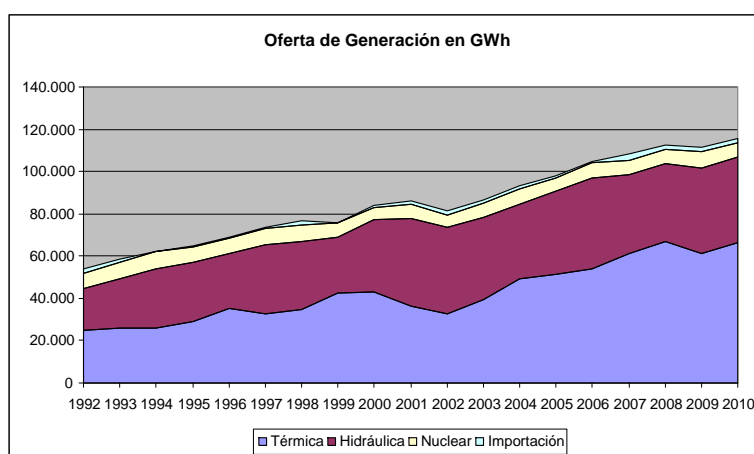
¹⁸² La situación operativa y económica de muchas empresas públicas energéticas argentinas, hace veinte años, no sólo era deficiente sino que no aseguraba el abastecimiento que el país requería para su funcionamiento y desarrollo.

◆ Reforma en Argentina

Al principiar la década del noventa y a partir de lo que se definió como fracaso del Estado, se adoptó el rumbo opuesto en los tres planos: la propiedad, el financiamiento y la gestión.

El nuevo modelo energético podría resumirse como: confianza en los mercados, como emisores de señales de precios eficientes, confianza en la gestión e inversión privada de los servicios, confianza en cuanto al abastecimiento a largo plazo, y confianza en el poder regulador del Estado.

Gráfico 1.



Elaboración propia en base a datos de Cammesa.

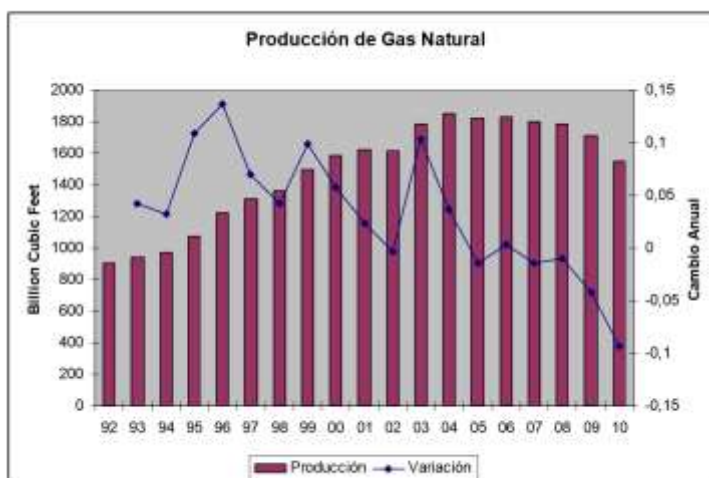
La aplicación de este nuevo modelo revitalizó y reforzó la evolución de la matriz energética hacia el gas natural. Aumentó la penetración en los usos industrial y doméstico. Se difundió mucho más rápidamente el uso vehicular. Y todos los proyectos privados en generación eléctrica estuvieron basados en el gas natural.

En un marco de estabilidad monetaria fundado en la convertibilidad, el resultado inicial del nuevo modelo fue muy positivo, en términos de inversión en la expansión y mejoramiento del servicio, tanto en gas como en electricidad¹⁸³.

El precio medio de la energía eléctrica bajó sensiblemente, y el fisco pudo desentenderse del mantenimiento del servicio, de casi todas las inversiones energéticas y de importantes pasivos que fueron cancelados o transferidos con la privatización.

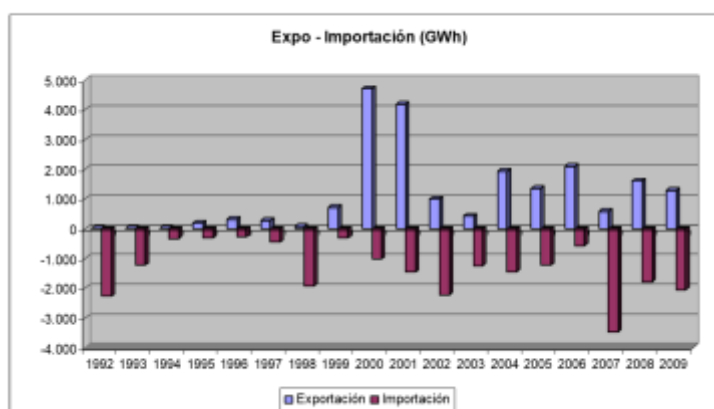
¹⁸³ Véase Gráficos 1 y 2. En la década '92/'01 la producción de gas creció un 80% y la de electricidad un 60%, cubriendo adecuadamente los requerimientos de la demanda interna y externa.

Gráfico 2



Elaborado en base a datos de EIA, SE y IAPG.

Gráfico 3



Elaboración propia en base a datos de EIA y Cammesa.

A partir de esos éxitos iniciales, se impulsó una apertura externa orientada hacia la exportación, que descansaba en la fortaleza de la matriz energética gas-intensiva. Se avanzó en la integración con países vecinos, tanto en gas como en electricidad, con intercambios firmes principalmente en la exportación, y de oportunidad en ambos sentidos¹⁸⁴.

Podemos resumir la concepción básica que orientó la reforma del sector eléctrico y gasífero argentino a principios de la década del '90 diciendo: *reforma y privatización* fueron dos partes de un proceso indivisible, basado en la convicción de que el sector

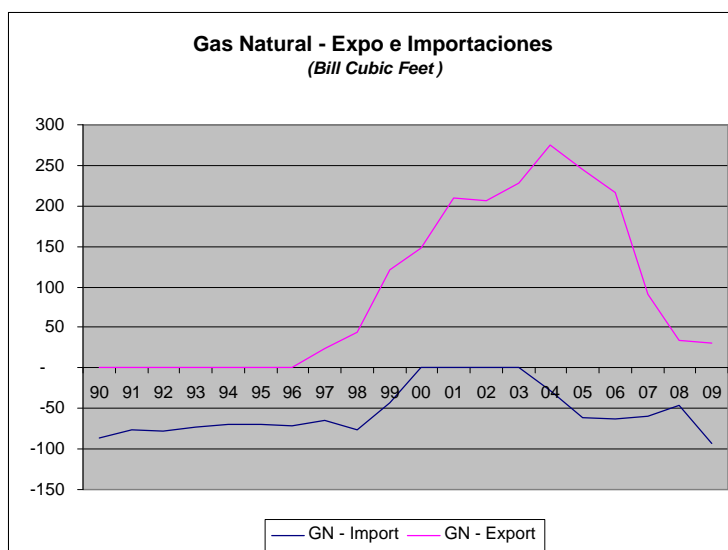
¹⁸⁴ Véanse Gráficos 3 y 4. A partir del 2000 se iniciaron importantes intercambios eléctricos con el Brasil (primero exportaciones y luego en ambos sentidos). Las exportaciones de gas natural se acentúan a partir de 1997 y llegan a su pico en el 2004, para declinar fuertemente a partir de la restricción evidenciada entonces. Allí aparecen las importaciones desde Bolivia y luego del GNL.

privado, impulsado legítimamente por el propósito de lucro, habría de proveer más y mejor servicio energético.

El traspaso masivo de servicios públicos estatizados a manos privadas, incluyendo la mayor parte del sector energético, resultó un proceso impactante que distrajo la atención sobre una componente sustancial: el sector volvió a tener un marco regulatorio.

Esto es, un marco legal y reglamentario moderno, y aparentemente confiable. La apertura a la competencia de las actividades de producción de gas y electricidad y el principio del libre acceso en transporte y distribución, derribaron la vieja fortaleza del monopolio de las redes. De hecho, ninguna de las grandes empresas estatales fue transferida en su forma original, todas fueron segmentadas y readecuadas para funcionar en el nuevo ámbito competitivo, incluyendo la hipotética competencia por comparación (*yardstick competition*)¹⁸⁵.

Gráfico 4.



Elaboración propia en base a datos de CIG, BCRA, EIA y estimaciones.

Esto no significó que el Estado se desentendiera del servicio público. El Estado se reservó las funciones de legislar, regular, controlar e incluso quedó legalmente responsable como proveedor de última instancia.

Pero la producción, la comercialización, toda la gestión del servicio energético y por supuesto la obtención de fondos para inversiones de capital quedó como una

¹⁸⁵ Con el avance del modelo se produjo cierta integración gas – electricidad en determinados grupos energéticos, lo que por un lado reflejaba la concentración en el “upstream” pero que por otro lado no producía comportamientos colusivos en el mercado mayorista eléctrico por su particular organización regulatoria. El mercado contractual gasífero se organizó con techo en el costo de oportunidad del combustible alternativo, vinculado a la evolución de su precio internacional.

responsabilidad que el marco regulatorio atribuyó al sector privado, dentro de reglas que podemos denominar de capitalismo competitivo, y en condiciones de riesgo.

En términos simplificados podría decirse que en el servicio eléctrico la gran “desregulación” tuvo lugar en la actividad de generación, la que en cierto modo fue asimilada a cualquier otra actividad industrial, sin más requisitos de entrada –excepto para los usos hidroeléctricos- que las normas locales y ambientales de aplicación. En la industria del gas, lo fue la contractualización de la demanda de grandes consumidores y distribuidores hacia los productores. Y en ambos segmentos, la separación y regulación de los servicios de transporte y distribución.

Sin embargo, más allá de la libre entrada de nuevos actores, el mercado eléctrico mayorista siempre estuvo bastante lejos de ser un mercado absolutamente libre, aun cuando hay que admitir que la regulación, a grandes rasgos, apuntó a reproducir los resultados que podrían esperarse de un mercado competitivo transparente.

La normativa y sus resultados reflejaban, en cierto modo, la tensión entre dos concepciones que estaban aparentemente instaladas a nivel ideológico entre los autores de la reforma. Por un lado se sostenía la conveniencia de obtener precios libremente pactados en un marco de competencia, y por el otro se entronizaba una deidad llamada “costo marginal”, como si no se advirtiese que éste concepto se introdujo en la literatura eléctrica precisamente para determinar precios teóricamente óptimos, pero regulados al fin, y no libremente pactados.

Desde luego, la aparente colisión entre estas dos concepciones podía fácilmente resolverse asignando a cada una su papel.

Los precios “libremente pactados” se encontrarían en contratos entre generadores y grandes usuarios, o bien en contratos de abastecimiento de largo plazo que los distribuidores suscribiesen como consecuencia de procesos licitatorios supervisados por el regulador. En este caso no serían contratos “libres” en estado puro, pero podrían fijar precios competitivos suficientemente transparentes.

El mecanismo de fijación de precios por “costo marginal” se revelaba, en cambio, apropiado para el mercado instantáneo o “spot”. De hecho, la decisión de basarse en costos técnicos sujetos a auditoría, en lugar de precios declarados, fue útil para evitar ciertas maniobras que se observaron en mercados eléctricos de otros países¹⁸⁶.

Cuando el mercado eléctrico mayorista estuvo funcionando a pleno, las transacciones se verificaban según tres tipos de precios.

¹⁸⁶ La primera reforma del sistema eléctrico en el Reino Unido se basó en un mercado de transacciones spot tipo “pool” de demanda, con declaración de precios. A partir del 2001 este esquema fue sustituido por un nuevo mercado contractual bilateral, con ajuste de los excedentes (NETA – *New Electricity Trade Agreement*). Los informes del OFGEM que evaluaron el nuevo mercado detectaron reducciones sustanciales en los precios sancionados (del 40%) respecto de 1998.

- Contratos de largo plazo: los primeros correspondieron a un grupo de centrales de propiedad estatal, que a los fines de su privatización fueron dotadas de contratos de venta a las distribuidoras y algunos otros clientes. Los más extensos durarían ocho años, y el precio, relativamente apropiado al momento de la privatización, resultó luego mucho más atractivo cuando el mayorista cayó a sus niveles mínimos. Más tarde se agregaron contratos libres de generadores con grandes usuarios.
- Precio “spot”, de sanción horaria, ajustado al costo marginal, con excepciones. Inicialmente se admitió que el costo de ciertas plantas excesivamente antieconómicas pero imprescindibles en horas de demanda máxima, no podía ser fijador de precio y se adoptó para aquellas un sistema de reembolso.
- Precio “estacional” a fin de disponer de un valor para la venta a los distribuidores que, en ausencia de contratos, tuviera suficiente estabilidad para ser trasladado a los cuadros tarifarios. Se adoptó un precio medio esperado –abierto en tres franjas horarias- basado en una programación estacional semestral ajustada por trimestres. Dado que el precio spot medio de cada período habría de resultar en la práctica diferente al esperado, se dispuso de un Fondo Compensador que permitiese ajustar la diferencias de un período en otro. Este Fondo fue inicialmente alimentado por las ventas de grandes hidroeléctricas no privatizadas.

3. Análisis de las limitaciones implícitas: dependencia de la oferta de recursos primarios y de las condiciones macroeconómicas.

Si hubiera que determinar cuáles fueron los pilares sobre lo que se apoyó la gran reforma económica introducida en la Argentina a principios de la década del 90, probablemente existiría acuerdo en que fueron tres: la estabilidad monetaria, la desregulación y las privatizaciones. Podría discutirse un orden de prelación, incluso de causalidad entre las tres partes del proceso, sin que cambie el hecho de que la reforma económica se apoyó en esos tres pilares.

Como resultado de este proceso, un conjunto de inversores que muchos suponían inexistentes en cuanto a la inclinación a correr riesgos, inmovilizaron grandes sumas de capital en el sistema energético y otras obras de infraestructura de la Argentina.

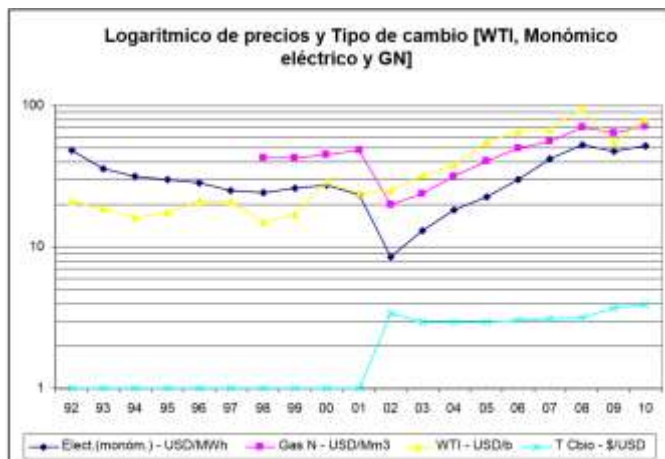
Desde luego, la presencia de una administración que de manera tan sorpresiva como vehemente se proclamaba a favor de este tipo de inversiones, y el dictado de normas legales y reglamentarias novedosas, y coherentes con esa orientación, formaron parte de las condiciones favorables.

Pero habrían tenido poco efecto si, más allá del ambiente propicio, no se hubiera encontrado una expectativa de rentabilidad convincente.

Y en esto fue elemento definitorio la relación cambiaria establecida por la llamada “convertibilidad”. La relación tarifas-costos de inversión resultó inicialmente favorable.

Los nuevos marcos regulatorios del sector energético prometieron garantizar tarifas en dólares.

Gráfico 5.



Elaboración propia en base a datos de SE, Cammesa y BCRA.

Lo que implícitamente prometían era “tarifas altas en dólares”. Se pretendía dar sustento legal a esta promesa por medio de la llamada Ley de Convertibilidad, y sustento real a través de un flujo positivo de divisas que evitara encarecer el dólar. En una situación internacional relativamente desfavorable en términos de comercio exterior, el flujo positivo de divisas se apoyó, en última instancia, en el endeudamiento, sobre todo del sector público.

Hasta aquí podría decirse que en la etapa de convertibilidad, no se otorgaron garantías de rentabilidad ni otras cláusulas que apuntaran a achicar el riesgo empresario en cada servicio privatizado. Pero existió una aparente “socialización del riesgo cambiario”.

Existieron además en la reforma del sector energético otros supuestos no explicitados, pero importantes, que inicialmente contribuyeron al éxito del experimento, y posteriormente se revelaron como limitantes.

Por una parte, merece ser rescatado el hecho de que, en la época de las privatizaciones, la Argentina contaba con grandes reservas de gas sin desarrollar. Esta singular dotación constituyó otra de las palancas que actuaron a favor de la gran inversión verificada en el sector energía. Desarrollo de yacimientos, ampliación de la capacidad de transporte de los

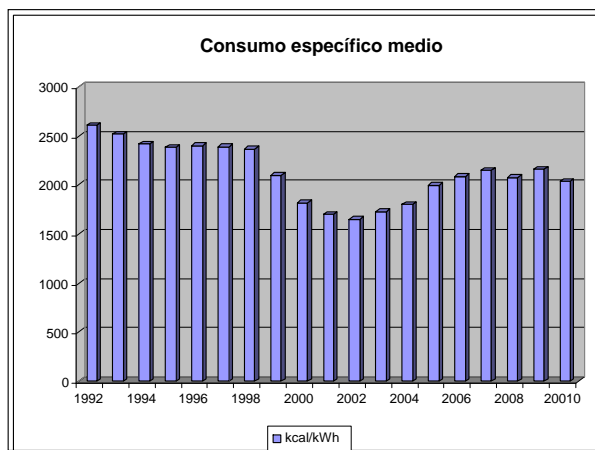
gasoductos¹⁸⁷, extensión de las redes de gas natural, gasoductos de exportación y, desde luego, nuevas centrales térmicas a gas.

Podría agregarse otra coincidencia, y es que esa gran posibilidad de recurrir masivamente al gas natural se produjo en el momento en que la tecnología del ciclo combinado alcanzaba un punto de madurez, presentando por primera vez en mucho tiempo un salto tecnológico en la producción de electricidad¹⁸⁸.

Se fue de esa manera configurando una combinación de factores –dotación de recursos naturales, tecnología disponible, marco regulatorio y ambiente macroeconómico amigable - particularmente favorable a la aparición de oferta competitiva, en un mercado dotado con una planta de generación mixta, hidráulica y térmica, relativamente bien distribuida, pero con mucho equipamiento vetusto y de alto costo operativo.

Tan así fueron las cosas, que a partir de la implantación del mercado eléctrico mayorista competitivo se produjo una verdadera explosión de la oferta, de condición espontánea y no ligada a contratos de venta de energía y potencia.

Gráfico 6.



Fuente: Cammesa y estimación propia.

El primer resultado fue una baja sensible en el precio mayorista¹⁸⁹, lo que se convirtió en uno de los primeros galardones de la reforma del sector: quedaba demostrado que el capital privado de riesgo, en condiciones favorables, podía proveer en corto tiempo una gran mejora en la oferta, y baja del precio al usuario final.

¹⁸⁷ Véase la evolución anual del volumen máximo diario inyectado en el sistema de transporte de gas en el Gráfico 8.

¹⁸⁸ Véase en el Gráfico 6 la mejora en el rendimiento térmico evidenciado en el sistema, en los años en que entraron en operación las nuevas generadoras de ciclo combinado. El consumo específico medio se redujo en el 30% en el quinquenio 1997 – 2001.

¹⁸⁹ Véase Gráfico 5. El precio mayorista monomérico eléctrico se redujo en el 52% en los diez años transcurridos desde la reforma del '92 hasta la ruptura económica de fin del '01.

Este mismo proceso tuvo, a la vez, algunos efectos desfavorables. Uno fue un cierto sobre equipamiento, que llevó el precio mayorista a niveles suficientemente bajos como para congelar –a partir de 1998- las nuevas decisiones de inversión¹⁹⁰. Otro fue una suerte de “beatificación” del mercado de corto plazo (spot), que llevó a las autoridades a desalentar, en los hechos, el mercado de contratos.

Lo que evidentemente era un “boom”, una primavera favorecida por una combinación particularmente afortunada de circunstancias, fue asumida como supuesta solución permanente. Los distribuidores de electricidad actuaron como si confiaran en que la expansión autónoma de la oferta habría de ser indefinida, y los reguladores nunca habilitaron mecanismos que les permitieran gestionar contratos competitivos de largo plazo, trasladando su costo a la tarifa.

Ausente así lo que debió ser el mecanismo natural de conexión entre la demanda futura y las decisiones de inversión, en los tres años en que todavía el mercado mayorista eléctrico funcionó en las condiciones de diseño, no se recogieron señales útiles. Se había confundido el concepto de mercado competitivo con el mercado “spot”, cercenando el mecanismo que debería haber constituido la base de la oferta, apto para estabilizar el precio y asegurar la maduración de aquel mercado todavía adolescente.

Un tercer efecto desfavorable, visto desde lo ambiental y de la utilización de los recursos energéticos renovables, fue el desbalance del equilibrio relativo entre fuentes, con incremento de la generación térmica –aunque con mayor penetración del gas natural y desplazamiento de fuel y gas oil- en detrimento de la hidráulica y nuclear¹⁹¹.

La ausencia de un planeamiento que pudiera enfatizar el uso de recursos renovables y la participación de las distintas fuentes según el racional emergente de los precios de mercado – que no incorporan efectos ambientales- produjeron el sesgo mencionado.

Cuadro 1.

Participación Relativa de la Oferta Eléctrica					
Periodo	92-'96	97-'01	02-06	07-'10	Variación
Térmica	45,6%	47,9%	48,9%	57,1%	25%
Hidráulica	40,7%	42,2%	42,5%	34,6%	-15%
Nuclear	12,2%	8,7%	7,2%	6,2%	-49%
Importación	1,4%	1,3%	1,4%	2,1%	51%

Elaborado en base a datos de Cammesa

¹⁹⁰ A fin del 2001 se alcanzaron los menores precios mayoristas de la energía (USD 22,71/MWh), que en el 2002 pasaron a ser la base de la nueva etapa del mercado operado en pesos, ya sin convertibilidad con el dólar.

¹⁹¹ El Cuadro 1 señala las participaciones relativas por fuentes en periodos quinquenales.

Finalmente, la quiebra de las condiciones macroeconómicas, desnudó la fragilidad del conjunto.

4. Escenario de crisis macroeconómica y consecuente crisis energética. Transición desde un marco regulatorio apoyado en decisiones de mercado hacia un marco mixto con financiamiento público.

Hasta fines del año 2001 el funcionamiento del modelo energético de servicio público mostraba problemas, algunos de reciente aparición, pero nada que no pudiese resolverse con inteligentes ajustes regulatorios.

De hecho, en el año 2001 se intentó una complementación del marco regulatorio, a través de uno de los llamados “decretos de necesidad y urgencia” (decreto legislativo) dirigido a reformar algunos aspectos de la Ley eléctrica.

Allí se intentaba avanzar en las reformas, en el mismo rumbo trazado una década antes, aunque seguramente sin calibrar el cambio de circunstancias. Se introducía explícitamente la figura de los contratos de largo plazo para las distribuidoras, se creaba la categoría de “agente comercializador” y se sustituía el despacho a costos marginales por el sistema de precios libremente cotizados por los generadores. Sin embargo, la misma norma intentó innovar en el régimen de distribución de los fondos federales que había establecido la ley, y esto provocó una reacción extendida en las provincias, lo que llevó al Congreso a derogar expresamente el decreto.

Hemos dicho que el éxito inicial de la reforma regulatoria, en particular en lo referido a oferta, se apoyó sobre una constelación de circunstancias favorables, que identificamos como el marco macroeconómico –incluida cierta relación peso/dólar– el marco legal, la disponibilidad de gas y la tecnología del ciclo combinado.

Hoy podría comprobarse que los efectos favorables del salto tecnológico perderían –como suele ocurrir– su dinamismo innovador en menos de una década. En el último quinquenio se evidenció que la explotación entusiasta de yacimientos de gas, sin la contrapartida de nuevos descubrimientos, produciría la declinación de la oferta¹⁹². El marco legal se mantuvo prácticamente sin cambios, exhibiendo una rigidez poco favorable a la evolución del sector.

Pero aun cuando todos estos aspectos podrían haberse convertido en sí mismos en causa de crisis, antes de que eso llegara fue la ruptura del marco macroeconómico lo que

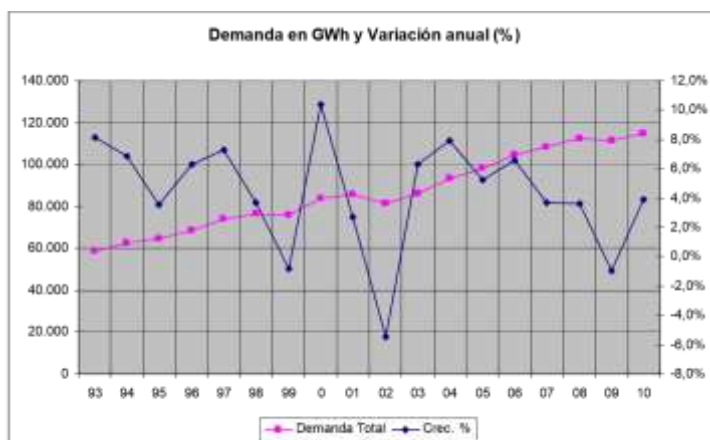
¹⁹² Gráfico 2. La producción de gas se viene reduciendo desde 2004, con una caída del 8% hasta el 2009. ¹² Gráfico 5. Devaluación del 70% en el valor relativo del peso respecto del dólar, en el 2002.

derrumbó el modelo. Y más específicamente, la ruptura de la convertibilidad, con la devaluación abrupta e incontrolada del peso argentino¹².

La ruptura del modelo de mercado eléctrico no significó la desaparición del precio “spot”, determinado a partir de costos marginales, ni la del precio estacional, los que de hecho continuaron siendo calculados. Significó la pérdida de la aptitud económica de los mismos en cuanto a valor de remuneración de los intercambios del mercado y por supuesto como señales de orientación de las decisiones económicas. Es decir, dejaron de ser verdaderos precios.

Desde luego, no se puede afirmar que el recorrido normativo que llevó a transformar el régimen de mercado eléctrico mayorista que existió hasta 2001 en algo tan distinto como lo que llegó a ser en 2010, haya respondido a un plan estratégico orientado a tal evolución. Se puede “ex-post” reconstruir ese recorrido a partir de una sucesión de medidas puntuales, generalmente pragmáticas, adoptadas sobre la marcha y al impulso de la necesidad.

Gráfico 7.



Elaborado a partir de datos de Cammesa.

La necesidad se debió al importante crecimiento de la demanda. El consumo de energía, que había caído en 2002, empezó a recuperarse a buen paso, y la urgencia por agregar oferta se hizo evidente. A poco andar –principios de 2004- también se hizo evidente que para agregar oferta no se podía seguir contando con ilimitada provisión de gas¹⁹³.

En materia de gas, durante el periodo regulatorio sustentado en el anclaje monetario de la convertibilidad, se expandieron la producción y la capacidad de transporte a punto de eliminar la restricción de abastecimiento a la generación térmica durante el invierno, que es cuando más gas se requiere por el pico de la demanda residencial¹⁹⁴. Este incremento

¹⁹³ Gráficos 7 y 2. A partir del 2003 la demanda eléctrica creció a un promedio del 6% anual acumulativo, hasta la disminución por la crisis financiera internacional del 2009.

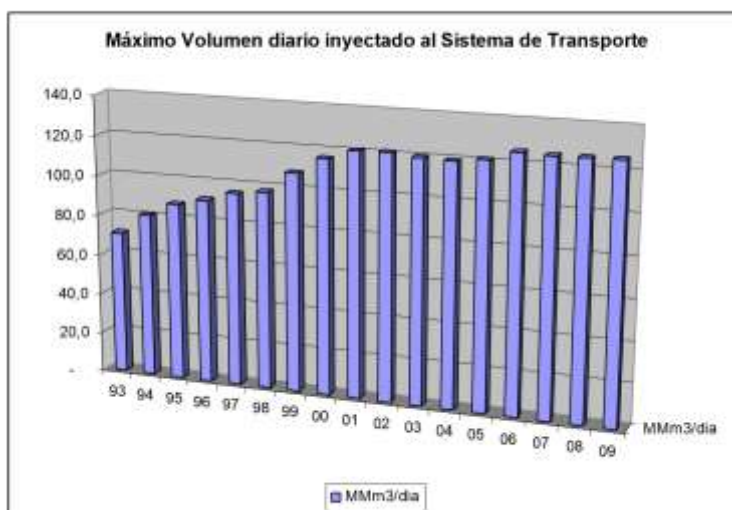
¹⁹⁴ Véanse Gráficos 2 y 8.

de la producción fue posible en función del uso de las voluminosas reservas alcanzadas al principio de los '90, las que no se repusieron. Y el aumento de la capacidad de transporte se logró básicamente mediante compresión y *loops* en los gasoductos existentes.

También en el gas, con la ruptura del marco macroeconómico, los precios dejaron de ser señales representativas del costo de oportunidad del sustituto energético alternativo y del costo de reposición del recurso.

El incremento de la demanda de gas y de electricidad a partir del 2003/4, coincidiendo en ese periodo con baja hidraulicidad para generación, evidenció la insuficiencia de la producción y también del transporte de gas, restringiéndose las exportaciones y debiéndose volver al consumo de combustibles líquidos en los picos del invierno para buena parte de la generación térmica¹⁹⁵.

Gráfico 8.



Elaborado en base a datos de Enargas

Así como hemos dicho que a principios de la década del noventa se produjo una conjunción de circunstancias favorables para la expansión de los sistemas y el abastecimiento de la demanda, en la década siguiente se produjo una conjunción negativa.

A la gran devaluación del peso argentino –con el consiguiente incremento de los costos y pérdida de fuentes de financiamiento- se sumaron la estrechez en la disponibilidad de gas natural y el incremento extraordinario y sin precedentes del precio internacional de los combustibles¹⁶.

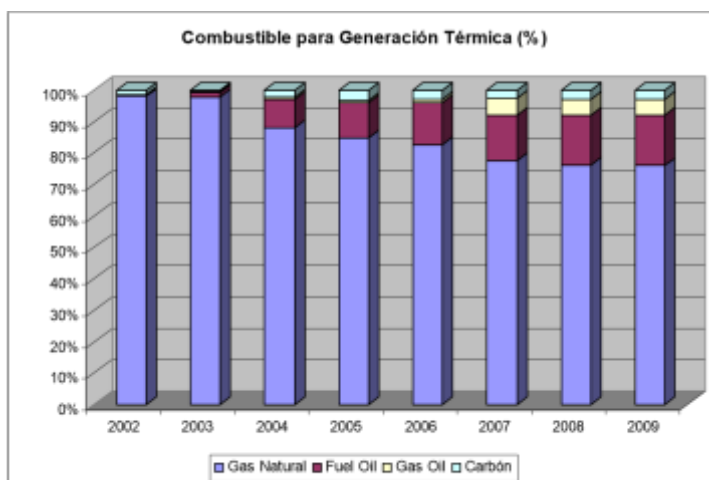
¹⁹⁵ Gráfico 9. La participación del gas natural en la producción eléctrica disminuyó del 98% (2002/2003) al 88% en el 2004, al 83% en el 2006 y al 76% en el 2008/2009. Subió la participación de los líquidos (principalmente Fuel Oil) y en menor medida, del carbón. ¹⁶ Ver en el Gráfico 5, la evolución del precio del WTI.

En todo el proceso de la transición, algo parecía claro: quebrada de tal modo la paridad cambiaria a cuyo amparo había nacido la expansión productiva del gas y el mercado mayorista eléctrico, pretender que los valores de mercados restringidos siguieran fijando precios carecía de sentido económico, así como de viabilidad política y social.

Recuérdese que lo que ocurrió no fue una devaluación de pequeño o mediano calibre, habiéndose perdido súbitamente dos tercios –y por momentos tres cuartas partes- del poder adquisitivo de los precios y tarifas locales.

La primera etapa de la transición consistió básicamente en “*pesificar*” las transacciones del gas, las del mercado mayorista eléctrico y congelar tarifas, en el caso del mercado eléctrico vía el precio estacional.

Gráfico 9.



Elaboración en base a datos de Cammesa

La diferencia a favor de los generadores se cubrió con el saldo acumulado hasta entonces en el Fondo Compensador. Esto tenía un trasfondo de legitimidad, ya que esos recursos habían sido aportados en última instancia por los usuarios, pero era desde luego una solución de corto aliento. Al agotarse el Fondo (después de diez trimestres), los generadores comenzaron a cobrar sólo una parte del valor de sus ventas, generando acreencias que el Estado Nacional declaró virtualmente incobrables, y sobre cuya resolución nos referimos más adelante¹⁹⁶.

Una segunda etapa se define por la asistencia del Estado para la compra de combustible líquido. A partir del 2004 se evidenció la insuficiencia de la producción y luego se sumó también la del transporte de gas, lo que motivó la necesaria intervención gubernamental para proveer combustible alternativo para la generación térmica. Ello coincidió también

¹⁹⁶ Véase la nota 19. ¹⁸ Gráfico 4.

con el impacto de la suba en el precio internacional del petróleo, que durante el quinquenio 2004/08 creció un 150%.

A través de diversos mecanismos –adelanto de fondos a generadores, luego compras directas por medio de CAMMESA, acuerdos con Venezuela, financiación del Estado- los generadores térmicos vieron su negocio transformado, convirtiéndose en la práctica en procesadores que recibían combustible del Estado y lo devolvían convertido en energía eléctrica, a cambio de una remuneración que cubriría costos operativos.

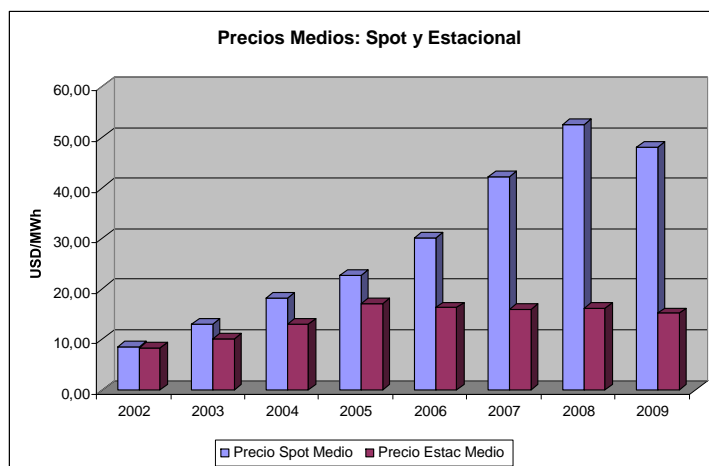
Cabe aquí considerar también las restricciones que debieron imponerse a las exportaciones de gas previamente comprometidas¹⁸ y al haberse iniciado acuerdos para la importación de gas de Bolivia. Posteriormente, a ello se sumó la importación de GNL para cubrir los picos estacionales de la demanda.

La tercera etapa puede identificarse como la intervención estatal directa en el impulso a la expansión de los sistemas mediante la construcción de nueva capacidad.

En materia de infraestructura eléctrica, se avanzó en unos seis frentes.

Uno fue convencer a los generadores que la única forma de recuperar sus acreencias era aplicándolas a nuevas inversiones en capacidad de generación. Dos grupos de generadores importantes aceptaron la propuesta¹⁹⁷, lo que se materializó en la construcción de otras tantas centrales. Y una segunda operación de este tipo está actualmente en marcha.

Gráfico 10.



Elaborado en base a datos de Cammesa

El segundo frente fue retomar el plan nuclear, que había sido abandonado en la década anterior, por una clara incompatibilidad con el programa privatizador, a la que no era

¹⁹⁷ Programa FONINVEEM. Desarrollado entre 2006/2010.

ajeno el desprestigio que a nivel global había envuelto la generación nuclear, y que sin duda en la actualidad va quedando atrás.

Se aplicaron muchos esfuerzos y recursos para terminar la tercera central nuclear, los que resultarían desproporcionados si sólo se tratara de agregar 800 megavatios a la oferta, lo que es menos que el crecimiento de la demanda de un año. Pero que se justifican en la recuperación de los cuadros profesionales, en la experiencia institucional y de los proveedores, lo que apoya retomar el plan nuclear y la factibilidad de la cuarta y quinta centrales cuya contratación parece cercana.

En el tercer frente, se dirigen recursos a retomar el desarrollo hidroeléctrico, inicialmente completando la cota de Yacretá, promoviendo luego Garabí, Corpus y también mediante la construcción de dos centrales en la Patagonia y otras en Neuquén y Cuyo.

El cuarto frente ha consistido en el impulso, promoción y financiamiento de obras de interconexión eléctrica para completar y reforzar el sistema integrado de transmisión en alta tensión en todo el territorio nacional, lo que también mejora sustancialmente las posibilidades de transferir y de recibir energía eléctrica de los países limítrofes.

El quinto frente es sin duda la incorporación de las nuevas formas de producción de energía con recursos renovables, a través de contratos que procuran asegurar un precio sostenible – a prorratear en todo el mercado – a proyectos que sumarían no menos de 1 GW de potencia, la mitad eólicos.

El sexto frente, el menos lucido pero inevitable para llenar el vacío de corto plazo, fue la instalación de un buen número de centrales de pequeño módulo - operaban unas 60 unidades a fines del 2010- con tecnología tradicional, y alto consumo específico.

En definitiva, en el mercado eléctrico se ha girado desde un sistema que tenía tres precios resultantes de la competencia de costos, hacia un sistema de precios administrados múltiples que remuneran parcialmente a la oferta, en tanto que las decisiones de inversión se adoptan mediante criterios de incentivos diferenciales o de asignación presupuestaria.

Este sistema todavía tiene carácter de emergencia, no tiene una estabilidad normativa ni un grado de institucionalización que pueda asumirse como un nuevo marco definitivo.

Tampoco tiene un cierre económico financiero que asegure los ingresos de todos los participantes y aleje incertidumbres. Y como cualquier sistema de precios administrados, enfrenta el desafío de la sustentabilidad.

Puede apuntarse aquí una diferencia sensible con la respuesta que dio el gobierno brasileño cuando el modelo de abastecimiento adoptado en la década del 90 se reveló insostenible¹⁹⁸. A partir de 2003 Brasil desechó el régimen “de mercado libre”,

¹⁹⁸ Véase el apartado 5.

reemplazándolo totalmente por otro sistema, que se puso en marcha enseguida con su reglamentación virtualmente completa.

En materia de gas, la intervención estatal directa en Argentina se dio en el impulso a la construcción de nuevos gasoductos, en la ampliación de existentes y en programas de estímulo diferencial para incentivar nuevas inversiones exploratorias, introducción de nuevas tecnologías y el desarrollo de yacimientos.

Fue necesaria también la intervención gubernamental para equilibrar la balanza del gas, restringiendo compromisos de exportación e iniciando programas de importación (de Bolivia y embarques de GNL).

5. Experiencia internacional de implantación problemática de un modelo de mercado y su modificación.

◆ Cambios en Brasil

En comparación con la experiencia argentina, cuando se analiza la evolución de la reforma introducida en la República Federativa de Brasil, ha de admitirse que más allá de importantes diferencias entre los procesos de ambos países, también allí se desarrolló, en el curso de la década del 90, una reforma económica con énfasis en las privatizaciones y en el rol de los mercados desregulados.

En el sector eléctrico, el proceso puede datarse en 1995. La privatización de las grandes distribuidoras avanzó con firmeza, al tiempo que se intentaba un rediseño regulatorio para organizar el mercado mayorista competitivo.

El sentido de la reforma, al igual que en el caso argentino, apuntaba a obtener el concurso del capital privado de riesgo para solucionar algunos problemas importantes.

Desde fines de la década del 80 el consumo venía creciendo rápidamente, sin que hubiera sido acompañado por una apropiada expansión de la oferta. En ese marco, la reforma se orientó a obtener ampliaciones de la oferta eléctrica por vía de inversiones privadas en plantas térmicas, alimentadas con gas boliviano.

Puede decirse que se perseguía así un doble objetivo: por un lado aliviar al Estado de las grandes inversiones que demandaría el cubrimiento de la demanda, y por otro reducir la fuerte dependencia de la hidroelectricidad. A mediados de los 90 había grandes obras paralizadas y numerosas concesiones otorgadas sin obra comenzada.

Desde luego, la nueva generación térmica requería una inversión fija -por megavatio de potencia instalada- mucho menor que las tradicionales hidroeléctricas, lo que se esperaba facilitase el ingreso de capital privado.

Nuevamente se observa aquí una combinación de marco regulatorio, disponibilidad de recursos –gas importado de Bolivia-, salto tecnológico – introducción del ciclo combinado- y una situación macroeconómica propicia, que se resumía en la paridad real/dólar (Plan Real), favorable a la importación de gas y a la inversión en equipamiento.

A diferencia del caso argentino, la alteración de la situación macroeconómica favorable se produjo antes de que el nuevo sistema de mercado mayorista se hubiera puesto en marcha. Nos referimos a la devaluación del real, acaecida en 1998.

En la práctica, dos condiciones esenciales para reproducir lo que había sido la experiencia argentina –una gran expansión de la oferta térmica mediante nuevas plantas de ciclo combinado a gas y la disponibilidad de éste- quedaron así seriamente comprometidas. La inercia del proceso de reforma llevó a intentar, hasta el año 2001, la organización del mercado mayorista competitivo (*MAE – Mercado Atacadista de Electricidad*). Las normas que se elaboraron para el MAE, supuestamente influenciadas por el modelo inglés, se centraban en el precio de corto plazo y achicaban el protagonismo de la hidroelectricidad en relación a su verdadero peso en la oferta.

Como ya se dijo, las expectativas del crecimiento estaban orientadas a nuevas inversiones privadas de menor escala y no a nuevas grandes obras hidroeléctricas. En ese momento existía la esperanza de que los nuevos generadores pudieran acceder al gas importado con alguna clase de subsidio.

Esto no ocurrió, la relación cambiaria había dejado de ser favorable, existieron resistencias institucionales por parte de las grandes hidroeléctricas respecto a la nueva organización del mercado, y para peor, el temido escenario de años secos se presentó –y cruelmente- en 2001.

El aporte de la inversión privada que seguramente en 1995 se había imaginado como atenuador del riesgo hidráulico, no había llegado a tiempo. Brasil enfrentó un período de severo racionamiento, y como no podía ser de otro modo, esta crisis arrastró al “modelo de mercado” antes de que hubiera llegado a funcionar.

A partir del 2003 el nuevo gobierno¹⁹⁹ planteó desde el inicio un marco regulatorio completamente distinto, aunque no se aplicó a revisar las privatizaciones. Se recreó un sistema fuerte de planeamiento a nivel federal, se volvió a otorgar financiamiento a las grandes obras hidráulicas, y se dio importancia fundamental al abastecimiento basado en

¹⁹⁹ Luiz “Lula” Ignacio Da Silva por el Partido dos Trabalhadores, fue electo presidente de Brasil en octubre de 2002. Algunos analistas vincularon su victoria sobre el PSDB del presidente Fernando Enrique Cardozo, con el desencanto y frustración que produjo la restricción eléctrica de la crisis 2001/2002.

contratos de largo plazo. Las distribuidoras quedaron obligadas a contratar toda su demanda, a largo plazo.

Nótese que el mercado libre no desapareció. Sigue existiendo, aunque el grueso del abastecimiento a la demanda –compras de las distribuidoras- se canaliza en forma de contratos de largo plazo con precios obtenidos por medio de licitaciones competitivas supervisadas por el regulador.

◆ Los problemas de la eficiencia y de la coordinación

En el diseño y operación de los sistemas energéticos se plantea frecuentemente el desafío y la dificultad de compatibilizar adecuadamente los objetivos de lograr su eficiencia y al mismo tiempo su coordinación dinámica.

Cuando se piensa en priorizar “eficiencia” se plantean reformas con énfasis en el funcionamiento de los mercados, en tanto que cuando se prioriza la “coordinación” del sistema, se plantea el énfasis en distintas visiones y técnicas de planeamiento.

Si simplemente tomamos estos dos objetivos fundamentales y básicos del funcionamiento de un sistema energético, **eficiencia y coordinación** y los identificamos instrumentalmente con esquemas de organización regulatoria que también muy simplificada denominamos “con énfasis en el mercado” y “con énfasis en el planeamiento”, la evolución comparativa habida en algunos países se ilustra en el Gráfico 11.

Brasil, pese a volcarse al principio a un esquema regulatorio con mucho énfasis en el mercado, que por distintas circunstancias no llegó a ponerse operativo – entre ellas el colapso del Plan Real y la consecuente devaluación de 1998 -, no descuidó la instancia del planeamiento.

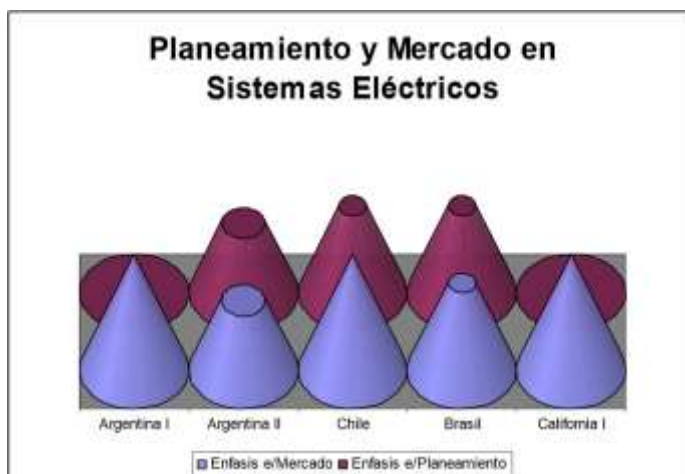
Y en el nuevo modelo regulatorio implementado a partir del año 2003, Brasil reforzó sus esquemas de planeamiento y seguridad energética.

Chile hizo una reforma también con énfasis en el mercado, pero desde un principio dotó a sus instituciones regulatorias de facultades y visión de planeamiento, aún cuando se le presentaron fallas (descoordinación del recurso hidráulico) que fue corrigiendo en el tiempo.

Suele citarse el caso del Estado de California como paradigma del fracaso de las reformas con “énfasis en el mercado”. Sin duda esa experiencia fue una buena muestra de cómo una reforma de ese tipo puede producir resultados negativos si se pretende implantarla en un marco inadecuado.

Adviértase que en California la expansión de la oferta de generación estaba largamente demorada por resistencias ambientalistas, que vinieron a producir el mismo efecto que una indisponibilidad de recursos naturales²⁰⁰. La implantación de un sistema de “mercado mayorista competitivo” sin haber removido las causas que desalentaban la expansión de la oferta, no tuvo otro efecto que explicitar la escasez.

Gráfico 11.



La pretensión de que las distribuidoras se hicieran cargo de ese costo —y la imposibilidad política y social de trasladarlo a usuarios— las colocó en situación de quiebra. Y hasta estaban privadas de acceder a soluciones de fondo, ya que los contratos de largo plazo estaban proscriptos por la creencia de que estaban reñidos con la libre competencia. Así, desabastecimiento, carestía y quiebra configuraron el paisaje tenebroso en el que concluyó aquella experiencia “fundamentalista”.

El esquema original en Argentina resultó inicialmente eficiente y se esperaba que no fuese necesario recurrir a la coordinación gubernamental del sistema.

Pero las señales de precios no resultaron suficientes para completar la integración del sistema de transmisión que el país necesitaba ni para el desarrollo de las energías renovables. Tampoco para el desarrollo de las reservas de largo plazo del gas natural.

Y luego del colapso de las condiciones macroeconómicas (2001/02), ya no puede decirse que tales señales existiesen.

6. Experiencia Diseño de un modelo sustentable para la Argentina: condiciones de inserción de las “energías limpias”.

²⁰⁰ Se produjo también, a semejanza de la crisis brasileña, un periodo seco con baja hidraulicidad.

¿Cómo está funcionando en Argentina este sistema de “precios administrados” en el que devino la reforma original con énfasis en el mercado que hizo en los ‘90?

Actualmente, el costo de largo plazo de la oferta, es soportado sólo en parte por los usuarios²⁰¹.

Otra parte del costo es subsidiado por el Tesoro nacional, a través de las compras de combustible, del financiamiento del mantenimiento de las centrales, del financiamiento de nuevos equipamientos y del subsidio al precio que pagan algunos sectores de usuarios²⁰².

Otra parte del costo es subsidiado por los generadores, y en última instancia, por los usuarios futuros.

También participan del “subsidio” -aunque más indirectamente- los productores, transportistas y distribuidores del gas natural.

¿Es posible reconducir este sistema, que a nueve años de la crisis sigue siendo “de emergencia”, hacia un mecanismo sustentable, aun cuando no se supriman totalmente los subsidios que, trabajosamente, le permiten funcionar?

El primer objetivo para ello sería reconstruir el sistema de precios, de manera de eliminar la distorsión asociada a la existencia de precios diferentes por el mismo producto. Esto tiene varios aspectos:

En principio, se aprecia que la regularización debería comenzar por el mercado de contratos, en gas y en electricidad. Procurando que se liciten bloques de energía para varios años, de los que resulten contratos previsibles que permitan tomar decisiones en materia de nuevas inversiones para asegurar el abastecimiento. Ello sostendrá las necesidades de inversión en nueva exploración, desarrollo, construcciones, interconexiones, repotenciones y mantenimientos.

Lograda que fuese una base amplia de abastecimiento, y sin amenazas de crisis o de racionamiento, correspondería sincerar el mercado eléctrico spot.

Las sumas disponibles año a año para subsidios pueden así aplicarse en formas alternativas:

²⁰¹ Véase en el Gráfico 10, la diferencia entre los precios medios spot y estacional de la electricidad. Por el diseño original del mercado, ambos precios deberían mantenerse próximos para periodos no demasiado prolongados, lo que efectivamente aconteció hasta el 2001. A partir del 2003, con el subsidio aplicado al mercado, se han ido diferenciando notablemente. El precio medio spot es representativo del costo económico del sistema en tanto que el precio medio estacional es demostrativo del costo que se transfiere y afrontan los usuarios finales (especialmente los usuarios residenciales).

²⁰² Los subsidios del Estado al sector energético, alcanzaron los USD 4,3 mil millones en 2009 y los USD 6,6 mil millones en 2010. El 70% se corresponde con costos operativos (Informe ASAP).

- Con alcance general, aligerando el precio de los combustibles que impacta en el costo de generación.
- Con alcance dirigido a la demanda, siguiendo con el subsidio parcial sobre el precio unitario de energía que ven las franjas de demanda que se quiera proteger.
- Con alcance dirigido a la oferta, en forma de porcentaje sobre el precio unitario de energía y potencia de las fuentes de energía limpia que se quiera impulsar.

Esta última es, desde luego, una forma sencilla y transparente de incorporar proyectos de energía limpia, entendiéndose que el subsidio corresponde a la internalización de las economías externas que disfrutaban las otras fuentes energéticas, por no soportar el costo de las emisiones y emanaciones que producen.

Por cualquiera de estas vías, o por combinación de todas ellas, sería posible devolver a los agentes del mercado energético sus respectivas responsabilidades, en cuanto a decisiones de inversión, operación y abastecimiento.

Aun así, hay derecho a dudar sobre la capacidad de estas señales para volver a inducir inversión privada en la medida suficiente para acompañar el crecimiento de la demanda. La presencia del Estado como un inversor subsidiario debería siempre considerarse.

En todo caso, cuanto antes pueda el mercado eléctrico liberarse de la dependencia de los subsidios más se alejará de la zona de incertidumbre.

Y dentro de este marco ha de reexaminarse el papel de la renta hidroeléctrica. No parece eficiente la pretensión de remunerar la energía hidroeléctrica a precios de mercado que reflejen el costo marginal térmico, con el petróleo rondando los 100 dólares/barril, ni mucho menos.

No cabe esperar que tan potente señal se vaya a convertir en nuevas inversiones en generación, al menos por esa sola causa. El manejo del canon a pagar por los concesionarios parece ser el instrumento apropiado para captar esa renta y revertirla a los usuarios, contribuyendo a aliviar subsidios. Una renegociación razonable, cuando ya ha transcurrido la mitad del plazo de la mayoría de las concesiones, parece una solución accesible.

6. Resumen y conclusiones

- La implantación de las reformas “de mercado” en la Argentina, tanto en lo que se refiere al gas natural como a la electricidad, se apoyó en una conjunción de circunstancias favorables, y se completó con una instrumentación cuidadosa y más refinada que en otros países que escogieron similares caminos.

- La reforma original en Argentina, sostenida sobre la convertibilidad, mejoró notablemente la eficiencia, la calidad y la seguridad del suministro, con claro beneficio económico hacia los sectores consumidores.
- No obstante ello, dicha reforma se mostró deficiente en algunos aspectos referidos a la coordinación de largo plazo del sistema energético. Especialmente en cuanto a la integración del sistema de transporte eléctrico, el mantenimiento de un balance adecuado entre las fuentes y en la reposición de las reservas de gas natural.
- A diferencia de la reforma inicial brasilera, que mostró deficiencias de diseño y consecuentes resistencias que impidieron su implementación, la reforma argentina aún con las falencias apuntadas, pudo implementarse exitosamente y produjo beneficios palpables mientras se sostuvo en el ambiente macroeconómico original (convertibilidad).
- Sin embargo, la viabilidad de la reforma en Argentina se reveló acotada por su singular entorno macroeconómico, exponiendo su falta de sustentabilidad al quebrarse dicho entorno. Similar interpretación puede hacerse de la experiencia del Brasil.
- El cambio brusco de las condiciones macro desarticuló las señales económicas y los mecanismos regulatorios para el funcionamiento del mercado energético. Profundizó las deficiencias que ya se percibían y requirió la intervención gubernamental con medidas de emergencia para sostener el abastecimiento y cubrir la expansión de la demanda.
- El primer eslabón de la cadena de valor sobre el que se asentó la reforma, que fue la oferta de gas natural, quedaba desprovisto de un mecanismo de desarrollo de largo plazo que contribuyera al abastecimiento futuro.
- La pretensión original, de que el poder público se abstuviera de todo lo que se asemeje a planeamiento, dejó al sector energético privado de la necesaria visión de conjunto y de la coordinación de acciones requeridas para la sustentabilidad del sector.
- En el Brasil, después del fracaso de su reforma inicial y de su crisis de abastecimiento del 2001, se implementó un nuevo y completo marco regulatorio con énfasis en el planeamiento, en los contratos de largo plazo y en el financiamiento de las centrales hidráulicas sin retroceder en las privatizaciones previamente efectuadas.
- En Argentina, los cambios regulatorios hechos a partir de la crisis macroeconómica del 2001 no constituyen aún un esquema consolidado y definitivo, pero implican modificaciones trascendentes al haber reasumido el Estado un rol directo en el planeamiento y promoción de nueva oferta, en la intervención en la operación y desarrollo del mercado, en el subsidio de algunos segmentos de la demanda y en una mayor ingerencia en las operaciones.

- En tal sentido, la mejor lección de la crisis en Argentina, desde el punto de vista energético, fue restablecer la legitimidad de la acción del Estado en el sector.
- Se han recuperado el planeamiento, las políticas energéticas activas y el uso de poderosos instrumentos fiscales en la reconstrucción del sector, aún cuando no se ha logrado todavía superar la emergencia normativa y no se cuenta con un marco definitivo que encamine un modelo económicamente sustentable.
- Es en este marco, en el que ha de otorgarse cauce apropiado al desarrollo de las energías limpias, como condición de sustentabilidad ambiental.

FEBRERO 2011

Referencias:

Material Bibliográfico

- Bastos, C.M.; Abdala, M.A. – Transformación del sector eléctrico argentino. 1993.
- Varios autores – Argentina. El sector eléctrico. 1998. Martínez Zago Editor.
- Mateos, F. – Análisis de la evolución del precio en el MEM entre 1992–1997. Texto de Discusión N° 6. 1999. CEER. Universidad Argentina de la Empresa.
- Joskow P.L. – California’s Electricity Crisis. Massachusetts Institute of Technology. Nov 2001.
- NETA One Year On. OFGEM. 27/03/2002.
- Correa, R.A. – Estudio comparativo de las crisis eléctricas en Chile, California y Brasil: aspectos relevantes para el nuevo marco regulatorio chileno. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. 2002.
- Sauer, Ildo; Pinguelli Rosa L. y otros – A Reconstrucao do Setor Elétrico Brasileiro. Abril 2003. Editora Paz e Terra y Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.
- Rousseff, Dilma V. – O Novo Modelo do Setor Electrico. Presentación en el CEARE. Marzo 2004.
- De Oliveira A. – Novo Modelo Elétrico. Instituto de Economia. Universidade Federal de Rio de Janeiro. Presentación en el CEARE. Nov 2004.
- Bertero, R. - Crisis energética argentina – 2004. CEARE. Universidad de Buenos Aires.
- Bravo, P. – La reforma de la legislación eléctrica Chilena. Gobierno de Chile. Presentación en el CEARE. Noviembre 2004.
- Lizardo De Araujo J. y De Oliveira A. – Dialogos da Energia. Reflexoes sobre a última década 1994-2004. 7Letras]. 2005.
- Montamat, D. – La energía argentina otra víctima del desarrollo ausente. Editorial El Ateneo. 2007.

- Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” – Precios de los energéticos en Argentina. Varios números.

Informes y Estadísticas

- Informes y estadísticas de o Cammesa – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA o Secretaría de Energía
 - Enargas – Ente Nacional Regulador del Gas o Enre – Ente Nacional Regulador de la Electricidad o EIA - Energy Information Administration. Department of Energy. USA.
 - IAPG – Instituto Argentino del Petróleo y Gas

A INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA GASÍFERA NO SUBCONTINENTE SUL-AMERICANO E A RELEVÂNCIA DO DIREITO INTERNACIONAL PÚBLICO

Marianna Perantoni Pereira

Graduada em Direito e Mestranda em Direito Constitucional pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN.

Prof. Dr. Jahyr-Philippe Bichara

Doutor em Direito Internacional pela Université de Paris I (Panthéon-Sorbonne); Mestre em Direito Internacional Econômico pela Université de Paris I (Panthéon-Sorbonne); Mestre em Direito Público pela Universidade Federal de Pernambuco – UFPE; Professor Adjunto I do Curso de Direito e do Programa de Pós-Graduação em Direito da Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN.

Complete contact details for the lead author:

Marianna Perantoni Pereira

Mestranda em Direito Constitucional

Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN.

Rua Américo Soares Wanderley, nº1892, Capim Macio, Natal/RN. CEP 59.082-060. BRASIL.

Fone: (84) 9914-8888

E-mail: mariperantoni@hotmail.com e mariperantoni@yahoo.com.br

**A INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA GASÍFERA NO SUBCONTINENTE SUL-AMERICANO E A RELEVÂNCIA
DO DIREITO INTERNACIONAL PÚBLICO**

1 INTRODUÇÃO

O gás natural precisa de existência de base industrial relativamente avançada para poder ser usado com eficiência. Mas o país que, tendo chegado a esse grau de avanço industrial, não cuidar de usar o gás natural, perderá peso no quadro internacional²⁰³.

A energia é fruto do tempo. Em outras palavras, pode-se dizer que a relevância atribuída aos recursos energéticos varia de acordo com as mudanças históricas, econômicas e sociais. Ela já foi enxergada como pertencente a poucos, para depois passar a ser entendida como um direito fundamental de todos. Foi vista como justificadora de arbitrariedades, e, posteriormente, revestiu-se do papel de fonte de união. Transmudou-se de matéria capaz de justificar todos os tipos de agressões à natureza, para pautar atividades baseadas na consciência ambiental.

Os resultados dessas oscilações foram, e ainda são, muitos, mas uma conclusão já se torna evidente e determinante para que se possa proceder com quaisquer outras elucubrações sobre a temática: a energia passou a ter sobre si lançadas as expectativas de um novo ramo da ciência jurídica, qual seja o direito ao desenvolvimento. Ora, não há sequer como se imaginar uma ordem internacional, pautada no princípio da igualdade material e onde todos possam se ver aptos a conquistarem seu espaço, caso os Estados não gozem do mínimo possível assegurador de seu crescimento, a nível econômico e também com inclusão social.

Acresce-se a esse entendimento o fato de que a distribuição das fontes de recursos energéticos imprescindíveis não se dá de maneira geograficamente uniforme nos mais distintos territórios, haja vista que os mencionados recursos dependem de condições naturais propícias, assim como de processos seculares para a sua formação. Nesse sentido, para que as mais diversas economias mundiais possam utilizar-se das fontes energéticas, as relações comerciais de troca entre países devem ser não somente incentivadas, como também fortalecidas, com o fito primordial de mitigar eventuais conflitos e diminuir incertezas inerentes a essas relações contratuais.

Imbuída desse espírito, a América do Sul, subcontinente em que é inegável a fragilidade institucional e que até recentemente via-se completamente eivada da dependência de recursos dos países ricos, começou a empreender ações no sentido de convergir esforços para erguer um sistema de complementaridade, que, em primeira instância, abarcava aspectos econômicos genéricos, para depois encerrar políticas de reciprocidade também no setor da energia. Consolida-se, por conseguinte, o processo da integração energética regional.

Ao lado disso, a história do gás natural e a forma com a qual ele foi assimilado na sociedade subsumem-se à trajetória a princípio elaborada. Enquanto que o petróleo motivou investidores internacionais e contribuiu sensivelmente para o poder de barganha de diversos atores das relações

²⁰³ OLIVEIRA, Amaury Porto de. **O Gás Natural: Uma Energia Civilizante?** Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão; Instituto de Pesquisa de Relações Internacionais, 1988, p. 48.

internacionais, deveras interessados na permanência do óleo no ápice das transações energético-comerciais, o gás natural era pouco explorado, sendo diversas vezes desperdiçado por não se procurar encontrar na indústria alternativas rentáveis para seu uso.

Foi preciso décadas e crises no setor energético para que se passasse a vislumbrar que a diversificação das matrizes energéticas era uma inarredável necessidade, corroborando com a ideia de amplas e irrestritas possibilidades de crescimento. O gás natural, que antes possuía tímida representatividade na geração da energia, passou a concentrar esforços em todo o mundo, os quais revelaram todas as suas vantagens em detrimento das demais fontes energéticas.

A negligência por parte de muitos Estados no que atine à racionalização do uso de seus recursos naturais, sobretudo o petróleo, e à preservação do meio ambiente, que constitui hodiernamente alvo de inúmeros debates em escala global, também influenciou sobremaneira para que a utilização do gás natural sofresse notável incremento e esteja convergindo investimentos em todo o mundo. Contribui para tanto e sua alta equivalência energética, que representa ganhos ao desenvolvimento industrial, assim como para a expansão da geração elétrica.

Em assim sendo, o entrelaçamento das premissas alinhavadas, quais sejam, de um lado, a necessidade de se promover a integração energética, e de outro, a ascensão do gás natural com a possível principal fonte de energia dos próximos anos, consolidou os fundamentos sobre os quais a presente pesquisa se alicerça. Diante disso, dedicar-se-á as próximas páginas ao estudo da integração gasífera no subcontinente sul-americano, analisando-se seu contexto, suas motivações, vantagens e problemática jurídica.

Por tudo o que se expôs, o presente estudo tem a pretensão de analisar a questão da energia sob a ótica do Direito Internacional, haja vista este ser o ramo jurídico que permite a coordenação das ações conjuntas dos Estados, legitimando e formalizando suas vontades em prol de um objetivo comum. Em sendo assim, não haveria como se refletir de forma crítica a viabilidade que qualquer processo de integração regional sem que para isso os institutos jurídicos internacionais fossem consultados. Trabalhar-se-á, portanto, com o acervo fornecido pelos acordos e tratados internacionais, almejando valorar se o as normas competentes existentes mostram-se suficientes ou não para criar um ambiente favorável para o aprofundamento das relações de interdependência na região.

Ademais, o viés interdisciplinar não poderá deixar de ser utilizado. Isso porque a matéria é concebida, nos diversos momentos históricos, de maneiras diferenciadas, cujas nuances só podem ser alcançadas e compreendidas com a ponderação de conceitos primordiais inerentes à geologia, à geopolítica, à economia, às relações internacionais e ao direito. Embora, nem sempre se possa fazê-lo com a devida propriedade, não haveria outra forma de tratar temas tão intimamente relacionados que não se imiscuindo em seus ensinamentos basilares.

Lançou-se mão de metodologia tradicional, também denominada dedutiva, concretizada por meio do recurso a fontes primárias e secundárias, que abarcam livros sobre a temática, revistas especializadas e legislação competente, na qualidade, sobretudo, de tratados e acordos internacionais. Sobreleve-se, nesse ponto, a utilização em parte de doutrina estrangeira, que, juntamente com os estudiosos pátrios, permitiu um exame conceitual e até mesmo crítico da

temática, possibilitando uma maior reflexão sobre as lacunas, imperfeições e, também, avanços galgados pela indústria quando da efetivação da integração com base no gás natural.

2 O Gás Natural através de Gasodutos e o Direito Internacional Público

Conforme ensina o professor Valerio de Oliveira Mazzuoli, o Direito Internacional Público é o direito da concórdia, proporcionando estabilidade e segurança entre seus sujeitos²⁰⁴. Há um ambiente de ceticismo acerca da eficácia deste ramo jurídico, com o qual este estudo não se alinha. Apesar da inexistência de um órgão supremo e central capaz de compelir os Estados a agirem da forma com a qual avançaram, assim como ocorre quando da execução de sentenças no âmbito interno, o adimplemento das obrigações internacionais, em virtude da possível responsabilização jurídica e também devido à pressão da opinião pública geral, é diversas vezes superior que sua inobservância.

O Direito Internacional Público já se tornou imprescindível na regulamentação das relações internacionais, pautando em larga escala o comportamento de seus sujeitos de direito, direcionando-os sempre rumo à juridicidade de suas ações. É cada vez mais uníssono o entendimento de que aqueles que aderem e acatam às normas internacionais delas se beneficiam, ao passo que os que se esquivam de as seguir naufragam exponencialmente em um processo de isolamento, cada vez mais maléfico em um mundo globalizado.

Os gasodutos são estruturas que carregam consigo toda essa problemática, principalmente porque, em virtude das mudanças geopolíticas dos últimos anos, muitos dos países por onde há trânsito de gás natural, seja efetivamente, seja potencialmente, passam por transições políticas e econômicas. Ademais, os Estados de trânsito atraem sempre o receio de que ocorram bloqueios, já que, na realidade, incorporam em si a função de produtores e exportadores de hidrocarbonetos, extremamente estratégica na cadeia.

Desta feita, uma integração mais abrangente e democrática requer cada vez mais intermediários, aumentando proporcionalmente o nível de desconfiança no setor²⁰⁵. Sylvie D'Apote e Sophie Aldebert²⁰⁶ chegam à conclusão de que a implementação de gasodutos transfronteiriços depende amplamente da vontade e da habilidade dos governos envolvidos, que devem prover as garantias apropriadas para proteger os investimentos privados. Igualmente, a alternativa mais

²⁰⁴ O autor esclarece que “sua função precípua consiste em trazer ao mundo contemporâneo a certeza da convivência pacífica (ou seja, da paz) entre as nações. E, uma vez que tais nações são compostas por *homens*, pode-se dizer que a missão do Direito Internacional Público é, em última análise, a proteção da espécie humana como um todo”. In: Mazzuoli, Valerio de Oliveira. **Curso de Direito Internacional Público**. 3ed. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2008, p. 13.

²⁰⁵ SIMONET, Loïc. **Les pipelines de transit terrestres et le droit international public**. Escola de doutorado da Sorbonne. Tese de doutorado, 2008, p. 65.

²⁰⁶ D'APOTE, Sylvie; ALDEBERT, Sophie. **The Southern Cone Gas Ring: the forgotten gas supply solution for Chile and Argentina?** Cambridge: Cambridge Energy Research Associates, Inc., 2006., p.1.

segura para os mesmos é advir com acordos multilaterais vinculantes, os quais afastariam futuros problemas com a segurança de abastecimento.

Loïc Simonet, em sua tese de doutoramento, também demonstra ser a alternativa multilateral supramencionada a mais indicada, porém acrescenta mais complexidade à temática. Ele explica que a canalização do gás natural, assim como a do petróleo, se encontra no coração do Direito Internacional Público, conectando-se diretamente com a delicada questão da soberania. Assim, de forma mais complexa do que possa aparentar, o trânsito da energia releva aspectos do Direito dos Investimentos Internacionais, Direito do Comércio Internacional, Direito das Comunicações, Direito da Energia e, ainda, do Direito Internacional dos Transportes²⁰⁷.

O autor continua lecionando que, além de os próprios gasodutos constituírem meio de transporte bastante recente, mais incipiente ainda são as regras de Direito a eles aplicáveis²⁰⁸. No entanto, nas últimas duas décadas, o Direito Internacional do Desenvolvimento passou a se interessar pelo transporte de hidrocarbonetos gasosos, mas ainda sem que dessa preocupação resultassem regras jurídicas internacionais específicas relativas aos gasodutos que conectam países exportadores em desenvolvimento e consumidores.

O marasmo jurídico foi perdendo espaço a partir da década de 1990, que acompanhou uma modificação na natureza das canalizações até então projetadas e, outrossim, no contexto político e jurídico no qual esses projetos vinham sendo realizados. Sendo assim, os gasodutos passaram a ser oriundos de megaprojetos e a ter caráter continental, atravessando milhares de quilômetros de territórios de diversos países. Disso decorreu a mudança em seu regime político-jurídico, posto se ver retirado de um contexto de exacerbada afirmação de soberania, como ocorria na década de 1970, para uma nova ordem econômica internacional, pautada na ideia de democracia e de prosperidade econômica associadas a certo “relativismo” político²⁰⁹.

Ainda assim, não se apresenta, na atualidade, nenhum estatuto jurídico internacional destinado a reger os gasodutos transfronteiriços. Por isso mesmo, acabam sendo reservados aos mesmos tratamentos não uniformes por parte dos Estados, que concebem de formas diferentes esse meio de transporte. Sobreleve-se que essa constatação não se restringe ao nível sul-americano, atingindo escalas globais, fazendo com que a problemática jurídica ora suscitada encontre nenhum ou muito poucos parâmetros para se desenvolver.

Resta cada vez mais clarividente que um tratado multilateral concernente à integração energética gasífera transformaria a solidariedade de fato, que tem unido os Estados, em uma solidariedade jurídica, com todos os sujeitos englobados pelo mesmo rol de garantias. Isso permitiria que a construção de gasodutos se retirasse do domínio contratual, no qual prevalece o

²⁰⁷ SIMONET, Loïc. *Op.Cit.*, p.66.

²⁰⁸ É importante evidenciar que o autor atribui essa incipiência à luta histórica dos magnatas do petróleo contra um processo de juridicização da exploração, que certamente impor-lhes-ia a obrigação de pagar uma série de encargos. *In: SIMONET, Loïc. Op.Cit.*, p.69.

²⁰⁹ Loïc Simonet chega à conclusão de que a soberania dos Estados de trânsito, trinta ou quarenta anos atrás, os conduzia a uma virtuosa, porém custosa, intransigência, privando a si próprios de realizar projetos rentáveis. Hodiernamente, observa-se que, mesmo longe de se subordinar a uma ideologia, esses países lutam para adquirir as vantagens oriundas da passagem de um eventual duto por seus territórios, indiferentes à nacionalidade dos capitais das companhias estrangeiras. *In: SIMONET, Loïc. Op.Cit.*, p.70.

acordo bilateral entre os envolvidos, passando, então, ao domínio de um tratado, considerado a verdadeira “lei internacional”.

Em diversos momentos observa-se que a integração na América do Sul toma como modelo e almeja galgar o mesmo alcance da integração europeia. Levando isso em consideração, e acrescentando-se o fato de que Comunidade Europeia foi a única capaz de se aproximar a uma legislação internacional para reger a questão energética entre seus Estados membros, dedicar-se-á as últimas linhas desta pesquisa a estudar o instrumento da Carta da Energia, seu Tratado e suas principais estipulações para o setor.

3 Integração Energética no Subcontinente Sul-Americano

O debate acerca da integração energética da América Latina, incluindo-se o Caribe, requer necessariamente associação ao entendimento de que a questão da energia vincula-se com a independência e a soberania dos povos, binômio que determina um justo desenvolvimento econômico da humanidade. Esse entendimento, propugnado por María A. Hernández-Barbarito²¹⁰, evidencia que é imperativo avaliar as perspectivas da integração energética regional com base na concepção de progresso integral, entendido como o “processo econômico e social necessário para garantir a superação da pobreza, o equilíbrio ecológico, a melhoria da qualidade de vida com justiça social, independência, soberania e respeito às identidades culturais”²¹¹.

A autora mencionada aduz que a energia sempre foi condição para o desenvolvimento, pois desde os primórdios da humanidade as atividades tidas como vitais utilizaram várias de suas modalidades, tais como a atividade animal quando da revolução agrária anterior à revolução industrial; os moinhos de vento na indústria têxtil; o carvão vegetal mineral no impulso definitivo em direção ao desenvolvimento das manufaturas; e, a máquina a vapor, seguida pelo motor à combustão e o petróleo, que originaram a revolução do automóvel e dos eletrodomésticos no início do século XX.

“Do outro lado da moeda”, é sabido que a abundância de determinada fonte de energia nem sempre acarretou necessariamente em progresso. Tem-se assim que, embora determinados Estados vejam na carência de energia sério obstáculo ao desenvolvimento, a sua existência de maneira satisfatória precisa ver seus rendimentos direcionados para a construção de sociedades menos desiguais, mitigando suas situações de vulnerabilidade. Nos países desenvolvidos, a presença da energia tampouco logrou produzir uma evolução equilibrada, já que a acumulação de capital foi concebida como um fim em si, motivando o esgotamento dos recursos não-renováveis, logo, afetando maleficamente o meio ambiente e a vida humana.

²¹⁰ HERNÁNDEZ-BARBARITO, María A.. A integração energética da América Latina e Caribe. **Revista DEP: Diplomacia, Estratégia e Política**. n.º9. Brasília: Projeto Raúl Prebisch, 2009, p. 233.

²¹¹ *Ibidem.*, p. 234.

No que atine ao crescimento econômico, o embaixador Luiz Augusto de Castro Neves e o conselheiro Francisco Mauro Brasil de Holanda²¹² tecem considerações deveras válidas para que melhor se compreenda o teor da integração energética no mundo. Dessa maneira, os diplomatas de carreira explicam que a aproximação comercial que possibilite a compra da energia, enquanto mercadoria, pelos países desenvolvidos, tem por real finalidade a utilização dos insumos energéticos como instrumento de criação de demanda, e também de dependência, nos países fornecedores daqueles insumos, o que, conseqüentemente, fomentaria suas exportações de bens e serviços de alto valor agregado.

Na América do Sul, o processo de integração energética em curso tem importantes traços diferenciadores. Em primeira mão, há de se salientar que a integração energética sul-americana vem envolvendo países que, de certo modo, vivem uma realidade política e econômica comum, permitindo relações notadamente mais simétricas entre vendedor e comprador. Ademais, a base geográfica comum facilita essa política de concertação. Diante disso, percebe-se que se forma uma teia muito mais densa de interesses entre os países regionais, gerando efeitos multiplicadores que não se esgotam na operação de fornecimento energético²¹³.

Bela Balassa ensina que a integração econômica entre países em desenvolvimento objetiva, em regra, a formação de mercados mais expressivos; a criação de economias de escala com condições favoráveis à industrialização; o desenvolvimento econômico possibilitado pelo poder de barganha e pela redução da vulnerabilidade histórica; e a realização de esforços para impedir o desvio de comércio gerado pela integração europeia²¹⁴. Diante disso, deve restar clarividente que a integração energética, é uma dentre as espécies em que a integração econômica se manifesta, carregando consigo, portanto, seus principais preceitos.

4 Objetivos políticos norteadores da integração energética

A doutrina especializada consultada não chega a afirmar categoricamente quais são os objetivos que norteiam a integração energética. Em verdade, o que se fará a seguir é também uma retomada ou até mesmo uma decorrência inafastável de tudo o que se vem esposando. Diante disso, explicar-se-á, em breves linhas, duas motivações e alicerces à integração energética, para, posteriormente, se proceder com a análise das instituições responsáveis por concretizar esses princípios norteadores.

Desta feita, é possível apontar que o primeiro princípio a se destacar é o da “segurança energética”. O conceito de segurança energética é similar, guardados os seus devidos contextos, àquele amplamente veiculado quando do combate à fome no mundo, qual seja o da “segurança alimentar”. Enquanto que a segurança alimentar determina que todas as pessoas tenham, a

²¹² NEVES, Luiz Augusto de Castro; HOLANDA, Francisco Mauro Brasil de. **Integração Energética Regional: O Mapa da Solução.** Disponível em <http://www.mre.gov.br/dc/temas/Energia05-AIntegracaoEnergeticaRegional.pdf>. Acesso em 5 de dezembro de 2008.

²¹³ HERNÁNDEZ-BARBARITO, María A.. *Op.Cit.*, p. 234.

²¹⁴ BALASSA *apud* BÖHLKE, Marcelo. BÖHLKE, Marcelo. **Integração Regional & Autonomia do seu Ordenamento Jurídico.** Curitiba: Juruá, 2007, p. 42.

qualquer momento, acesso físico e econômico a alimentos suficientes, com a finalidade de levar uma vida ativa e saudável; a segurança energética, de forma análoga, determina que todas as atividades e indivíduos possam contar, ininterruptamente, com o fornecimento de energia²¹⁵.

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), o princípio da segurança energética consistiu a principal razão para sua fundação, abarcando diferentes aspectos e conjunturas. Em longo prazo, seu conceito atrela-se à noção de investimentos contínuos, com especial atenção à questão do desenvolvimento econômico acompanhado dos reclamos ambientais. No curto prazo, o princípio sob análise condiz com a habilidade do sistema energético de reagir prontamente às repentinas mudanças nas condições de abastecimento e demanda, para que assim seu fornecimento não finde por ser comprometido.

A segurança também tem que se fazer presente em todas as etapas pelas quais a energia flui, desde as diferentes fontes de energia, tais como carvão, óleo, gás natural e energias renováveis; aos meios intermediários, com a eletricidade e as refinarias; e aos modais de transporte, que envolvem redes, gasodutos, portos, navios, dentre outros. Cada uma dessas partes da cadeia tem um risco de falhas a elas associado, que pode sim desafiar o abastecimento da energia, merecendo, por conseguinte, igual atenção.

Nesse contexto, ganha força a compreensão da relevância da segurança no fornecimento da energia quando da elevação da mesma à qualidade de direito fundamental, visto ser uníssono seu caráter indispensável, permitindo que as pessoas possam viver dignamente. Isso é ainda mais evidente no que pertine à energia elétrica, que é considerada imprescindível para a qualidade de vida, provendo uma situação de bem-estar social aos cidadãos, sendo de suma importância para o desenvolvimento socioeconômico de uma sociedade²¹⁶.

A América Latina, enquanto região, conta com os recursos necessários para suprir todos os seus países da energia de que precisam. Assim, a questão da segurança passa a encontrar seus pontos focais em duas questões: a primeira reside na necessidade de construção de infraestrutura capaz de levar a energia aos centros de consumo, sejam eles industriais ou residenciais; a segunda, que será mormente explicitada posteriormente, é a questão da segurança jurídica que confere confiabilidade ao arcabouço institucional na operação da infraestrutura existente²¹⁷.

²¹⁵ Complementarmente, de acordo com a tradução do conceito ínsito no sítio oficial da IEA, a segurança energética seria a disponibilidade física ininterrupta a um determinado preço acessível e consoante os anseios ambientais. Disponível em <http://www.iea.org/subjectqueries/keyresult.asp?KEYWORD_ID=4103>. Acesso em 9 de dezembro de 2009.

²¹⁶ Explica-se melhor: “com a universalização do uso da energia elétrica através de políticas públicas pelo governo, estar-se-á dando espaço para se promover o acesso à educação, à cultura, a um sistema de saúde de boa qualidade e ao desenvolvimento econômico, através da possibilidade para realização de atividades econômicas, até mesmo no período noturno, mas também estar-se-á objetivando a concretização do direito individual de liberdade, através da possibilidade auferida ao cidadão, a partir da efetivação prévia destes direitos de segunda geração, de realizar suas próprias escolhas de forma consciente”. In: ANDRADE, Maisa Medeiros Pacheco de; LEMOS, Aline Maria da Rocha. **O direito social fundamental de acesso à energia e sua relação com o desenvolvimento**. Disponível em <http://www.conpedi.org/manaus/arquivos/anais/brasil/02_888.pdf>. Acesso em 6 de dezembro de 2009.

²¹⁷ OLIVEIRA, Adilson de. Segurança energética no Cone Sul. In: Energia: da crise aos conflitos? **Cadernos Adenauer**, n°4. Rio de Janeiro: Fundação Konrad Adenauer, 2005, p. 78.

Outro aspecto cuja abordagem não pode ser ignorada é a complementaridade que a integração energética proporciona nas trocas de energia. Ora, o mercado da energia está composto por produtores e consumidores, e tem como atores principais países como, por exemplo, o Chile, com reservas energéticas mínimas, o Brasil, com grandes necessidades de energia; além da Venezuela, energeticamente sustentável por excelência. A integração real acontece com a inclusão destes atores no mercado, exercendo seus papéis e vislumbrando seus interesses, dentro de um contexto em que fica evidente a interdependência entre todos²¹⁸.

É extremamente oportuno se ressaltar que, para que a integração galgue cada vez mais confiabilidade e interesse político àqueles que nela estão envolvidos, há sempre de existir ganhos recíprocos. Em outras palavras, se é verdade que das interconexões entre países decorrem infraestrutura de grande alcance e conceitos e metas multinacionais, logo, todos os atores devem sempre ser contemplados nos negócios, arcando com os custos, pois quem fornece as garantias é o próprio Estado, qualquer que seja o grau de risco inerente, mas, sobretudo, compartilhando as vantagens auferidas²¹⁹.

5 Organismos especializados

É indubitável a existência de óbices à integração energética. Pode-se destacar mais precisamente e com maior ênfase o uso da soberania como um entrave às negociações e até mesmo como um subterfúgio para que as premissas embasadoras da integração não sejam perfectibilizadas. Além disso, a alegada necessidade de foco em questões internas, em detrimento da realização de esforços multinacionais para ganhos compartilhados, também mostra a fragilidade do processo. Ainda, há uma sofrível herança institucional dos Estados que interagem nesse contexto, dificultando uma regulação precisa, como se verá melhor no próximo capítulo.

Diante disso, uma série de organismos foram criados sob o anseio de promover maior aproximação entre os países. Tais entidades, especializadas no setor da energia, logram permitir o debate político associado com estudos estratégicos do setor, congregando, igualmente, a participação do setor privado, verdadeiro motor propulsor dos projetos de infraestrutura para o abastecimento da energia. Por isso, a evolução na compreensão dessa pesquisa, passa, de antemão, pela compreensão de algumas dessas estruturas, o que se procederá a seguir.

²¹⁸ Ilustra a importância da temática a seguinte conclusão: “um dos temas-chaves é a integração energética binacional e multinacional, neste caso tendo como foco a integração energética transfronteiriça na América do Sul, fatos recentes demonstram que a integração é necessária, porém complexa a ponto de aparecerem barreiras não apenas pela limitação dos recursos, mas também pela ação política das sociedades endogenamente”. In: UDAETA, Miguel Edgar Morales et al. Ponderação analítica para da integração energética na América do Sul. **Revista Brasileira de Energia**. Volume 12, nº2. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 2006, p.18.

²¹⁹ UDAETA, Miguel Edgar Morales et al. Ponderação analítica para da integração energética na América do Sul. **Revista Brasileira de Energia**. Volume 12, nº2. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 2006, p.2.

Nesse sentido, percebe-se que a integração energética encontra seus primeiros delineamentos histórico-institucionais já na década de 1960, com a criação da Comissão de Integração Energética Regional (CIER). No artigo 5º de seu Estatuto²²⁰, resta claro seu objetivo de promover e favorecer a integração do setor energético na região, por meio da cooperação mútua entre seus associados, buscando, em resumo, maior eficiência e competitividade no mercado. Ressalte-se que a matriz da organização encontra-se ligada a “braços” nacionais, responsáveis por levar a cabo internamente suas iniciativas²²¹.

No contexto em que os Estados eram os principais financiadores da indústria, realizando as atividades do setor petrolífero por intermédio de empresas estatais, foi criada a Assistência Recíproca de Empresas de Petróleo e Gás Natural da América Latina (ARPEL). Essa entidade, que atualmente também conta com empresas privadas do ramo, tem a já mencionada função de promover e facilitar o desenvolvimento da indústria do petróleo e do gás natural na América Latina e no Caribe. Em 1976, em virtude da relevância de seus trabalhos, a ARPEL passou a ter *status* consultivo formal no Conselho Econômico e Social (ECOSOC) da ONU²²².

Na década de 1970, os países da América Latina e Caribe, carentes de políticas energéticas efetivas e diante da necessidade de enfrentar adequadamente a difícil conjuntura da primeira crise do petróleo, iniciaram um intenso processo de mobilização política, culminando, em 1973, na assinatura do Convênio de Lima, instrumento constitutivo de Organização Latino Americana de Energia (OLADE). Contando com a participação de 26 países de América Latina e Caribe, a organização, ativa até os dias de hoje, tem como sustentáculos a integração, o desenvolvimento sustentável e a segurança energética da região, mediante a promoção da cooperação e coordenação de seus países membros²²³.

Merece maior atenção pelo fato de relacionar-se mais intimamente com a temática do gás natural, a organização que leva em conta o aspecto logístico da integração energética. Dessa forma, foi instituída a Iniciativa para Integração das Infraestruturas da Região Sul-Americana (IIRSA)²²⁴, com o intuito de promover a interligação de redes de transporte, telecomunicações, energia, gasodutos e oleodutos. A iniciativa visa melhorar as relações e a integração dos países, uma vez que, implantados os projetos, as barreiras físicas entre os mesmos diminuirão, facilitando o transporte

²²⁰ CIER. Site Oficial. Disponível em <<http://www.cier.org.uy/a05-cier/200511estatuto.pdf>>. Acesso em 8 de dezembro de 2009.

²²¹ Por exemplo, no Brasil, há o Comitê Nacional Brasileiro da CIER, chamado BRACIER. Disponível em <<http://www.bracier.org.br/main.asp>>. Acesso em 8 de dezembro de 2009.

²²² ARPEL. Site Oficial. Disponível em <<http://www.arpel.org/about/>>. Acesso em 8 de dezembro de 2009.

²²³ A OLADE tem vinte e seis países membros, são eles Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, Colômbia, Equador, Guiana, Paraguai, Peru, Suriname, Uruguai e Venezuela (América do Sul); Barbados, Cuba, Granada, Haiti, Jamaica, Trinidad & Tobago e República Dominicana (Caribe); Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicarágua e Panamá (América Central); e México (América do Norte). Disponível em <<http://www.olade.org.ec/organizacion.html>>. Acesso em 19 de Agosto de 2009.

²²⁴ Adicione-se que a iniciativa tem doze membros: Argentina, Brasil, Bolívia, Chile, Colômbia, Equador, Guiana, Paraguai, Peru, Suriname, Uruguai e Venezuela. Disponível em <www.iirsa.org>. Acesso em 19 de Agosto de 2009.

dos produtos, bem como o intercâmbio de informações com a padronização nos sinais dos meios de comunicação, entre outros benefícios²²⁵.

A integração física deve ser entendida como uma condição importante para o desenvolvimento, cuja sustentabilidade está ligada às transformações significativas em outras quatro dimensões-chaves: competitividade, qualidade social, qualidade ambiental e qualidade institucional²²⁶. Ariel Pares²²⁷ complementa essa perspectiva e ensina que os princípios orientadores da IIRSA são basicamente: a constituição de um regionalismo aberto; o uso do conceito de “eixo de integração e desenvolvimento” e a sustentabilidade, sobre os quais se passará a tecer algumas considerações.

O regionalismo aberto, já amplamente debatido, tem como melhor expressão a integração geoeconômica da América do Sul. A integração geopolítica, a seu turno, viria como consequência do dinamismo transfronteiriço. Há implícito o princípio do multilateralismo, apoiado na exploração sustentável das complementaridades entre os doze Estados-membros. Ressalte-se que o multilateralismo fortalecido pode ampliar as vantagens e atenuar as desvantagens da interdependência econômica, ajudando a cobrir o hiato entre as nações-Estados e interligando interesses nacionais, regionais e globais.

O uso do conceito de “eixo de integração e desenvolvimento” serve para abarcar grandes espaços, objetos de um planejamento capaz de viabilizar o desenvolvimento destes e de permitir uma articulação geoeconômica do subcontinente. Não se pode, contudo, confundir eixos com corredores de transporte, malgrado a analogia que suscita o termo. A denominação desses espaços de “eixo” atende exclusivamente à necessidade de valorizar, no planejamento, os fluxos entre os territórios, sendo eles constituídos de mercadorias, serviços, pessoas, capitais, entre outros.

A sustentabilidade, por sua vez, deve ser concebida de maneira ampla, nos âmbitos econômico, social, ambiental e político-institucional. Aponta-se que deve haver um desvencilhamento de uma preocupação com a obra de infraestrutura e associá-la a um processo mais amplo, econômico e social. Dessa forma, são duas as vantagens: de um lado, promove-se o adensamento socioeconômico do território, dando-lhe a chance de apropriar-se do fluxo de riquezas que por ele transita e valorizar os seus recursos locais; de outro, assegura-se um risco menor ao retorno previsto pelo investimento em infraestrutura.

Em outras palavras, a sustentabilidade não é um conceito altruísta, mas sim um modo de gerar desenvolvimento local e, ao mesmo tempo, administrar os riscos do investimento,

²²⁵ Outra importante consideração encontrada é a de que “o processo de integração energética regional deve também considerar o contexto da IIRSA (Iniciativa para Integração da Infraestrutura Regional Sul-Americana) que é uma iniciativa que contempla mecanismos de coordenação entre os Governos, as Instituições Financeiras Multilaterais e o Setor Privado, para coordenar a visão política estratégica da América do Sul e os planos e programas de investimento, além de priorizar os eixos de integração e desenvolvimento, assim como os projetos específicos no interior destes”. *In*: UDAETA, Miguel Edgar Morales et al. *Op. Cit.* p.2-3.

²²⁶ NOGUEIRA, Joana Laura Marinho. Iniciativa para a Integração da Infraestrutura Regional Sul Americana – IIRSA. **Conjuntura Internacional**. Ano 5, nº 09. Disponível em <http://www.pucminas.br/conjuntura>. Acesso em 10 de Agosto de 2009.

²²⁷ PARES, Ariel. **Uma América do Sul integrada e próspera: uma meta em andamento**. Disponível em <<http://www.seplan.ba.gov.br/bahiainvest/port/ponto1.php?find=versao006>>. Acesso em 29 de Setembro de 2008.

assegurando a atratividade para o setor privado. Decorre disso, também, o aumento do valor agregado da produção, haja vista que o desenvolvimento e a integração não devem se restringir ao aumento da produção, mas, de outro modo, devem ser processos de melhoramento constante da qualidade e produtividade dos bens e serviços, possibilitando que a economia gere cada vez mais riqueza para o usufruto da sociedade.

Por derradeiro, e consoante o que se acaba de esposar, a Organização considera fortemente a necessidade de coordenação e de compartilhamento de lideranças entre os governos engajados e o setor empresarial privado, incluindo tanto a promoção de associações estratégicas público-privadas para o financiamento de projetos de investimento, assim como consultas e cooperação para o desenvolvimento de um ambiente regulatório adequado para a participação significativa do setor privado nas iniciativas de desenvolvimento regional e de integração.

A IIRSA, desde o início, conta com o apoio de três agências multilaterais de financiamento: a Corporação Andina de Fomento (CAF), o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e o Fundo Financeiro para o Desenvolvimento da Bacia do Prata (FONPLATA). Juntas, passaram a constituir o Comitê de Coordenação Técnica (CCT), responsável pela manutenção da iniciativa dentro de um espírito multilateral, financiando as atividades de interesse comum aos doze países. A sua atuação tem sido decisiva para o alcance amplo de seus objetivos, até a presente data.

A estrutura da IIRSA conta, ainda, com as Coordenações Nacionais. No caso brasileiro, cabe ao Ministério do Planejamento a condução dessa tarefa. Além da Coordenação, foi também criada a Comissão Interministerial da IIRSA, instituída por decreto, em 2000. Periodicamente, a Comissão de Coordenadores reúne-se com o CCT para traçar a estratégia de trabalho conjunto. Para assegurar o cumprimento das metas e a convergência dos interesses dos doze países, ano a ano, existe a Comissão de Direção Executiva (CDE), constituída de Ministros de Planejamento e de Obras Públicas, com uma reunião ordinária por ano. Por fim, a IIRSA tem ainda uma presidência *pro-tempore*, que preside os trabalhos pelo período de um ano²²⁸.

6 Integração Energética pelo Gás Natural

Verifica-se que o gás natural vem rapidamente ganhando maior importância geopolítica. Esse combustível passou de uma fonte marginal de energia, dantes consumida em mercados regionais desconectados, para um produto transportado através de grandes distâncias, objetivando o consumo em diferentes e numerosos setores. Adicionalmente, a escolha do gás tem sido estimulada por consumidores que buscam impactos ambientais relativamente baixos na geração da energia de que necessitam.

O resultado disso é que o consumo mundial está projetado para crescer mais que o dobro de sua atual situação pelas próximas três décadas, passando de 23% (vinte e três por cento) para 28% (vinte e oito por cento) do total da energia primária mundial demandada até 2030. Com essa perspectiva, acredita-se que o uso do gás passará a ocupar a condição atualmente assumida pelo

²²⁸ PARES, Ariel. *Op.Cit.* p. 2.

carvão, segunda principal fonte de energia mundial, e, possivelmente, galgará importância semelhante à do petróleo em muitas economias industrializadas²²⁹.

De tudo, pôde-se chegar à conclusão de que esse hidrocarboneto permeará a estrutura sobre a qual se organiza o subcontinente, com insofismáveis vantagens ambientais e econômicas, sobretudo. Uma vez que foram preliminarmente discutidos todos os principais aspectos atinentes ao gás natural enquanto combustível, sua utilidade e vantagens, forçoso se faz estudar de que maneira o combustível é considerado uma chave para a integração na América latina, o que se passará a fazer.

6 A oferta e demanda do gás no subcontinente sul-americano

A interconexão regional com a participação de vários países possui motivações de várias ordens, porém a econômica é, certamente, a mais perceptível, pois atinge diretamente os anseios de crescimento e desenvolvimento almejado pelos governos envolvidos. No que diz respeito ao gás natural esse entendimento é ainda mais clarividente: além de se associar com a questão fundamental da energia, o gás assume também papel de mercadoria a ser negociada pelos atores do mercado energético, alicerçado no fato de que há comprovadamente reservas na região, assim como mercado consumidor disperso em vários países²³⁰. Diante desse panorama, é importante vislumbrar a situação dos principais Estados atuantes nesse contexto.

Com esse intuito, torna-se imperativo estudar a situação boliviana, cotada para ser o “núcleo virtual de distribuição da região”²³¹. A razão para isso reside no fato de que o país possui posição geográfica privilegiada, considerada central, logo, estratégica, associado às reformas estruturais pelas quais vem passando sua economia e também às grandes reservas que possui em seu território, qualificando-o como o grande produtor do setor. Somente para que melhor se possa explicar seu potencial produtor, de acordo com dados recentes, estima-se que suas reservas internas sejam capazes de abastecer o mercado interno pelos próximos duzentos anos²³².

Contudo, os custos de infraestrutura gerados para que se aproveitasse integralmente o gás produzido no país são deveras proibitivos, o que acentua de sobremaneira sua vocação na exportação, monetizando sua produção. Sua denominada “situação de dobradiça” viabiliza, portanto, não somente a entrada de divisas como também a integração com mercados energéticos²³³. O maior desafio hodiernamente enfrentado pela Bolívia está na instabilidade

²²⁹ MARES, David R.. Natural Gas Pipelines in the Southern Cone. *In: Geopolitics of Natural Gas Study*. Stanford/CA: Stanford Institute for International Studies, 2004, p. 1.

²³⁰ OXILIA, Victorio; FAGÁ, Murilo Werneck. As motivações para a integração energética na América do Sul com base no gás natural. *Revista Petro & Química*. n° 289. São Paulo: Editora Valeta, 2006, p.3.

²³¹ UDAETA, Miguel Edgar Morales et al. *Op. Cit.* p.9.

²³² *Idem*.

²³³ A Bolívia passou por dois anos de incertezas. Primeiro, (em outubro de 2003) pela renúncia do presidente eleito e a posterior renúncia do vice-presidente que havia assumido (isto, em junho de 2005), sob pressão das mobilizações populares. Passou também por um referendo que, em 2004, origina mudanças na Lei de Hidrocarbonetos vigente com a determinação de que a exploração de hidrocarbonetos deve deixar 50% de

apresentada por seu marco regulatório, incapaz de aquilatar na medida certa a intervenção do Estado na economia e a participação do capital estrangeiro²³⁴.

No caso do Brasil, Tathiany Rodrigues Moreira²³⁵ leciona que a infraestrutura de movimentação de gás natural no país pode ainda ser considerada incipiente, necessitando de consideráveis investimentos na expansão de sua rede. Compõe-se por uma malha pela qual escoo o produto nacional e outra responsável por transportar o gás natural importado, o que totaliza 5.433,2 km (cinco mil quatrocentos e trinta e três quilômetros e dois metros) de rede e capacidade de transporte de cerca de 72 milhões de m³/d (setenta e dois milhões de metros cúbicos por dia), dos quais 45,9% (quarenta e cinco vírgula nove por cento) são operados pela Petrobras, através da subsidiária Transpetro, e o restante por novas empresas atuantes no setor.

Os gasodutos que transportam gás de origem nacional somam 2.533 km (dois mil quinhentos e trinta e três quilômetros) de extensão, enquanto os que escoam o produto importado totalizam 2.900 km (dois mil e novecentos quilômetros), sendo estes formados pelo GASBOL, pelo gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre e pelo gasoduto Lateral Cuiabá, perfazendo um volume total de 35,3 milhões de m³/d (trinta e cinco vírgula três milhões de metros cúbicos). Ressalte-se que o GASBOL é o maior gasoduto do país, possuindo uma extensão de 3.150 km (três mil cento e cinquenta quilômetros), dos quais 567 km (quinhentos e sessenta e sete quilômetros) estão em solo boliviano e 2.583 km (dois mil quinhentos e oitenta e três quilômetros) no território brasileiro, ligando Santa Cruz de La Sierra a Porto Alegre²³⁶.

Ainda sobre a situação brasileira, vale destacar que, em função da expectativa de incremento do setor de gás natural, tornou-se premente a necessidade de promover a expansão da capacidade de transporte deste energético para atendimento do mercado nacional. Nesse sentido, diversos projetos estão sendo desenvolvidos para a expansão da infraestrutura de escoamento de gás no país, cuja operação deve se iniciar até o ano de 2010. Devem ser levadas em consideração, ainda no que toca a situação do mercado brasileiro, as inovações trazidas pelas reservas descobertas na camada pré-sal, que certamente farão o país despontar como um importante produtor.

O Paraguai, por sua vez, encontra-se em uma situação inicial no que diz respeito à inserção do gás natural em sua economia e malha energética, tendo estruturado um setor totalmente aberto à participação de entes privados. O governo paraguaio, por consectário, estuda as possibilidades de

forma impositiva (impostos e/ou *royalties*). Assim, em maio de 2005, foi sancionada a nova lei de hidrocarbonetos, regulamentada um mês depois. Toda ela determina um novo status na indústria energética boliviana, posto que a nova lei contempla a refundação da estatal YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos). UDAETA, Miguel Edgar Morales et al. *Op. Cit.* p.10.

²³⁴ CAMARGO, Alfredo José Cavalcanti Jordão de. **Bolívia – A Criação de um Novo País a Ascensão do Poder Político Autóctone das Civilizações pré-colombianas a Evo Morales**. Brasília: Ministério das Relações Exteriores; Fundação Alexandre de Gusmão, 2006, p.232.

²³⁵ MOREIRA, Tathiany Rodrigues. **A indústria de petróleo e gás natural no Brasil e seus aspectos dutoviários**. World Pipelines – Brasil, 2008, p. 28.

²³⁶ A autora complementa com informação que esclarece ter sido retirada do sítio eletrônico da Agência Nacional do Petróleo (ANP); e acrescenta que esta infraestrutura de dutos, com capacidade de transporte de cerca de 30 milhões de m³/dia, em tubulações com diâmetros entre 16 e 32 polegadas, é formada por dois trechos: o Trecho Norte, que liga Corumbá (MS) a Guararema (SP); e o Trecho Sul, que liga Campinas (SP) a Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), localizada em Canoas (RS). *In*: MOREIRA, Tathiany Rodrigues. *Op.Cit.*, p.28.

construir um gasoduto que passe pelo seu território, que transportaria gás natural boliviano e, posteriormente, paraguaio, caso se confirme a exploração em curso. Ele serviria para abastecer o mercado potencial interno e suprir algumas centrais termoelétricas igualmente para abastecimento interno, devendo, outrossim, ser considerada a possibilidade de abastecer o mercado transfronteiriço do Brasil e Argentina²³⁷.

A Argentina tem papel bastante representativo na América Latina, sendo o seu terceiro maior produtor de gás natural, atrás do México e da Venezuela. Durante a década de 1980, o uso do gás natural aumentou em relação ao petróleo devido, sobretudo, às políticas de substituição de energia e aos preços relativamente mais baixos do gás natural. Atualmente, a demanda energética do país é satisfeita em 41% (quarenta e um por cento) por recursos gasíferos, com aproximadamente 45% (quarenta e cinco por cento) da população tendo acesso ao gás natural²³⁸.

O Estado argentino passou por graves momentos de crise nos últimos anos, o que acabou por prejudicar sobremaneira o acelerado ciclo de expansão que se vinha promovendo, calcado em critérios de mercado, com operadores internacionais focados na busca de rendimentos de curto prazo e grande mobilidade no destino de seus investimentos. A despeito de controvérsias vivenciadas com Chile e Uruguai a respeito do abastecimento do gás, é inquestionável o fato de que o país promove esforços concretos rumo à integração energética, com investimentos na rede física transfronteiriça²³⁹.

A história da integração energética sob a ótica do Chile, portanto dos negócios transfronteiriços de energia, tem forte realização através do gás natural. Segundo Miguel Udaeta *et al*, o mercado gasífero chileno deu seus primeiros passos no ano de 1997, com as operações do gasoduto de interconexão Chile – Argentina, que provê de gás natural a zona central do Chile, tendo sido o primeiro gasoduto formado integralmente por empresas privadas e construído sob regime de concessões. Após a crise argentina, que gerou instabilidade considerável entre ambos, o país se aproximou-se do Peru e da Bolívia, com o fito de garantir o abastecimento de gás natural por meio de acordos.

A partir do panorama atual, é bom observar que uma solução regional de integração energética amarrada à estabilidade política e a soluções sustentáveis transfronteiriças, daria ao Chile a segurança energética necessária a médio e longo prazo. Isto se faz mais evidente ao se observar o cenário de desenvolvimento econômico normal chileno, onde a situação dos grandes projetos mineiros é incerta quanto ao abastecimento de energia elétrica.

O Uruguai tem sua indústria energética fortemente dependente de fontes externas, estima-se que, no futuro, toda a demanda elétrica para o desenvolvimento socioeconômico do país será abastecida com energéticos importados, tanto para produzir internamente como quando gerada para intercâmbios transfronteiriços com os países vizinhos. Logo, pode-se afirmar que o Uruguai é um país eletricamente dependente de fontes externas. Ademais, com relação ao caso do gás

²³⁷ UDAETA, Miguel Edgar Morales et al. *Op. Cit.* p.11.

²³⁸ RODRIGUES, Adriano Pires; DIAS, Danilo de Souza. As Recentes Transformações da Indústria de Gás Natural na Argentina. **Revista Brasileira de Energia**. Volume 6, nº2. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 1997, p.1.

²³⁹ UDAETA, Miguel Edgar Morales et al. *Op. Cit.* p.12.

natural, as interconexões estabelecidas são muito recentes, os fluxos vêm da Argentina para seu incipiente consumo interno, já que, como já exposto, não existe produção interna²⁴⁰.

A Colômbia tem excedentes de gás, com importantes reservas provadas, diferentemente do que ocorre com o petróleo. As quantidades de petróleo e gás do país são pequenas se comparadas com a dos países exportadores, mais ao norte, como a Venezuela ou o México. Especificamente no que atine ao gás, a Colômbia apenas supera em volume as reservas do Equador, e é o sexto produtor da América Latina. O Equador, a seu turno, tem reservas e capacidade produtiva de gás de magnitudes menores, que, no entanto, ou não são atualmente exploradas, ou sua atividade de exploração se mantém ainda em condições incipientes²⁴¹.

A Venezuela é certamente um país rico em recursos energéticos. A cada ano, vem praticamente aumentando as reservas possíveis e prováveis de petróleo e gás, sendo o cenário para o gás natural ainda mais promissor. Isso porque estão sendo implementados projetos como o Plataforma Deltana ou o projeto Norte de Paria, procurando fomentar o setor tendo em vista o ano 2010. Destaca-se nesse cenário que, diferentemente do que ocorre com o petróleo, extremamente importante para o Estado venezuelano, o gás natural não é controlado pela Organização dos Países Exploradores de Petróleo (OPEP)²⁴², da qual faz parte, isentando o produto de suas políticas tarifárias e não-tarifárias para o produto.

7 A criação de infraestrutura física para a circulação de gás natural na América Latina

A evolução da indústria gasífera mostrou oscilar em ciclos. Em um primeiro momento, as discussões sobre seu comércio começaram no início da década de 1950, entretanto, somente em 1972 que esforços práticos foram constatados no sentido de conectar a região fisicamente, com a finalidade de transportar o hidrocarboneto em estado gasoso. Vale mencionar, de antemão, que de acordo com o estudo realizado por David Mares²⁴³, há na América do Sul um mercado potencial que pode ser tão atrativo ao setor privado quanto o que já se estabeleceu, desde que políticas governamentais contundentes sejam realizadas em prol do setor.

Dessa maneira, retomando brevemente a evolução do mercado gasífero deve-se mencionar que o primeiro gasoduto construído era responsável por ligar Argentina e Bolívia, chamado YABOG (Yacimientos-Bolivian Gulf), e se aproveitou de um clima geral favorável nos países que protagonizavam os primeiros passos rumo à integração gasífera. Serviu, então, de parâmetro para que projetos significativos de construção de gasodutos fossem propostos cerca de vinte anos depois, resultando na construção de gasodutos conectando Chile e Argentina (GasAndes), e outro de maiores proporções envolvendo Bolívia e Brasil (GASBOL).

Esclarece-se que, enquanto que a construção do gasoduto YABOG representou a exceção durante o período que se classifica como “primeira fase na integração energética”, cujas

²⁴⁰ *Ibidem*. p.14.

²⁴¹ *Ibidem*. p.15-6.

²⁴² *Ibidem*. p.17-8.

²⁴³ MARES, David R.. *Op.Cit.*, p.2.

características principais são o enfoque na energia hidrelétrica com indiscutível predominância da participação estatal; as demais conexões gasíferas mais recentes já denotam um novo momento no processo de aproximação de mercados energéticos. Isso porque, na década de 1990, destacam-se fortemente a participação da iniciativa privada, como resultado de difusão do neoliberalismo, e o entendimento de que o gás natural deveria passar a pautar, em larga escala, a produção de energia no subcontinente²⁴⁴.

Há outros importantes projetos gasíferos desse segundo momento no que atine aos países do Cone Sul e Chile. Cabe citar, por conseguinte, a realização de projetos para a construção de seis gasodutos entre Chile e Argentina, transportando o gás argentino; dois gasodutos entre Uruguai e Argentina, que também transportam gás natural argentino; um novo gasoduto entre Bolívia e Argentina, em operação desde o ano 2001. No Brasil, pode ser tomada como exemplo a central termoelétrica Uruguaiana, operada pela empresa AES.

Na região Andina são mais evidentes os projetos de interconexões elétricas, realizadas em períodos mais recentes, mormente tomando como base a hidroeletricidade e contando fortemente com a participação dos Estados. É interessante destacar, ainda, que em se comparando o nível de interconexões entre a Comunidade Andina de Nações (CAN) e o Mercado Comum do Sul (MERCOSUL), observa-se que aquela tem apenas 6% (seis por cento) da capacidade instalada deste último. E mais, o maior gasoduto da região é o GASBOL, o que significa dizer que, fora a Bolívia, não estão envolvidos outros países andinos²⁴⁵.

A fim de melhor se estudar as perspectivas de criação e de fortalecimento de infraestruturas do subcontinente, indispensável se faz, mais uma vez, buscar compreender a Iniciativa para Integração de Infraestruturas da Região Sul-Americana, a IIRSA, já explicitada em tópico anterior. Observe-se que, quando do estabelecimento da iniciativa, os processos de integração física, inseridos no âmbito da integração energética sul-americana, tinham profundo teor bilateralista, visto que gerava vantagens exclusivamente para os dois países que deles participassem, em outras palavras, o organismo em comento inaugura uma abordagem multilateralista à questão, consoante se explicará melhor.

A IIRSA atua por intermédio da estruturação de eixos de ação, delimitados a partir de características comuns das realidades dos países, esta metodologia facilita o desenvolvimento dos projetos desenvolvidos no âmbito da Organização. Os mencionados eixos são: Eixo Andino, Eixo Andino do Sul, Eixo Peru-Brasil-Bolívia, Eixo hidrovias Paraná-Paraguai, Eixo de Capricórnio, Eixo do Escudo de Guianas, Eixo do Amazonas, Eixo Inter Oceânico central, Eixo Mercosul-Chile e Eixo do Sul.

Uma das regiões mais beneficiadas com as ações da IIRSA é a Amazônia, com presença em três eixos de trabalho, envolvendo países como o Brasil, Peru, Colômbia, Bolívia, Equador, Guiana, Venezuela e Suriname. Ao mesmo tempo, devido à questão ambiental, esta também é a região que gera maiores problemas quanto à implementação, haja vista que os grupos de proteção ao meio

²⁴⁴ OXILIA, Victorio; FAGÁ, Murilo Werneck. *Op.Cit.*, p.2.

²⁴⁵ OXILIA, Victorio. A integração dos mercados de energia no MERCOSUL: uma abordagem desde o Direito da Integração Econômica. In: CASELLA, Paulo Borba; VIEGAS LIQUIDATO, Vera Lúcia (coord.). **Direito da Integração**. São Paulo: Quartier Latin, 2006, p. 357.

ambiente, monitoram os impactos das obras nas regiões do Brasil e, especialmente, na Amazônia. Estas questões relacionam-se com a sustentabilidade econômica e ambiental, que são parte dos princípios norteadores da IIRSA²⁴⁶, ao mesmo tempo em que entram as obras²⁴⁷.

No tocante à criação de infraestruturas gasíferas no subcontinente, de maior interesse para esta pesquisa, há de se reconhecer que a IIRSA logra fomentar projetos importantes. Desta feita, no chamado Eixo-Andino, Bolívia, Equador, Peru, Venezuela e Colômbia estão em vias de perfectibilizar acordos de harmonização regulatória, tanto gasífera, como elétrica e petrolífera. Os países do Cone-Sul também têm projetos consolidados. O Uruguai, além da instalação de uma planta de regaseificação de GNL, trabalha na construção do Gasoduto Paysandú – Colônia; o Paraguai trabalha para implementar o Projeto Gasífero-Termoelétrico Bolívia-Paraguai; a Argentina implementa o gasoduto no noroeste argentino; e o Brasil caminha para a instalação do gasoduto ligando Aldea Brasileira, na Argentina, a Uruguiana e Porto Alegre²⁴⁸.

Por derradeiro, mesmo que ainda seja alvo de considerável descrédito, os Chefes de estado vêm se posicionando favoravelmente à construção do Gasoduto do Sul. O gasoduto, financiado por brasileiros, venezuelanos e argentinos, seria abastecido por metade da produção de Mariscal Sucre, na Venezuela, com capacidade para transportar até 50 milhões de m³/d (cinquenta milhões de metros cúbicos por dia) de gás natural. Ele seria uma megaobra de oito mil quilômetros e com custo estimado em US\$20 bilhões (vinte bilhões de dólares), ligando, como mencionado, a Venezuela à Argentina, passando pelo Brasil e por outros países sul-americanos²⁴⁹.

8 As conseqüentes motivações para uma integração energética regional calcada no gás natural

Nos tópicos anteriores delineou-se o mercado gasífero sul-americano, mostrando como se encontram aspectos basilares para a promoção da integração energética entre os países. Victorio Oxilia e Murilo Werneck Fagá dedicaram artigo a essa finalidade, o qual servirá de alicerce para respaldar o presente tópico, com o intuito de alinhar todos os conhecimentos prévios com esse

²⁴⁶ NOGUEIRA, Joana Laura Marinho. *Op. Cit.*, Iniciativa para a Integração da Infraestrutura Regional Sul Americana – IIRSA. **Conjuntura Internacional**. Ano 5, nº 09. Disponível em <http://www.pucminas.br/conjuntura>. Acesso em 10 de Agosto de 2009, p. 4.

²⁴⁷ Para o Brasil, são inegáveis os ganhos a serem auferidos com a iniciativa, já que, a partir da integração física, pode-se gerar meios e oportunidades ao desenvolvimento econômico regional, o que gerará reflexos na qualidade de vida da população. Da mesma forma em que o continente sul-americano fora dividido em eixos para a melhor aplicação e desenvolvimento dos projetos da IIRSA, o Brasil, em um projeto parecido, fez o mesmo com o seu território. No Governo de Fernando Henrique Cardoso, objetivando implantar as políticas, dividiu-se o país em nove eixos, que são: Arco-Norte, Madeira-Amazonas, Araguaia-Tocantins, Oeste, Sudoeste, Transnordestino, São Francisco, Rede Sudeste e Sul. Todos sendo recortados a partir do potencial da região de produzir e direcionar esta produção, distribuindo, assim, os resultados. Ademais, não há como fugir da prevalência brasileira sobre as ações políticas direcionadas à IIRSA. Pois quando consideramos que o Brasil ocupa quase metade do território, abriga mais da metade da população e detém o maior PIB da região, não se espera outra atitude do Estado, se não tomar para si uma maior responsabilidade sobre a iniciativa. *In*: Nogueira, Joana Laura Marinho. *Op. Cit.*, p. 4.

²⁴⁸ Informação disponível em www.iirsa.org. Acesso em 19 de Agosto de 2009.

²⁴⁹ Disponível em <<http://www.mre.gov.br/portugues/noticiario/nacional/>>. Acesso 13 de dezembro de 2009.

tão peculiar setor energético, mostrando todas as contundentes motivações para o fortalecimento da ideia integracionista.

Sendo assim, primeiramente devem ser apontados os ganhos tidos como “tradicionais” à integração gasífera, que encerram objetivos como o uso eficiente do recurso energético no subcontinente, seu comércio fluido e abrangente e a otimização na exploração. Acrescem-se às mencionadas perspectivas algumas vantagens, até mesmo como consequência daquelas, como o aumento e a atração dos investimentos externos e o incremento da eficiência produtiva por economias de escala por meio da ampliação do mercado.

Por tudo o que se estudou, percebe-se de imediato que a América Latina conta com os elementos capazes de fazer chegar a esses ganhos ansiados. Ora, analisando-se conjuntamente os recursos de gás natural com os quais contam os países membros da CAN e do MERCOSUL, incluindo-se o Chile, tem-se que, comprovadamente, suas reservas somam 3,55% (três vírgula cinquenta e cinco por cento) das reservas mundiais. Esse número, que a princípio pode parecer pouco significativo, corresponde, em verdade, à quase metade de todas as reservas existentes na integralidade do continente americano²⁵⁰.

Contudo, apesar das reservas consideráveis de gás natural, o consumo de gás natural é relativamente pequeno na região²⁵¹. Essa constatação pode ser explicada pelo fato de que grande parte desses países ainda não alcançou um nível desejável de desenvolvimento, o que implica dizer que nem suas malhas industriais evoluíram a contento e que suas economias rurais tampouco dispõem de tecnologia capaz de lhe imprimir maior consumo energético. Ademais, na contramão do que contemporaneamente se espera, muitos de cidadãos não contam com a energia elétrica, o que além de representar condições sociais aquém das esperadas, demonstra um forte e potencial mercado consumidor.

²⁵⁰ Conforme já se vinha esclarecendo, a maior parte dessas reservas de gás (em torno de 85%) se encontra na Venezuela (em sua maior parte, reservas associadas ao petróleo) e na Bolívia (gás livre, em sua grande maioria). Esta situação de abundância de reservas provadas pode ainda melhorar no futuro próximo, considerando as altas taxas anuais de crescimento das reservas em Peru, Bolívia, Brasil e Venezuela e as descobertas no Brasil. *In*: OXILIA, Victorio; FAGÁ, Murilo Werneck. *Op.Cit.*, p. 3.

²⁵¹ Mais detalhadamente, os únicos países com consumos consideráveis na América do Sul são a Argentina e Venezuela, mas mesmo assim o montante total não supera os 108 bilhões de m³ por ano. À guisa de comparação, os Estados Unidos de América (o primeiro no mundo quanto ao consumo) consomem anualmente 633 bilhões de m³, enquanto que suas reservas são da ordem das reservas venezuelanas. Alemanha e Itália consomem na casa dos 80 bilhões de m³ por ano, com nível de reservas inferior ao do Brasil. Porém, é mais notável ainda que nos países com as maiores reservas provadas (Venezuela e Bolívia) a participação do gás natural na matriz energética é particularmente pequena. Na Venezuela, por exemplo, grande parte do gás é utilizada para recuperação melhorada do petróleo e não existe uma política clara para o consumo de gás. Na Bolívia, um dos motivos deste aparente paradoxo pode ser explicado – ao menos em parte – pelo fato das descobertas terem sido certificadas recentemente (...) Pelo nível de reservas existente, existem condições para que o gás natural venezuelano, boliviano ou peruano substitua parte do petróleo que importam ou produzem os países da região, com ganhos para o meio ambiente (o gás natural é um combustível mais limpo que o carvão mineral e o petróleo, considerando a emissão de dióxido de carbono, o principal gás de efeito estufa) e para o desenvolvimento da indústria (o gás natural é insumo da moderna petroquímica) e para a expansão da geração elétrica. *In*: OXILIA, Victorio; FAGÁ, Murilo Werneck. *Op.Cit.*, p. 3.

Os ganhos “não-tradicionais” apresentam caráter menos econômico, carregando, em contrapartida, forte teor político. Assim sendo, uma vez que os países realizam uma série de acordos e prescindem de acentuada concertação política para satisfazerem seus interesses, a integração regional resulta na redução da chamada ideia de “risco soberano”. Acontece que a integração é amplamente concebida não como uma forma de os Estados abdicarem de sua soberania, mas sim como um fenômeno que depende da opção soberana de seus atores em persegui-la. Desta feita, alcançar esse nível de consistência nas negociações é mitigar substancialmente as chances de não cumprimento do que fora avençado.

E mais, quanto mais integrado for o mercado no subcontinente, mais organizado ele será, devendo, de igual forma, ser reconhecido como tal. Além de atraírem mais investidores convictos na segurança do negócio, no estudo das relações internacionais diz-se que os países com esse nível de aproximação e de identidade política findam por galgar maior “poder de barganha” nos fóruns internacionais. Isso implica dizer que, ao transigirem em contextos multilaterais, os países da América Latina, que tiveram a sua política externa historicamente marcada por um caráter de notória subserviência e alinhamento necessário, passarão a se fazerem ouvir, alcançando mais facilmente seus objetivos.

9 A Necessidade de Fortalecimento das Instituições Vigentes

A problemática jurídica suscitada girará, por conseguinte, em torno do regramento dos gasodutos transfronteiriços, por uma série de razões, sendo a primeira, a constatação de que sua mera existência consubstancia a ligação dos territórios, exigindo alinhamento de políticas comuns assim como ambiente de segurança jurídica entre os países por eles conectados.

Mais detalhadamente, tem-se que o mercado de gás natural estabelecido entre várias economias conta com duas opções: a primeira, e mais tradicionalmente utilizada, é a implementação dos gasodutos, por meio dos quais os compradores são conectados através de grandes tubulações de transporte para ter acesso ao produto; a segunda, mais moderna e valiosa alternativa aos dutos, é o Gás Natural Liquefeito (GNL), que permite que o suprimento de gás seja feito em determinados terminais abastecidos por diversos produtores.

As vantagens do GNL, consoante aspectos econômicos, são muitas. Por dispor de um denominado “ativo genérico”, permite que o comprador tenha maior liberdade em sua negociação, visto que não se encontra atrelado de forma estanque a nenhum vendedor, como ocorre quando da construção de estruturas dutoviárias. Dessa maneira, em caso de inadimplemento, apresentam-se outras alternativas viáveis para o abastecimento por meio do terminal instalado, que é a única adaptação física pela qual se tem que passar²⁵².

Como se vem aduzindo, por versarem sobre uma situação jurídica temporária, o descumprimento dos contratos efetuados não ensejam a inutilização dos terminais, sempre

²⁵² GHIRARDI, André. Gás natural na América do Sul: do conflito à integração possível. Caderno Energia & Geopolítica. **Le Monde Diplomatique Brasil**. Disponível em <<http://dipl.uol.com.br/2008-01,a2109>>. Acesso em 12 de setembro de 2009.

restando a possibilidade de recorrer a outros produtores. Logo, há reflexos positivos mais profundos do que se pode aparentar, e um deles reside nas próprias circunstâncias em que a avença é efetuada, posto que muitas vezes as partes contratantes ou não agem de boa-fé ou não têm amplo conhecimento de todos os elementos que permeiam aquela relação jurídica, portanto, essa falta de racionalidade, que poderia resultar em efeitos deveras danosos, finda sendo mitigada pela própria natureza do liame estabelecido entre comprador e produtor.

Finalmente, no que atine ao GNL, pode-se dizer que o recurso ao mesmo será mais adequado quando a demanda não for contínua. Embora as transações que o envolvam sejam proporcionalmente mais custosas do que as que abarcam gasodutos, a intermitência no fornecimento acaba por ser a opção que gerará menos imobilização de capital. Essas demandas flexíveis não justificam um procedimento desgastante, demorado e dispendioso de construção de gasodutos, que exige perspectivas de longo prazo, reafirmando a adequação do ativo genérico nesses casos.

Acontece que, consoante se veio apregoando nos capítulos prévios, a América do Sul vem mostrando tendências e articulações pró-integração, em virtude de sua vocação natural para tanto, que envolve a constatação de equânimes, ou ao menos equiparáveis, condições de desenvolvimento econômico, político e social. Com isso, o âmbito energético tem em si depositadas muitas das expectativas para a consecução desse objetivo, não só pelas demandas crescentes de energia e pela já demonstrada existência de reservas, mas também pelo relevante papel desempenhado pelo gás natural, que vem sendo inserido na matriz energética como uma fonte de energia que, apesar de fóssil, é ambientalmente menos agressiva assim como eficiente.

Ao lado disso, há uma série de vantagens e justificativas para que o enfoque da integração pelo gás natural seja feito por intermédio de gasodutos, em detrimento do gás liquefeito. Com o respaldo das noções econômicas lecionadas André Ghirardi, redes fixas de conexão constituem “ativos específicos”, dado demandarem tecnologia em particular com pesados investimentos para sua criação. Resta, por consectário, totalmente impossibilitado qualquer tipo de deslocamento da estrutura com o fito de modificar qualquer um dos pólos da relação. Disso decorre o fato de que, por exemplo, em caso de inadimplemento a situação não pode ser facilmente sanada como no caso do GNL²⁵³.

O que aparentemente seria uma grande desvantagem apresenta, pelo contrário, um ponto deveras positivo, qual seja a redução em larga escala dos custos de transação. Ora, os gasodutos têm sua construção alicerçada no desejo de que sua operação se dê por longos períodos, ou até mesmo por períodos indeterminados, e também de forma ininterrupta. Em se desenrolando de acordo com o que se espera, o traço fundamental da continuidade adequa-se completamente à

²⁵³ Nas palavras de André Ghirardi, “a vantagem dos ativos específicos é que têm potencial para reduzir custos da transação, desde que operem por longos períodos de maneira contínua, pois são projetados especificamente para esta finalidade. A desvantagem é o risco associado a essa busca da redução de custo. Caso ocorra inadimplência por qualquer das partes, de maneira que leve à interrupção da transação, há grandes perdas, pois o ativo permanece ocioso e não gera o fluxo de receitas necessário para recuperar o investimento (...) No caso do gasoduto, a transação está longe de ser instantânea (estende-se por décadas). O preço é ajustado por cláusulas de mútuo acordo. E as partes não são quaisquer”. *In*: GHIRARDI, André. *Op.Cit.*.

ideia de se utilizar o gás natural como vetor da integração regional sul-americana, pois, como já dito, se espera cada vez mais a aderência a esse recurso na matriz energética dos países.

Além de os chefes de Estado virem se manifestando em favor da construção de gasodutos entre os países, como por exemplo, o Grande Gasoduto do Sul, já se pode observar que, além de estudos sendo realizados nesse sentido, há uma congregação de esforços políticos e econômicos para a integração física. Diante disso, o gasoduto deixa de representar exclusivamente um liame físico pelo qual transcorrerá uma mercadoria e passa a incorporar a função e o papel de exigir estabilidade na região, onde a segurança jurídica e a concatenação de políticas cada vez mais de conotação multilateral passam a ser um constante.

Como foi dito, a construção de gasodutos deu-se e permanece sendo levada a cabo em um clima político em que se procuram reduzir as desconfianças, havendo, no máximo possível, a garantia de abastecimento por parte dos Estados produtores. Ocorre que, como é sabido, ainda há uma série de lacunas e de incertezas na região, as quais já resultaram em surpresas negativas. Desta feita, além de se esboçar algumas das situações que enfraqueceram o pensamento de união que se vem formando lentamente, o presente tópico tem o escopo de tecer considerações sobre a relevância de fortalecer o arcabouço institucional vigente e de se criar novas instituições calcadas firmemente em preceitos de juridicidade.

O primeiro caso mais conhecido de rompimento de compromissos internacionais que levou um caos quando da cessação do abastecimento da energia teve como principal ator o Estado argentino. Isso se deu em razão da grave crise pela qual o país passou, vivenciando uma situação de oferta cadente e demanda crescente, que fez com que, para driblar a situação, o governo passasse a adotar uma série de medidas para restringir a demanda e aumentar a oferta interna. Dentre estas se destacaram a importação do gás boliviano, e o mais gravoso de todos, a redução da exportação do gás argentino para o Uruguai e Chile²⁵⁴.

Assim, ambos os países passaram a contar com muito pouca oferta de energia desde 2004. As piores decorrências com o corte no fornecimento feito pela Argentina foram sentidas pelo Chile, pois além de sofrer com uma medida unilateral, viu o abastecimento de que precisava ser reduzido em cerca de 50% (cinquenta por cento) pelos últimos quatro anos. Ressalte-se que a situação é sensivelmente agravada durante o inverno, já que a maior demanda de energia na Argentina, tanto no setor residencial como no comercial, reduz ainda mais a quantidade de gás para a exportação²⁵⁵.

O mais notório episódio de alteração das regras contratuais que enfraqueceram a credibilidade do setor energético na América do Sul foi o da nacionalização das empresas petrolíferas na Bolívia. O contexto era de descontentamento popular com as condições extremamente vantajosas que eram oferecidas às empresas transnacionais com o processo de capitalização do restante da Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), a petrolífera estatal.

²⁵⁴ CASTRO, Nivalde; FREITAS, Katia. **A crise de energia na Argentina**. IE-UFRJ. Disponível em <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/artigos/castro15.htm>>. Acesso em 12 de dezembro de 2009.

²⁵⁵ D'APOTE, Sylvie; ALDEBERT, Sophie. **The Southern Cone Gas Ring: the forgotten gas supply solution for Chile and Argentina?** Cambridge: Cambridge Energy Research Associates, Inc., 2006, p.2.

Diversos setores sociais que se mobilizavam com a preocupação de que os recursos naturais bolivianos se esgotassem sem que isso se traduzisse em benefícios para a população²⁵⁶.

O governo viu-se obrigado a anunciar, a fim de amainar a crise de governabilidade, o *referendum* popular acerca da posse dos hidrocarbonetos, quando a grande maioria dos bolivianos manifestou sua vontade de que os hidrocarbonetos fossem nacionalizados. Assim, foi promulgada a “Lei de Hidrocarbonetos”, que alterou sensivelmente a política tributária, dispondo que passaria a incidir imposto direto de 32% (trinta e dois por cento) sobre o gás. Determinou, também, um prazo de cento e oitenta dias para a adaptação das empresas do ramo à nova legislação e a recondução da YPFB à propriedade estatal²⁵⁷.

Esses são exemplos das turbulências pelas quais o suprimento de energia passou na América do Sul, muitas vezes colocando em cheque a questão basilar da segurança energética, fundamental para o crescimento compartilhado de seus países. E, ao questionamento do que pôde ocasionar essas interrupções, em flagrante atentado à legalidade, há uma única resposta: a existência de instituições a nível interno incipientes, com alto nível de vulnerabilidade, sem atentarem para a evolução social e política no plano nacional.

Retornando ao caso argentino-chileno, o que se observava era que a sociedade argentina era palco de uma ebulição de transformações. Com uma economia pouco autônoma e independente, viu-se em uma crise institucional deflagrada em dezembro de 2001, apontada como o principal fator de desequilíbrio das empresas do setor de energia juntamente com o fim da paridade entre o peso e o dólar. A desvalorização gritante de sua moeda alterou sobremaneira o preço pago aos produtores de gás, tendo este caído para um terço da cotação do produto no mercado internacional. Os produtores, por conseguinte, priorizaram a exportação fazendo faltar o gás no consumo interno²⁵⁸.

A Bolívia, a seu turno, mostrou-se incapaz, à época, de aquilatar a medida apropriada em que o Estado deve interferir na economia, gerando equívocos e instabilidade. As excessivas concessões e benefícios oferecidos às empresas transnacionais que atuavam no setor, geravam descontentamento na população, que não via, em contrapartida, os lucros serem aplicados em políticas sociais ou de infraestrutura básica. Abriu-se espaço, portanto, a um tipo de discurso populista, que fomentou a insatisfação das massas e não permitiu ao governo a estabilidade para retomar seu prumo.

Esses são apenas um demonstrativo do que ocorre na atualidade. Percebe-se que não há como se esperar que os países sejam capazes de fazer valer os compromissos assumidos a nível internacional se, ao mesmo tempo, internamente sofrem gravemente com um déficit institucional. Fica claro que não há como se elucubrar meios de se promover a aproximação juridicamente segura dos países se os mesmos não serão endogenamente capazes de se alinharem a essa perspectiva.

²⁵⁶ SEGABINAZZI, Alessandro. Diversas Sínteses de uma Revolução. *In: Bolívia: de 1952 ao Século XXI*. Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão; Instituto de Pesquisa de Relações Internacionais, 2007, p. 146-8.

²⁵⁷ HUSAR, Jörg; MAIHOLD, Günther. Gás natural: matéria contenciosa na América do Sul. *In: Energia: da crise aos conflitos? Cadernos Adenauer*, n°4. Rio de Janeiro: Fundação Konrad Adenauer, 2005, p. 57.

²⁵⁸ CASTRO, Nivalde; FREITAS, Katia. *Op.Cit.*

Adicionalmente, isso justifica, mais uma vez, a necessidade de que a integração dos mercados leve a esses países as vantagens que almejam, de forma recíproca e igualitária.

Por outro lado, conforme acrescenta Hirdan Catarina Costa e Francisco Anuatti²⁵⁹, auxiliando-se dos ensinamentos de Douglas North, as instituições são entendidas como a clareza das regras obrigatórias vigentes para uma determinada situação, sendo a instrumentalização da interação humana sob a égide de uma estrutura econômica, política e social. E mais, é a presença de instituições que inibe as incertezas, posto trazer maior estabilidade, malgrado elas próprias viverem num constante processo de modificação.

Parecem não restar dúvidas de que, em decorrência do que se vem esposando, a existência de instituições fortes e sólidas acaba consubstanciando a forma de se atingir as metas propostas, desde que estas estejam acompanhadas de regras consistentes, coerentes e transparentes. Esse positivo panorama passou a integrar as políticas de diversos países quando da realização de suas reformas de base, modificando de forma saudável a concepção dantes possuída sobre como atuar ao realizar a atividade econômica, sobretudo quando essa atividade englobava outros Estados²⁶⁰.

Em resumo, instituições atrelam-se à concepção de regras claras, que, a seu turno, estão diretamente relacionadas com a concretização do princípio da segurança jurídica. Torna-se, então, fácil perceber que a questão que se acaba de debater é um ponto focal para a integração energética, pois esta não pode fluir consoante o bel prazer de seus atores, mas sim tem que estar respaldada em um adequado sistema normativo. Dessa maneira, passar-se-á a investigar alguns dos compromissos que regem as relações internacionais no âmbito da energia, para, a partir de então, se chegar ao questionamento sobre como o Direito Internacional Público pode ver seus preceitos aplicados a essa situação.

10 Principais Acordos Regionais Sul-Americanos Pró-Integração Gasífera

De acordo com o que se vem analisando sobre o processo de integração energética, pode-se dizer que além da necessidade de estratégias de interconexão das redes de energia através de fronteiras, de forma a permitir sua circulação de maneira ágil e eficiente dentro de um espaço

²⁵⁹ COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; ANUATTI NETO, Francisco. **A Integração energética na América Latina sob a ótica da Economia Institucional**. 4º PDPETRO. Campinas/SP: ABPG, 2007, p.3.

²⁶⁰ É valiosa a observação feita na obra de Hirdan Catarina e Francisco Anuatti, que ora se colaciona, *ipsis litteris*: “a mudança do papel do Estado de intervenção direta sobre o domínio econômico, por meio da atuação de entidades denominadas empresas públicas e sociedades de economia mista, para um modelo de atuação indireta através de mecanismos regulatórios, dentre outros, foi visto como uma maneira de financiar o desenvolvimento do país a partir da década de 90 (principalmente do setor de infraestrutura). Assisti-se, nesse ínterim, um amplo processo de criação de agências reguladoras nos países da América Latina, concomitante a um movimento contratualista, baseado no fortalecimento de órgãos públicos dentro do escopo de condução do desenho reducionista ora em voga. Salutar é a observação de Fleury (2001, p.20) quando destaca que a nova configuração institucional após o ciclo de desestatização da década de 90 permite deduzir “que os agentes públicos ainda têm grande importância no planejamento, execução da implantação, operação e manutenção dos diversos segmentos pertencentes ao setor de infraestrutura, porém agora de forma indireta”. In: COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; ANUATTI NETO, Francisco. *Op.Cit.*, p.3.

determinado, é indispensável o provimento de marcos normativos comuns²⁶¹, justamente em função da necessidade de criação de um arcabouço institucional específico para reger situações tão peculiares como as do âmbito da energia.

Na América Latina, no seio de atuação da Associação Latino-americana de Integração (ALADI), surgiu o primeiro acordo que até os dias atuais tem seus princípios utilizados como inspiração para a realização de acordos sobre energia no âmbito dos blocos regionais existentes. Os Acordos de Complementação Econômica (ACE's) firmados sob a égide da ALADI "têm por objetivo, entre outros, promover o máximo aproveitamento dos fatores de produção e estimular a complementação econômica"²⁶². Partindo-se desse esclarecimento, o ACE n°16 foi inovador, tendo sido realizado no ano de 1991 entre as Repúblicas Argentina e Chilena.

Esse acordo foi, em verdade, um instrumento para a implementação do Tratado de Montevidéu de 1980, que apresentava a necessidade de complementação comercial entre os países e a cooperação em diversos setores. Assim, o acordo bilateral concentrava-se na expansão e diversificação do comércio de bens, sem deixar de lado o desenvolvimento social dos países, e trouxe em seu bojo a necessidade de interconexão estratégica das redes de transporte e de energia, assim como a exploração conjunta dos recursos naturais²⁶³.

Pode-se dizer que já havia intenções dos governos no sentido de promover a integração energética. Muitos outros documentos seguiram-se, sempre exortando basicamente os mesmos princípios. Vale, neste momento, perquirir se há documentos produzidos dentro dos blocos econômicos da região, quais sejam CAN e MERCOSUL, para que, dessa forma, se possa visualizar se há, outrossim, repertório jurídico capaz de reger as relações e interesses dos países em prol da integração pela energia. Indo além, poder-se-á lançar um olhar crítico sobre essas normas, as quais, uma vez sendo verificadas como existentes, devem mostrar-se revestidas de eficácia, sob pena de faltar o devido resguardo para uma situação que demanda atenção.

Destarte, em se analisando a normativa da CAN, percebe-se que, em dezembro de 2002, foi aprovado o "Marco Geral para a interconexão sub-regional de sistemas elétricos e intercâmbio intracomunitário de eletricidade", a qual consolida o padrão jurídico comunitário para impulsionar o desenvolvimento da questão energética entre os países membros. Sob sua inspiração, foi criado o Comitê Andino de Organismos Normativos e Organismos Reguladores de Serviços de Eletricidade (CANREL), subdividindo-se no Grupo de Trabalho de Organismos Reguladores de Serviços de Eletricidade (GTOR) e no Grupo de Trabalho de Organismos Planificadores de Serviços de Eletricidade (GOPLAN).

²⁶¹ CALVEZ, Marc Le. **La integración energética en la región latinoamericana desde la perspectiva bolivariana: estudio de sus fundamentos, procesos y necesidades**. Documento de Trabajo N° 010. Quito: Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales; Observatorio Socio Ambiental, 2008, p.9.

²⁶² Definição ínsita no glossário do sítio oficial da ALADI. Disponível em <www.aladi.org>. Acesso em 13 de dezembro de 2009.

²⁶³ BID – INTAL. **Perspectivas y Desafíos del Proceso de Integración Argentino-Chileno a Diez Años del ACE 16**. Buenos Aires, 2002, p.12. Documento disponível em <http://www.iadb.org/intal/aplicaciones/uploads/publicaciones/e_INTALITD_IE_2002_ACE_16.pdf>. Acesso em 13 de dezembro de 2009.

Sob os auspícios do Plano de Ação do Conselho de Ministros de Energia, Eletricidade, Hidrocarbonetos e Minas da Comunidade Andina estruturou-se para o gás natural um rol de prioridades, que congregam, na realidade, as boas intenções de se promover o fortalecimento do mercado gasífero dentro dos países do bloco, sem albergar nenhum tipo de força normativa. Seu conteúdo exalta a necessidade de que esse setor conte com a infraestrutura imprescindível para seu avanço; o respeito aos organismos regionais internacionais que trabalham com a matéria; e, finalmente, a imperatividade de se evoluir na criação de uma agenda de ação com seus atores participantes²⁶⁴.

No MERCOSUL, inobstante partir-se da mesma base normativa inspiradora dos trabalhos da CAN, logra-se alcançar maior nível de especificidade. Victorio Oxilia explica que os *memoranda* já assinados estão igualmente imbuídos do espírito integracionista, pra ver assegurado, dentre outras coisas, o tratamento não discriminatório da parte de seus Estados Partes, não importando de onde provenham vendedores e compradores. Esses documentos expressam a vontade de se advir com tramitações menos burocráticas, requeridas para estimular as importações e exportações de energia²⁶⁵.

O MERCOSUL avançou para tocar especificamente na questão do gás natural, por meio do “Memorando de Entendimento relativo aos Intercâmbios Gasíferos e Integração Gasífera entre os Estados Partes do Mercosul”. Esse Memorando surgiu da Decisão nº10/99 do Conselho Mercado Comum (CMC), sua máxima autoridade decisória, que leva em conta a necessidade de se promover a complementação dos recursos energéticos do interior do bloco, de maneira a permitir a diversificação das possibilidades de abastecimento aos usuários de cada Estado Parte.

A parte dispositiva do Memorando tem 14 (catorze) artigos. Neles são ressaltados clamores do mercado, tais como a competitividade na produção de gás natural, evitando práticas discriminatórias entre os Estados Partes; a certeza de que os preços e tarifas dos serviços associados à compra e venda de gás natural respondam em seus respectivos mercados a custos econômicos, sem discriminação entre os usuários de características semelhantes; a garantia de suprimento que os agentes compradores requeiram dos agentes vendedores de outro Estado Parte signatário independentemente dos requisitos do mercado de origem do suprimento por meio de regulamentação consolidada;

Essa amostra do articulado da norma em comento, como se pode perceber, pouco inova no entendimento sobre como devem fluir as relações no setor da energia, trazendo, basicamente, normas genéricas que procuram estimular que os intercâmbios transcorram de acordo com o que se espera com as regras de mercadológicas. No que toca aos gasodutos, mais especificamente, pode-se constatar algumas determinações que já demonstram maior amadurecimento por parte dos Estados envolvidos.

²⁶⁴ CAN. **Bases de la Alianza Energética Andina.** Disponível em <http://www.comunidadandina.org/energia/alianza.htm#Interconexiones_gasiferas>. Acesso em 13 de dezembro de 2009.

²⁶⁵ OXILIA, Victorio. A integração dos mercados de energia no MERCOSUL: uma abordagem desde o Direito da Integração Econômica. In: CASELLA, Paulo Borba; VIEGAS LIQUIDATO, Vera Lúcia (coord.). **Direito da Integração.** São Paulo: Quartier Latin, 2006, p. 367.

Encontra-se menção aos gasodutos já nos princípios ínsitos nos “considerando” do Memorando, reafirmando o compromisso de se outorgar as autorizações, licenças ou concessões para seu funcionamento. Posteriormente, o artigo 7º traz em si a obrigação de não se estabelecer restrições ao cumprimento físico dos contratos de compra e venda, distintas das estabelecidas para os contratos internos de mesma natureza. E, o artigo 9º sublinha o respeito ao acesso à capacidade remanescente das instalações de transporte e distribuição, incluindo também o acesso às interconexões internacionais, sem discriminação que tenham relação com a nacionalidade e o destino do gás natural, ou com o caráter público ou privado das empresas²⁶⁶.

Indubitável é fato de que o documento que se acaba de estudar corporifica avanços concretos em direção a uma maior conjugação de políticas compartilhadas a favor da integração energética pelo gás. Certamente representa o primeiro de muitos passos a serem dados para o aprimoramento da mencionada integração, sempre embebida nos princípios da segurança energética, segurança jurídica, reciprocidade, complementaridade, dentre outros mais.

Ocorre que não há como se deixar de se observar que este dispositivo, conforme enfaticamente asseverado em seu teor, engloba determinações intrabloco, ou seja, não atribuíveis aos demais países da América do Sul, os quais, de acordo com todas as considerações descritas ao longo da pesquisa, são fundamentais, ou por seu mercado consumidor capaz de absorver o produto e fazê-lo circular economicamente, ou pelas reservas comprovadas e ainda inexploradas. Sem contar, ainda, que a CAN sequer chegou a esse nível de estipulações quando tratou do assunto, deixando ainda mais turva a elaboração de diretrizes sul-americanas comuns.

Outro aspecto que corrobora com a atual inexistência de instituições sólidas para respaldarem uma integração a nível subcontinental é a inexistência de um sistema de solução de controvérsias que englobe todos esses Estados. Reconhece-se que existem instâncias inseridas nos contextos de cada um desses blocos, todavia, faz-se imprescindível que os países engajados em promover o fortalecimento desse processo promovam a criação de órgãos com jurisdições mais abrangentes e, preferencialmente, que tratem especificamente da matéria energética, haja vista a mesma encerrar uma série de conhecimentos de veras técnicos.

Sem que esses esforços sejam concretizados, será feito *tabula rasa* de tudo de positivo que se asseverou sobre a integração gasífera. Projetos, como o mencionado Grande Gasoduto do Sul, jamais galgarão a confiabilidade de que necessitam, tanto da parte dos diversos Estados envolvidos, como dos investidores privados, indispensáveis para a sua viabilização. Os preceitos inerentes à integração regional, que demandam soluções multilaterais, não serão observados, e a questão da energia permanecerá restrita e dependente de acordos bilaterais.

12 O modelo do Tratado Carta da Energia da União Europeia

A Carta da Energia foi responsável por ensejar a cooperação internacional entre os países da Europa e outros países industrializados, com a finalidade de desenvolver o potencial energético

²⁶⁶ Disponível em <<http://www.mercosur.org.uy/show?contentid=499>>. Acesso em 13 de dezembro de 2009.

dos países da Europa Central e Oriental e garantir a segurança de abastecimento de energia da União Europeia (UE)²⁶⁷. Ela surgiu da necessidade de se tentar incluir a União Soviética em um ciclo de atividades econômicas, e o setor da energia pareceu ser o laboratório ideal para realizar esse experimento, em virtude da complementaridade natural das fontes energéticas do leste europeu e a força econômica, tecnológica e de capitais do oeste²⁶⁸.

Esse tratado foi, então, assinado em 17 de dezembro de 1991, em Haya, pelos Estados da UE e mais quarenta e oito outros, da Europa Central e oriental e da URSS. Em suas exortações preambulares, releva-se a questão do aprovisionamento energético, demonstrando a necessidade de que o trânsito da energia se dê com estabilidade e certeza. São, portanto, três os grandes objetivos da Carta: a coordenação de políticas energéticas; a elaboração de quadros jurídicos estáveis e transparentes, criando condições para o desenvolvimento dos recursos energéticos; e a coordenação, ou, se necessário, harmonização, dos princípios e linhas diretrizes em se tratando da segurança no abastecimento.

Aponta-se como o aspecto mais inovador da Carta a promoção da noção de livre circulação, também já consagrada em seu preâmbulo. Assim, os Estados declararam-se convencidos da importância de se assegurar a livre circulação dos produtos energéticos e de desenvolver uma infraestrutura internacional eficaz na matéria, a fim de facilitar a realização de trocas fundadas sobre a economia de mercado no domínio da energia. O desenvolvimento desses intercâmbios dar-se-ia por intermédio, dentre outras coisas, da interconexão de infraestruturas de transporte, com a consequente criação de uma rede.

A Carta da Energia, contudo, era, como se pode concluir do que já se abordou, uma declaração de cunho político, sem deveres jurídicos e desprovida da força obrigatória imaneente aos tratados internacionais. Por conseguinte, ela mesma previa que seus signatários perseguiriam seus objetivos e princípios, assim como aprofundariam a cooperação por um tratado negociado de boa-fé. Passados, então, três anos, em dezembro de 1994, foi assinado o Tratado da Carta da Energia (TCE), em Lisboa, Portugal.

O TCE estabelece um arcabouço jurídico único que, segundo seu artigo 2º, é destinado a promover a cooperação de longo prazo no domínio da energia, sendo, também, fundado na complementaridade e nas vantagens mútuas, conforme os objetivos e princípios da Carta. É a primeira vez que o transporte da energia por gasodutos é abordado, expressamente e sem restrição, por um corpo jurídico²⁶⁹. Ainda o artigo 2º revela que o Tratado abarca o transporte terrestre, a distribuição, o armazenamento e o fornecimento de materiais e de produtos energéticos, através, por exemplo, de gasodutos²⁷⁰.

²⁶⁷ União Europeia, sítio oficial. Informação disponível em <http://europa.eu/legislation_summaries/energy/external_dimension_enlargement/l27028_pt.htm>. Acesso em 13 de dezembro.

²⁶⁸ SIMONET, Loïc. *Op.Cit.*, p.301.

²⁶⁹ SIMONET, Loïc. *Op.Cit.*, p.303.

²⁷⁰ Lançando-se um olhar crítico sobre as prioridades que elegeram, pode-se dizer que a liberdade de trânsito mereceu tímidas considerações, enquanto que se explicita uma maior atenção conferida à promoção e proteção dos investimentos. Ainda assim, estabeleceu que os Estados devem tomar as medidas necessárias

É interessante verificar que o Tratado busca estimular a cooperação enfocando no desenvolvimento e na modernização das infraestruturas de transporte, assim como na redução das interrupções no suprimento. Ele se apoia, de igual forma, no auxílio de entidades especializadas, criadas com o fito de elaborar estudos e assistência técnica para o setor. Nesse sentido, ela compele os Estados fornecedores a não interromperem o fluxo de abastecimento quando de seu descontentamento com alguma situação superveniente, comprometendo-se os mesmos a acionarem um mecanismo de solução de controvérsias, levado a cabo por autoridade competente.

Há de se explicar melhor esse sistema: uma vez acionado por um Estado, o Secretário-Geral nomeia um conciliador em trinta dias, o qual, por sua vez, deve advir com decisão durante um período correspondente à duração da solução do conflito, sem poder ultrapassar doze meses, tendo aquela força vinculante sobre as partes envolvidas. Após isso, os litigantes dispõem de um prazo de noventa dias para chegar a um acordo, cuja ausência enseja uma recomendação do Secretário-Geral para a resolução da querela, a qual é imposta às partes por um interregno de doze meses²⁷¹.

Como se pode verificar, esse sistema é bastante inovador e, consoante já se explicitou em tópico anterior, tem seus moldes criados especificamente para o contexto energético, sendo totalmente adequado ao mesmo além de lhe conferir bases sólidas. Uma de suas notáveis originalidades reside no fato de que o Secretário-Geral tem a prerrogativa de fazer cessar a aplicabilidade das regras que regiam o trânsito ora sob litígio até o fim da controvérsia. Desta feita, em se tratando de um caso em que o cerne da discussão seja uma questão tarifária do transporte, pode o conciliador fixar unilateralmente uma tarifa provisória.

Por derradeiro, o referido sistema de resolução de contendas possui, ademais, um dispositivo geral e mais amplo, qual seja o seu artigo 27. O citado artigo preconiza que o ajuste das desavenças no que atine à aplicação ou interpretação do próprio TCE há de ser submetido à negociação via diplomática ou submetido a um tribunal de arbitragem *ad hoc*, cuja descrição é pormenorizadamente encontrada no parágrafo 3°. Embora aparente haver uma antinomia pela coexistência dos artigos 7° e 27, entende-se que a instância competente para julgar o litígio mudará conforme se caracterizar a matéria sobre a qual não há consenso, demonstrando alto nível de complexidade.

É óbvio que o sistema europeu possui suas limitações e lacunas sobre a temática. No entanto, todas essas estipulações demonstram como é palatável a noção de um acordo multilateral sobre energia. No caso do gás natural isso se faz ainda mais verdade, pois há esforços concretos de se verem construídos mais e mais gasodutos na América do Sul. O ponto focal do processo reside, portanto, e mais uma vez, no fortalecimento das instituições, capaz de gerar a estabilidade de que se precisa para promover uma integração gasífera reciprocamente benéfica aos que dela participam e juridicamente segura.

13 CONCLUSÃO

para permitirem que o transporte se dê em conformidade com a ideia de trânsito livre. *In*: SIMONET, Loïc. *Op.Cit.*, p.306.

²⁷¹ *Ibidem*. p.311.

Pontos de vista céticos e reducionistas sobre o processo de integração partem sempre da premissa de que este fenômeno encontra-se exclusivamente adstrito ao fenômeno da política. Ocorre que, como se procurou evidenciar, além de se constatar que esforços políticos concretos já foram realizados, inspirados pelas benesses a serem fruídas, a questão requer, mormente, aparato jurídico adequado para garantir que haja respeito aos compromissos firmados. Ademais, mais grave do que o autoritarismo da parte de certos governos, é a pobreza institucional que os mesmos sediam, minando até mesmo as melhores intenções integracionistas em função de reclamos imperativos internos.

Ainda nesse sentido, restou claro que, a fim de que o processo de integração energética na América Latina possa ser levado a cabo proporcionando aos seus protagonistas um uso eficiente e conveniente dos recursos, há que se conceber, de antemão, uma série de medidas que permitam aos mesmos igualdade de condições, sem qualquer tipo de discriminação, impulsionando o seu crescimento socioeconômico, conjugando o maior número de variáveis da complexa rede que os circunda.

Uma vez se criando as bases e estruturas sólidas para a integração energética, vários ganhos tradicionais podem ser apontados para os países que dela fazem parte, assim como vantagens não-tradicionais. Dentre estas, vale destacar o fato de que os acordos de integração regional reduzem os riscos de que os governos dos países membros mudem seus posicionamentos repentinamente ou não cumpram acordos ou promessas realizadas, mitigando assim o risco chamado de “inconsistência temporal” de políticas.

Não se pode olvidar que, em sendo o gás natural notadamente um dos principais vetores no âmbito da integração, o mesmo merece atenção especial. A interconexão regional por meio de gasodutos tem se mostrado uma questão de tempo entre os países envolvidos, haja vista que existem reservas desse bem, que se potencializaram com as novas descobertas na camada pré-sal do Brasil, assim como existe um mercado consumidor forte disperso em vários países.

Em sendo assim, os Estados envolvidos, se realmente engajados em um amplo e irrestrito processo de integração gasífera, repensando sua forma de atuação em um mundo globalizado, precisam advir o quanto antes com instrumento internacional específico. E mais, não deve o mesmo apresentar mera exortação de objetivos almejados, mas deve também vir acompanhado de sistema de solução de controvérsias de jurisdição subcontinental, atribuindo-lhe, por conseguinte, caráter cogente.

REFERÊNCIAS

ANDRADE, Maisa Medeiros Pacheco de; LEMOS, Aline Maria da Rocha. **O direito social fundamental de acesso à energia e sua relação com o desenvolvimento**. Disponível em <http://www.conpedi.org/manaus/arquivos/anais/brasil/02_888.pdf>. Acesso em 6 de dezembro de 2009.

ARPEL. Site Oficial. Disponível em <<http://www.arpel.org/about/>>. Acesso em 8 de dezembro de 2009.

BID – INTAL. **Perspectivas y Desafíos del Proceso de Integración Argentino-Chileno a Diez Años del ACE 16**. Buenos Aires, 2002, p.12. Documento disponível em <http://www.iadb.org/intal/aplicaciones/uploads/publicaciones/e_INTALITD_IE_2002_AC E_16.pdf>. Acesso em 13 de dezembro de 2009.

BÖHLKE, Marcelo. **Integração Regional & Autonomia do seu Ordenamento Jurídico**. Curitiba: Juruá, 2007.

BRACIER. Site Oficial. Disponível em <<http://www.bracier.org.br/main.asp>>. Acesso em 8 de dezembro de 2009.

CALVEZ, Marc Le. **La integración energética en la región latinoamericana desde la perspectiva bolivariana: estudio de sus fundamentos, procesos y necesidades**. Documento de Trabajo N° 010. Quito: Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales; Observatorio Socio Ambiental, 2008.

CAMARGO, Alfredo José Cavalcanti Jordão de. **Bolívia – A Criação de um Novo País a Ascensão do Poder Político Autóctone das Civilizações pré-colombianas a Evo Morales**. Brasília: Ministério das Relações Exteriores; Fundação Alexandre de Gusmão, 2006.

CAN. **Bases de la Alianza Energética Andina**. Disponível em <http://www.comunidadandina.org/energia/alianza.htm#Interconexiones_gasíferas>. Acesso em 13 de dezembro de 2009.

CASTRO, Nivalde; FREITAS, Katia. A crise de energia na Argentina. IE-UFRJ. Disponível em <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/artigos/castro15.htm>>. Acesso em 12 de dezembro de 2009.

CIER. Site Oficial. Disponível em <<http://www.cier.org.uy/a05-cier/200511estatuto.pdf>>. Acesso em 8 de dezembro de 2009.

COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros; ANUATTI NETO, Francisco. **A Integração energética na América Latina sob a ótica da Economia Institucional**. 4° PDPETRO. Campinas/SP: ABPG, 2007.

D'APOTE, Sylvie; ALDEBERT, Sophie. **The Southern Cone Gas Ring: the forgotten gas supply solution for Chile and Argentina?** Cambridge: Cambridge Energy Research Associates, Inc., 2006.

GHIRARDI, André. Gás natural na América do Sul: do conflito à integração possível. Caderno Energia & Geopolítica. **Le Monde Diplomatique Brasil**. Disponível em <<http://diplo.uol.com.br/2008-01,a2109>>. Acesso em 12 de setembro de 2009.

HERNÁNDEZ-BARBARITO, María A.. A integração energética da América Latina e Caribe. **Revista DEP: Diplomacia, Estratégia e Política**. n°9. Brasília: Projeto Raúl Prebisch, 2009.

HUSAR, Jörg; MAIHOLD, Günther. Gás natural: matéria contenciosa na América do Sul. *In*: Energia: da crise aos conflitos? **Cadernos Adenauer**, n°4. Rio de Janeiro: Fundação Konrad Adenauer, 2005.

- IEA – Agência Internacional de Energia . **World Energy Outlook 2006**. Paris: OECD, 2006.
- MARES, David R.. Natural Gas Pipelines in the Southern Cone. *In: Geopolitics of Natural Gas Study*. Stanford/CA: Stanford Institute for International Studies, 2004, p. 1.
- MAZZUOLI, Valerio de Oliveira. **Curso de Direito Internacional Público**. 3ed. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2008.
- MOREIRA, Tathiany Rodrigues. **A indústria de petróleo e gás natural no Brasil e seus aspectos dutoviários**. World Pipelines – Brasil, 2008.
- NEVES, Luiz Augusto de Castro; HOLANDA, Francisco Mauro Brasil de. **Integração Energética Regional: O Mapa da Solução**. Disponível em <http://www.mre.gov.br/dc/temas/Energia05-AIntegracaoEnergeticaRegional.pdf>. Acesso em 5 de dezembro de 2008.
- NOGUEIRA, Joana Laura Marinho. Iniciativa para a Integração da Infraestrutura Regional Sul Americana – IIRSA. **Conjuntura Internacional**. Ano 5, nº 09. Disponível em <http://www.pucminas.br/conjuntura>. Acesso em 10 de Agosto de 2009.
- OLADE. Site Oficial. Disponível em <<http://www.olade.org.ec/organizacion.html>>. Acesso em 19 de Agosto de 2009.
- OLIVEIRA, Adilson de. Segurança energética no Cone Sul. *In: Energia: da crise aos conflitos? Cadernos Adenauer*, nº4. Rio de Janeiro: Fundação Konrad Adenauer, 2005, p. 78.
- OLIVEIRA, Amaury Porto de. **O Gás Natural: Uma Energia Civilizante?** Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão; Instituto de Pesquisa de Relações Internacionais, 1988.
- OXILIA, Victorio. A integração dos mercados de energia no MERCOSUL: uma abordagem desde o Direito da Integração Econômica. *In: CASELLA, Paulo Borba; VIEGAS LIQUIDATO, Vera Lúcia (coord.). Direito da Integração*. São Paulo: Quartier Latin, 2006.
- OXILIA, Victorio. A integração dos mercados de energia no MERCOSUL: uma abordagem desde o Direito da Integração Econômica. *In: CASELLA, Paulo Borba; VIEGAS LIQUIDATO, Vera Lúcia (coord.). Direito da Integração*. São Paulo: Quartier Latin, 2006, p. 367.
- OXILIA, Victorio; FAGÁ, Murilo Werneck. As motivações para a integração energética na América do Sul com base no gás natural. **Revista Petro & Química**. nº 289. São Paulo: Editora Valete, 2006.
- PARES, Ariel. **Uma América do Sul integrada e próspera: uma meta em andamento**. Disponível em <<http://www.seplan.ba.gov.br/bahiainvest/port/ponto1.php?find=versao006>>. Acesso em 29 de Setembro de 2008.
- RODRIGUES, Adriano Pires; DIAS, Danilo de Souza. As Recentes Transformações da Indústria de Gás Natural na Argentina. **Revista Brasileira de Energia**. Volume 6, nº2. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 1997.
- SEGABINAZZI, Alessandro. Diversas Sínteses de uma Revolução. *In: Bolívia: de 1952 ao Século XXI*. Brasília: Fundação Alexandre de Gusmão; Instituto de Pesquisa de Relações Internacionais, 2007.

SIMONET, Loïc. **Les pipelines de transit terrestres et le droit international public**. Escola de doutorado da Sorbonne. Tese de doutorado, 2008.

UDAETA, Miguel Edgar Morales et al. Ponderação analítica para da integração energética na América do Sul. **Revista Brasileira de Energia**. Volume 12, nº2. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 2006, p.18.

União Europeia, sítio oficial. Informação disponível em <http://europa.eu/legislation_summaries/energy/external_dimension_enlargement/l27028_pt.htm>. Acesso em 13 de dezembro.

LA IMPORTANCIA DE UN DISEÑO REGULATORIO EFICIENTE, CLAVE EN EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN AMÉRICA LATINA

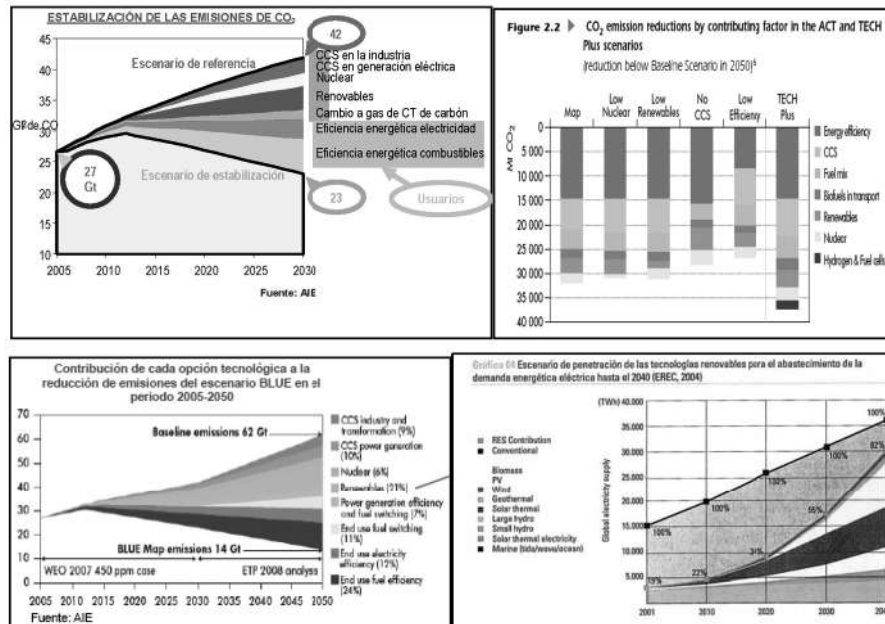
Juan Antonio Teson
ENEL Green Power

OVERVIEW

Es ya comúnmente admitido que el actual modelo de crecimiento es insostenible por varias razones: da lugar a un desarrollo insuficiente y desequilibrado¹; necesita combustibles que se agotarán; son combustibles al alcance sólo de unos pocos países; su creciente demanda supone un alto coste; precisa de grandes instalaciones e infraestructuras sólo al alcance de unos pocos agentes; facilita el mantenimiento de barreras de entrada frente a la competencia; y provoca o intensifica el fenómeno denominado cambio climático. Por tanto, la lucha contra el cambio climático es sólo uno de los problemas a resolver con el nuevo modelo, pero no el único. Sin embargo, el debate energético sobre las posibles alternativas al actual modelo insostenible suele reducirse a la problemática de la lucha contra el calentamiento global.

Reducida así la cuestión a uno sólo de los problemas de nuestro actual modelo de desarrollo, las alternativas energéticas que se ofrecen para la transformación gradual del actual modelo de crecimiento se concretan en distintas formas de combinación de tres factores fundamentales: el incremento del ahorro y la eficiencia energética; el fomento de las energías renovables; y el relanzamiento de la generación eléctrica mediante fisión nuclear (gráfico 1).

GRÁFICO 1. Estrategias para estabilización de emisiones



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE); Asociación Operadores Petróleo (AOP); Iberdrola, Jornadas «El futuro de la Energía», Cámara de Comercio de Cantabria; Instituto de Investigaciones Tecnológicas (ITT), Universidad de Comillas, bajo contrato de Greenpeace. «Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España Peninsular»

¹ Un quinta parte de la humanidad consume dos terceras partes de los recursos, mientras casi un tercio mundial de la población mundial no tiene acceso a la energía. El actual desarrollo de países como China e India hace insostenible un modelo basado en los mismos esquemas.

Lo cierto es que las alternativas reales no son tan amplias; no todas las soluciones que se presentan son capaces de dar respuesta a todos los problemas asociados a la insostenibilidad del modelo. En ese sentido, la opción del renacimiento nuclear y la alternativa de captura y almacenamiento de CO₂, pueden ser eficaces frente al cambio climático, pero no lo son para dar respuesta al resto de la problemática que se describía anteriormente, ya que también precisan de combustibles limitados, agotables, costosos y en manos de unos pocos; necesitan igualmente de instalaciones de élite², que generan flujos de tráfico, barreras de entrada, y un abanico limitado de potenciales competidores; y dan lugar a otro tipo de residuos igualmente peligrosos y nocivos para la vida y el medio ambiente, y cuyo almacenamiento definitivo dista mucho de estar aún resuelto.

Además, cada una de las opciones exige una intervención concreta del regulador para su viabilidad y potenciación, ya que en las actuales circunstancias de mercado del sector energético ninguna de ellas va a crecer a corto ni medio plazo por efecto de la mano invisible de Adam Smith: el ahorro y la eficiencia energética exigen información y motivación, que debe ser promovida por el regulador con normativa e incentivos específicos; el fomento de

las energías renovables conlleva requerimientos técnicos y de I+D, que deben ser tenidos en cuenta por el regulador para favorecer el entorno competitivo con otras tecnologías; la generación mediante fisión nuclear es muy intensiva en capital y precisa para recuperar su inversión de marcos regulatorios y retributivos estables a muy largo plazo (30-50 años), imposibles de obtener en entornos de mercado no intervenidos.

² Expresión acuñada por el Dr. Jeremy Rifkin, «La Tercera Revolución Industrial. Nuevos modelos energéticos para frenar el cambio climático», Conferencia Aula Biodiversidad. Consejo Superior Investigaciones Científicas, Madrid, 5 de diciembre de 2007.

Una de las conclusiones del reciente Congreso mundial de la energía celebrado en Roma resaltaba que a través del análisis de estos escenarios se llegó a una de las reflexiones más importantes que surgieron en el Congreso; la llamada a los gobiernos para que intervengan, de una forma más activa, en el mundo de la energía³.

En dicho Congreso se avanzó que, pese a los esfuerzos que puedan hacerse en ahorro y eficiencia energética, el consumo de energía en el mundo se duplicará en 2.050, principalmente en la demanda del transporte y del consumo eléctrico, por efecto del crecimiento previsto en los países emergentes. A ello se añade que en Europa, según datos del WEC, más de la mitad de las centrales de carbón y un tercio de las de fuel-oil tienen más de treinta años de vida útil, por lo que deberán ser reemplazadas en próximos períodos que oscilan entre diez y veinte años.

Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, la inversión prevista en infraestructuras energéticas entre 2006 y 2030 ascenderá a 22 trillones de dólares, entre un 5 por 100 y un 7 por 100 de la inversión mundial.

Los intereses económicos que pugnan por hacerse con esa inversión combaten en un escenario en el que, por un lado, las industrias energéticas productoras vinculadas a la economía del carbono se resisten al cambio de modelo o tratan de mitigar su alcance, y por otro, las industrias energéticas que constituyen una alternativa a la economía del carbono, pugnan entre sí para constituirse en el pilar de la nueva alternativa. En este ámbito, son muchas las líneas de actividad postulando como alternativas el ahorro y la eficiencia energética, el desarrollo de las energías renovables, la utilización masiva del gas para la generación eléctrica, el renacimiento nuclear, el fomento de los biocombustibles, la incentivación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ para hacer posible un

carbón sostenible, o la apuesta por el vector de la economía del hidrógeno. Es en este marco en el que hay que contextualizar el denominado debate nuclear, que ha cobrado protagonismo en los últimos años, al tiempo que se resucitan las críticas, que se creían ya superadas, hacia las energías renovables.

Los partidarios del renacimiento nuclear, argumentan que la producción eléctrica mediante tecnología de fisión nuclear contribuye a la solución del problema del cambio climático, y resulta ser la más económica y la que mejor resuelve el problema de la seguridad del suministro. En ese sentido, acusan a las energías renovables de ser más caras y no garantizar al suministro, y sin embargo, aprovecharse de ayudas públicas y del favor de la opinión pública. Es en esto último del favor de la opinión pública en lo único en lo que puede afirmarse que llevan razón sin género de duda. El resto de sus tesis son, como mínimo, muy discutibles.

³ D. Elías Velasco García. Vicepresidente del Consejo Mundial de la Energía, Consejero Director General de Unión Fenosa, «Reflexiones sobre la energía a la luz del congreso mundial de Roma». *Cuadernos de Energía* n° 19. febrero 2008.

METHODS

Las energías renovables ocupan un espacio creciente en el panorama energético mundial. Todos los países desarrollados y gran parte de aquellos en vías de desarrollo están orientando sus políticas energéticas, con mayor o menor intensidad, hacia el fomento de estas tecnologías. De hecho las tecnologías renovables son las que están experimentando una mayor

tasa de crecimiento en todo el mundo, al tiempo que los objetivos de desarrollo definidos en relación a ellas a medio plazo son cada vez más ambiciosos. Esto está siendo así no sólo en la Unión Europea, que tradicionalmente ha liderado este sector, sino también en Estados Unidos, Japón, Australia e incluso China, India y un elevado número de países en desarrollo.

Los datos nos indican que nos encontramos ante una tendencia que se consolida progresivamente. No es un fenómeno meramente coyuntural, sino una decisión de futuro. Una apuesta tan amplia por este tipo de energías sólo se puede explicar por el

reconocimiento creciente de las ventajas que tienen en el mundo actual en tres ámbitos fundamentales: el medio ambiente, la seguridad energética y el desarrollo económico.

Desde el punto de vista ambiental, las energías renovables, a diferencia de los combustibles fósiles, se renuevan de forma natural, por lo que son infinitas, no producen gases de efecto invernadero y son, por tanto, una de las pocas vías disponibles para hacer frente al aumento de la demanda de energía sin agravar el problema del cambio climático. Desde la perspectiva energética, se trata de energías autóctonas, que no es necesario importar, están disponibles en mayor o menor medida en todos los países y contribuyen, por tanto, a reducir la elevada y creciente dependencia de la mayor parte de los países. Por último, las energías renovables son una importante fuente de empleo y constituyen, en muchos casos y especialmente en regiones poco avanzadas, un motor de desarrollo económico y social.

Todo lo cual explica y justifica la importancia global que están adquiriendo; expresada con un símil, navegan a favor de corriente y con el viento en popa. Pero no todos son datos favorables, pues las energías renovables se enfrentan a un problema económico de complicada solución. En un marco como el actual en el que las energías convencionales no internalizan todos sus costes —en especial algunos de carácter ambiental y otros relacionados con el riesgo de suministro—, las energías renovables no pueden competir en coste.

Esta circunstancia hace que la consecución de los objetivos de desarrollo definidos requieran, además de avances tecnológicos que permitan reducir el diferencial de costes, de marcos regulatorios de apoyo a estas tecnologías que incentiven las inversiones de agentes privados, dándoles una oportunidad razonable de obtener rentabilidades coherentes con los riesgos asumidos.

Tanto es así que, como se tratará de mostrar a lo largo de este Paper, la regulación de apoyo a estas tecnologías se constituye en el factor clave para su desarrollo. Las energías renovables no se instalan, como en principio podría pensarse, donde más y mejores recursos naturales hay —sol, viento, agua—, ni en los países más grandes, sino donde mejores marcos regulatorios existen. En este trabajo se defiende que los mejores marcos no son aquellos en los que más apoyos económicos se ofrecen sino, fundamentalmente, los que proporcionan apoyos más predecibles, estables y mejor adaptados a las necesidades de unas inversiones como las energías renovables, muy intensivas en capital y a largo plazo.

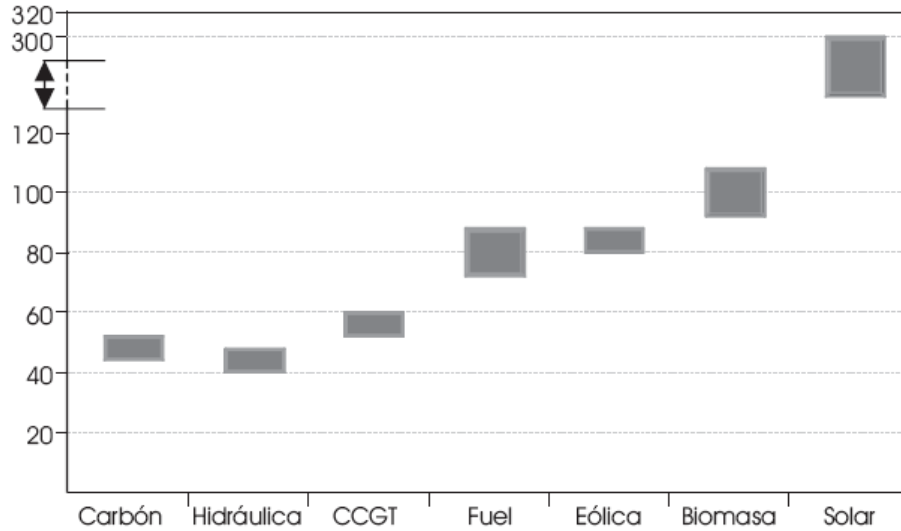
El Paper está estructurado en cinco apartados. En el primero se analizan los costes de generación de las diferentes tecnologías y se justifica la intervención regulatoria en el desarrollo de las energías renovables. En el segundo se describen los diferentes tipos de marcos regulatorios de apoyo y se presta especial atención a los tres básicos: apoyo directo al precio —o sistema de primas—, certificados verdes negociables y subastas. En el tercero se realiza un análisis comparado de los tres marcos mencionados, desde el punto de vista de la teoría económica y desde una perspectiva empírica. En el cuarto se describe el marco de apoyo a la energía eólica en España, pues se trata de un caso de éxito por su eficacia y eficiencia. Por último, en el quinto apartado se presentan las conclusiones finales.

EL COSTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA NECESIDAD DE MARCOS DE APOYO

El desarrollo de las energías renovables se enfrenta, como ya se ha mencionado, a un problema económico pues, en el contexto actual de mercado, las renovables no pueden competir en coste con las energías convencionales.

Pero, ¿cuál es el coste real de las distintas tecnologías de generación? Para responder a esta cuestión es útil el concepto de coste de ciclo de vida, que depende, básicamente de los costes siguientes: inversión de la planta; de combustibles y su evolución en la vida del activo; otros costes de operación y mantenimiento y del factor de utilización de la instalación y su vida útil.

Con la aplicación de este tipo de análisis y la adopción de hipótesis conservadoras en relación con los precios del CO₂ y de los combustibles (1), se llega a la conclusión de que los costes medios de generación de las renovables son superiores a los de las convencionales. Como puede verse en el gráfico¹, los costes de la energía eólica se sitúan en torno a los 80 €/MWh, los de la biomasa entre 90 y 110 €/MWh y los de las solares entre los 200 y 300€/MWh.



FUENTE:
AIE, Emerging Energy Research
y elaboración propia

TIPOLOGÍA DE LOS MARCOS DE APOYO

	Directo	Indirecto
Básico	<ul style="list-style-type: none"> - Sistemas de precios <ul style="list-style-type: none"> • Tarifas • Primas - Sistemas de cantidades <ul style="list-style-type: none"> • Certificados Verdes Negociables • Subastas públicas 	<ul style="list-style-type: none"> • Fiscalidad sobre energía contaminantes • Mercado de derechos de emisiones • Mecanismos de Desarrollo
Complementario	Etiquetado de la energía renovable	

FUENTE: Comisión de las Comunidades Europeas (2005)

Se trata por tanto de costes superiores, en distinto grado, a los de las opciones viables actualmente de generación convencional, como ciclos combinados de gas (CCGT) —con costes de entre 50 y 60 €/MWh— o el carbón —entre 40 y 50 €/MWh—.

En este escenario, las energías renovables son más costosas —y por tanto menos competitivas— que las energías convencionales y, en un entorno de mercado como el actual, son preferidas respecto a las energías convencionales disponibles para hacer frente al aumento de la demanda eléctrica. El problema es que el contexto actual de mercado no puede considerarse un campo de juego equilibrado para las energías renovables, al menos por las dos siguientes razones:

_ En primer lugar, porque las energías convencionales no internalizan todos sus costes. Es decir, hay externalidades negativas que no son internalizadas, como por ejemplo costes ambientales adicionales a los de emisión de CO2 o ciertos costes del riesgo de la variación de los precios de los combustibles importados que afectan a las tecnologías térmicas.

Si se tuvieran en cuenta estas cuestiones, los costes de las energías convencionales serían superiores, haciendo incluso que algunas tecnologías renovables resultaran competitivas.

_ En segundo lugar, porque al analizar los costes de las renovables no se están considerando las externalidades positivas que su difusión genera en la sociedad en términos ambientales —al sustituir/evitar producción térmica—, de seguridad energética, de reducción del precio de mercado y de desarrollo económico y social. En definitiva, la existencia de externalidades negativas de las energías convencionales y de externalidades positivas de las energías renovables justifica, desde el punto de vista económico, el desarrollo de un campo de juego equilibrado mediante el apoyo regulatorio a las energías renovables.

TIPOLOGÍA DE LOS MARCOS DE APOYO

Existe una gran variedad de marcos de apoyo a las energías renovables, que pueden clasificarse atendiendo a dos variables:

Marcos de apoyo directos, cuyo objetivo básico es el desarrollo de las renovables, o indirectos, que persiguen otro fin pero indirectamente apoyan a las renovables.

Marcos de apoyo básico, sin los cuales no es posible el desarrollo de las renovables; o marcos de apoyo complementarios, que por sí mismos no son suficientes para el fomento de la inversión, pero que, como su propio nombre indica, pueden servir de complemento a marcos básicos. Combinando ambas variables, en la Tabla 1 se presenta una clasificación de los principales marcos de apoyo.

En este Paper nos centramos principalmente en los marcos directos y básicos, que a su vez pueden dividirse en dos grandes grupos: los sistemas basados en el precio y los basados en cantidades. Entre los instrumentos basados en el precio, el más relevante es el de apoyo directo al precio o sistema de primas (feed-in tariffs). Este marco, que es el tradicional de apoyo a estas tecnologías, descansa sobre dos pilares:

La garantía de compra al productor de toda la energía generada durante un periodo de tiempo determinado por parte del Sistema; bien directamente o a través de las empresas distribuidoras o transportistas.

La definición por parte del regulador de una tarifa fija o de una prima adicional al precio de mercado por cada MWh volcado a la red por el generador. El regulador define la tarifa o la prima de forma que el generador obtenga una rentabilidad adecuada para su inversión.

TABLA 1: PRINCIPALES MARCOS DE APOYO A LAS RENOVABLES EN LA EUROPA-27

	Basados en precios		Basados en cantidades	
	Tarifa	Prima	Certificados Verdes	Subastas
Austria	X			
Bélgica	X		X	
Bulgaria	X			
Chipre	-			
República Checa		X		
Dinamarca				
Estonia	X (límites a eólica)			
Finlandia	- (*)			
Francia	X (a eólica, otras < 12M)			X (>12M, no eólica)
Alemania				
Grecia				
Hungría				
Irlanda	X (subasta para asignación de cuota)			
Italia			X	
Letonia	X (más cuotas)			
Lituania	X (subasta para asignación de cuotas)			
Luxemburgo	X			
Malta	-			
Países Bajos		X (ahora congelada)		
Polonia			X	
Portugal	X (subasta para asignación de cuota)			
Rumanía				
Eslovenia	X	X		
Eslovaquia	X			
España	X	X	X	
Suecia			X	
Reino Unido				
TOTAL	27	4	6	1

FUENTE: Elaboración propia

Por su parte, entre los sistemas basados en cantidades, son dos los instrumentos de apoyo más relevantes:

Cuotas y certificados verdes negociables. En este sistema, a los suministradores de energía (distribuidoras o comercializadoras) se les impone la obligación de que una parte (cuota) de la energía que suministren sea de origen renovable. Al mismo tiempo, los generadores renovables reciben un certificado verde por cada MWh generado. Este certificado verde puede ser comercializado y tiene un valor, dado que para cumplir con la obligación impuesta los suministradores deberán adquirir certificados verdes en una cantidad igual a su cuota. En caso de incumplimiento se incurre en una penalización.

Por tanto, los generadores renovables reciben dos ingresos: el precio de mercado eléctrico, por la energía vendida y el precio de mercado de los certificados verdes, por el número de certificados vendidos a los suministradores que los demandan para cumplir con sus cuotas.

Sistemas de subastas públicas. En este sistema, el regulador invita a posibles generadores a presentar ofertas para la construcción de capacidad adicional basada en energías renovables. A las ofertas más económicas en términos de €/MWh —que cumplan con los requisitos técnicos establecidos— se les adjudica un contrato de compra de toda la energía producida en un periodo definido, al precio cerrado en la subasta.

También existen marcos fiscales de apoyo a las renovables. Un ejemplo es el Production Tax Credit (PTC) establecido a nivel Federal en Estados Unidos. Gracias al mismo, los productores renovables tienen, durante 10 años, una bonificación fiscal en un impuesto directo equivalente a 19 \$/MWh.

Los sistemas de apoyo directo basados en el precio —sistemas de primas— fueron los primeros en ser aplicados y, a día de hoy, siguen siendo los más utilizados en todo el mundo. Los sistemas de apoyo directo basados en cantidades se empezaron a aplicar desde finales de los años noventa del siglo pasado en varios países europeos y en varios Estados de los Estados Unidos, con la idea de aprovechar las ventajas de los mecanismos de mercado para reducir el coste para el consumidor. Los sistemas de apoyo fiscal se utilizan como instrumento complementario de apoyo en varios países europeos y como mecanismo básico de apoyo a nivel federal en Estados Unidos.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS DIFERENTES MARCOS DE

APOYO

Una de las principales dificultades del regulador en el caso de las energías renovables es el conocimiento preciso de los costes de generación y, muy especialmente, su evolución en el tiempo —tanto por incremento de la eficiencia de la tecnología existente como por el desarrollo de nuevas tecnologías—. En este escenario de incertidumbre, los marcos anteriormente descritos llevarían a resultados diferentes.

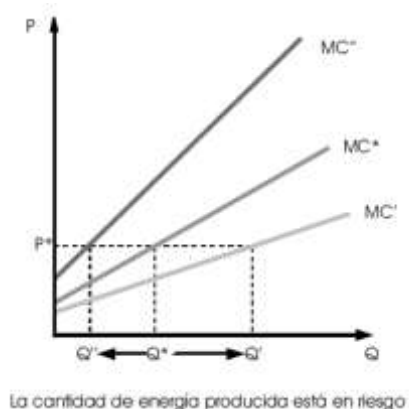
En los sistemas basados en el precio, el regulador define la retribución por MWh que recibe el generador renovable, pero en principio no puede controlar la capacidad que se instalará en respuesta a la señal de precio dada (2). Por el contrario, en los sistemas basados en cuotas el regulador define —a través de la propia cuota— la necesidad de energía renovable y, por tanto, indirectamente, la capacidad renovable a instalar, pero sin embargo no puede controlar la retribución que obtendrá el generador por MWh, que se establece en el mercado —precio del certificado verde—. Esta problemática se ilustra en la Tabla 2.

Como se puede observar, en los sistemas basados en el precio, si el regulador quiere alcanzar una cantidad Q^* de energía, deberá definir una retribución igual a P^* de acuerdo a la curva estimada de costes marginales (MC^*). Sin embargo, si los costes son superiores o inferiores a los estimados, las cantidades resultantes serán diferentes. En el caso de que la curva de coste marginal sea inferior (MC') entonces la cantidad producida será Q' , mientras que si la curva de coste marginal es superior (MC''), entonces la cantidad final será Q'' . Así, de fijar el precio, la incertidumbre sobre los costes se traduce en riesgo respecto a la cantidad de energía que será producida —o lo que es lo mismo, respecto a la capacidad que será instalada—.

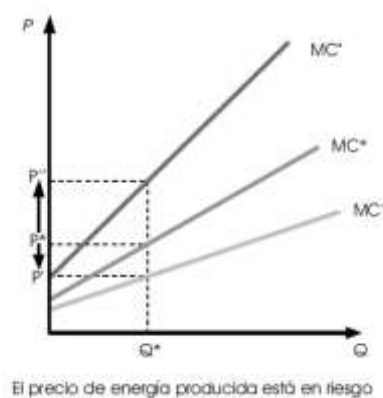
Por el contrario, en los sistemas de cuotas, la cantidad máxima de energía renovable que estará disponible viene dada por la obligación de compra impuesta a los suministradores. La cantidad de renovables realmente disponible será igual a la máxima siempre que la penalización por incumplimiento de la obligación sea mayor que el precio de los certificados verdes en el mercado. Sin embargo, la retribución que reciban los generadores dependerá de los costes marginales y se moverá entre P' y P'' dependiendo si el coste marginal es CM' o CM'' . Al fijar la cantidad, la incertidumbre sobre los costes se traduce en riesgo respecto al precio.

TABLA 2: MARCO DE APOYO BASADO

EN PRECIOS



EN CANTIDADES



FUENTE:
Elaboración propia

Desde el punto de vista teórico, puede decirse que la elección del regulador entre los dos sistemas dependerá del riesgo que quiera minimizar —o, lo que es lo mismo, del riesgo que quiera asumir—: de precio o de cantidad. En el caso de que desee minimizar la posibilidad de errar en el precio pagado por MWh generado, optará por los sistemas basados en el

precio, mientras que si lo que desea es eliminar el riesgo de superar una cierta cantidad de energías renovables, elegirá los sistemas basados en cuotas.

ANÁLISIS COMPARADO DE LOS MARCOS DE APOYO

De los diversos criterios que pueden utilizarse a la hora de analizar y comparar los diferentes marcos de apoyo, vamos a centrarnos en dos:

La eficacia, que se definiría como la capacidad del marco de apoyo para lograr la consecución del objetivo fijado de desarrollo de las renovables, ya sea en términos de potencia instalada o de producción.

La eficiencia, que podría definirse como la capacidad del marco de apoyo para lograr los objetivos con el mínimo coste para el sistema en general y para el consumidor en particular.

Con base en estos criterios, a continuación se presentan sendos análisis comparados de cada uno de los marcos de apoyo, uno desde el punto de vista de la teoría económica y otro fundamentado en la evidencia empírica disponible.

ANÁLISIS TEÓRICO

Sistemas de apoyo directo al precio. Como se ha expuesto anteriormente, estos marcos tienen la ventaja respecto a los basados en certificados verdes negociables y en subastas de que el regulador controla la remuneración que reciben los productores por MWh generado. En este sentido, si el regulador tuviera información perfecta sobre los costes de las diferentes tecnologías y sobre las horas futuras de funcionamiento de las instalaciones renovables, podría definir unos niveles eficientes de precios, de forma que la retribución de las instalaciones reflejara el coste medio de generación. Con ello lograría que la rentabilidad obtenida por el generador —definida ex ante de acuerdo a una metodología estable y transparente— fuera la razonable: ni excesiva, lo que implicaría una transferencia innecesaria de excedente del consumidor al productor; ni insuficiente, que no atraería el volumen de inversión necesario para satisfacer el objetivo definido.

Sin embargo, se suele considerar que el regulador, por falta de información precisa sobre los costes y las horas de funcionamiento de las centrales, tiende a definir primas más elevadas de las necesarias para evitar la falta de inversiones, lo que genera cierta ineficiencia.

La gran ventaja de los sistemas de apoyo directo al precio es que, bien definidos, dan una gran seguridad al inversor, en la medida en que fijan la senda de retribución para toda la vida útil de la instalación —como en el caso de la regulación vigente en España— o durante un periodo de tiempo lo suficientemente largo como para proporcionar una expectativa razonable de que obtendrá una rentabilidad adecuada —como en el caso de la regulación en Francia—. Esta seguridad es un factor especialmente importante al considerar la distancia entre la capacidad renovable existente y los objetivos fijados para la misma.

Evidentemente, la clave para que estos sistemas den la necesaria seguridad al inversor reside en la estabilidad de los marcos. Aunque el regulador ha de tener la posibilidad de revisar cada cierto tiempo los niveles retributivos a la vista de la evolución de los costes de las tecnologías o de las condiciones del entorno, es fundamental que los posibles cambios retributivos sólo afecten a las nuevas instalaciones y no a las realizadas con anterioridad. Si los cambios retributivos afectan también a las instalaciones ya existentes, entonces son los inversores quienes asumen el riesgo asociado al progreso tecnológico y al cambio del entorno.

Efectivamente, cuando los sistemas de apoyo directo al precio son estables y predecibles implican poco riesgo para el productor que exigirá, por tanto, una menor prima de riesgo, con lo que las retribuciones necesarias para incentivar la inversión serán menores.

El menor riesgo tiene ventajas, en consecuencia, tanto para el productor como para el consumidor. La idea es clara: un MWh producido con un marco con poco riesgo cuesta menos al consumidor, *ceteris paribus*, que en un marco con más riesgo.

Una de las críticas a los sistemas de primas es que se establece una retribución para cada una de las tecnologías, independientemente de las horas de funcionamiento de cada instalación individual. Dado que la retribución se define de forma que se incentive el desarrollo del número de instalaciones necesarias para lograr el objetivo perseguido —es

decir, capacidad—, las instalaciones con mejores condiciones —con mayor número de horas de utilización— recibirán mayores ingresos por MW instalado, sin requerir un mayor coste. Así, estas instalaciones obtendrían rentabilidades superiores a las pretendidas por el regulador, lo que provoca cierta ineficiencia en el sistema. Este problema se ha abordado en los últimos tiempos mediante la definición de mecanismos de retribución que tienen en cuenta el rendimiento de cada instalación.

Una primera opción es la definición de una misma tasa de rentabilidad para todas las instalaciones, independientemente de sus horas de utilización. En el caso de los parques eólicos, por ejemplo, se conseguiría definiendo retribuciones menores por MWh cuantas más horas de utilización consigan. El problema con este tipo de sistemas es doble:

Por un lado, el regulador no sólo se enfrenta a la incertidumbre de los costes de las instalaciones y su evolución futura, sino también a cuál es el número de horas de funcionamiento esperado. Este problema podría ser resuelto ajustando la retribución anual de forma ex post, es decir, una vez conocida la utilización de la instalación.

Por otro lado, y más importante, este sistema daría lugar a ineficiencias significativas. La razón para ello es que los productores no tendrán incentivos para ocupar las mejores ubicaciones —se obtiene la misma rentabilidad independientemente de la utilización—, sino que, en general, preferirán localizaciones con bajas utilizations y por tanto con menos desgaste de las máquinas —lo que equivale a una mayor vida útil y a una mayor rentabilidad, si aquélla es mayor que la considerada por el regulador a la hora de determinar la retribución—.

Una segunda opción —que se está aplicando para la energía eólica en países como Francia o Portugal— es la de definir retribuciones por MWh inversamente proporcionales a las horas de funcionamiento, pero permitiendo que los parques con más horas obtengan mayores rentabilidades —de esta forma se mantiene el incentivo a la ocupación de las mejores ubicaciones—.

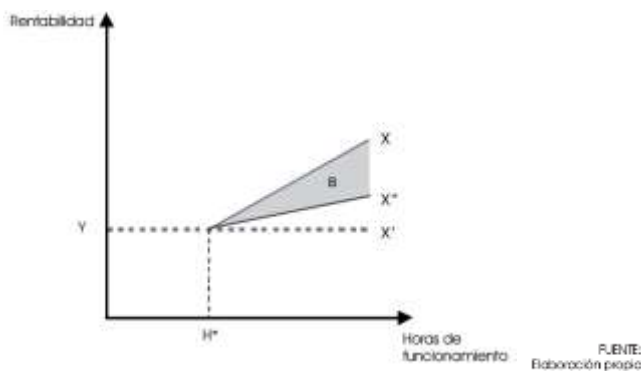
Como puede verse en la Tabla 3, el resultado de los sistemas de prima única, que no tienen en cuenta las horas de funcionamiento, es la recta (X) que muestra la rentabilidad obtenida por las instalaciones —mayor cuantas más sean las horas de funcionamiento—. Si en un determinado contexto el inversor exige una rentabilidad mínima de Y, entonces se realizarán todos los parques con más horas que H^* , siendo la ineficiencia respecto al caso

óptimo de primas ad-hoc en función del número de horas de funcionamiento, el área comprendida entre (X) y (X').

La recta (X'') es el resultado de los sistemas en los que se definen retribuciones inversamente proporcionales a las horas, pero permitiendo que las instalaciones con más horas obtengan mayores rentabilidades —de tal forma que se mantendría la eficiencia asignativa—.

Esta fórmula supone un ahorro de coste para el conjunto del sistema y, por tanto, para el consumidor. Este ahorro es representado por el área B del gráfico. Otra de las ventajas de este tipo de sistemas es la simplicidad de su aplicación y la posibilidad de establecer retribuciones diferenciadas por tecnología —sólo hay que definir los niveles tarifarios por tecnologías y realizar revisiones periódicas—, lo que evita, como ocurre en el caso de los sistemas de certificados verdes negociables, que al tener un precio único independientemente de la tecnología, unas obtengan rentabilidades más allá de las razonables y otras no reciban una retribución suficiente, lo que llevaría a que se desarrolle un parque de renovables que no estará adecuadamente diversificado.

TABLA 3: ANALISIS DE LA RENTABILIDAD CON LAS PRIMAS EN FUNCIÓN DE LAS HORAS DE FUNCIONAMIENTO



Se afirma que uno de los principales problemas de los sistemas de primas es que el regulador controla el precio pero no la cantidad que finalmente se instala de una determinada tecnología. Sin embargo, esta situación se puede resolver regulatoriamente bien estableciendo límites de potencia —es decir, legislando que a partir de cierta capacidad instalada las nuevas instalaciones no recibirán apoyo regulatorio a través de primas—.

Sistemas de certificados verdes negociables (CVN). La ventaja de estos marcos reside, como se ha comentado en el apartado anterior, en que permiten al regulador acotar la cantidad máxima demandada de una determinada tecnología —y por tanto, dar una señal respecto a la capacidad a instalar—. Es importante destacar que acotar la cantidad máxima no asegura la consecución del objetivo, que puede no lograrse por otras razones.

Desde un punto de vista puramente teórico, este tipo de marcos son eficientes en la medida en que, una vez definida la cantidad de energía renovable demandada, existirá competencia entre los productores —que están expuestos al precio de los certificados, que se establecerá en función de la oferta y la demanda de los mismos—. Así, no se desarrollarán instalaciones con costes medios superiores al precio de mercado esperado. Sin embargo, este sistema adolece del mismo problema que las primas únicas, en el sentido de que, una vez alcanzado el precio de equilibrio, habrá instalaciones con costes reducidos —por ejemplo, las de horas de utilización elevadas— que recibirán retribuciones superiores a sus costes medios, obteniendo así una rentabilidad muy superior a la media. Esta situación sería claramente ineficiente, ya que con un precio menor —que asegurara la rentabilidad razonable exigida por los proveedores de capital—, se desarrollarían las mismas instalaciones.

Sin embargo, en este sistema los generadores estarían expuestos al riesgo de progreso tecnológico —evitable en un sistema de primas, siempre que las revisiones retributivas no afecten a instalaciones ya existentes—, lo que podría constituirse como una barrera de entrada.

El principal problema de este tipo de marcos es sin duda la incertidumbre que generan en el inversor, que está sometido a dos volatilidades significativas en relación con sus ingresos esperados —esto es, el riesgo de precio del mercado de energía y el riesgo de precio del mercado de certificados—. Todo ello implica una mayor prima de riesgo exigida a las inversiones, que se traduce en la necesidad de una mayor retribución —reflejada en el precio de los propios certificados—. Como veremos en la evidencia empírica comentada en el siguiente apartado, esto es exactamente lo que ha ocurrido en los últimos años en aquellos Estados de la UE en los que se implantaron CVN.

Existe, además, un riesgo regulatorio para el productor, que se deriva —como se ha visto en los casos de Italia y el Reino Unido— de que el regulador intervenga en el mercado de

certificados para alterar los precios resultantes del mismo. Esta intervención se produce porque considera que los precios son insuficientes para incentivar las inversiones —en cuyo caso la intervención consistiría en incrementar las cuotas de los suministradores—, compra directa de certificados, establecimiento de un precio mínimo para los certificados o incremento de las penalizaciones por incumplimiento, o que los precios son demasiado elevados; las mismas intervenciones anteriores pero en sentido contrario.

Otro de los problemas de los sistemas de CVN es que normalmente se define un único producto —es decir, un único tipo de certificado independiente de la tecnología con la que se haya generado—, con lo que sólo existe un precio. Así, por un lado, este precio único sobre-retribuye a las tecnologías más económicas —la rentabilidad que obtendrían sería muy superior a la razonable para su exposición al riesgo—, con la consiguiente ineficiencia para el conjunto del sistema —ineficiencia en el sentido de que, para un precio menor, se desarrollarían las mismas instalaciones—. Y, por otro lado, el precio único no permite el desarrollo de las tecnologías más costosas, pese a que puede ser interesante fomentarlas con el objetivo de alcanzar un parque de energías renovables diversificado —como ocurre en el caso de España, donde el Plan de Fomento apuesta por varias tecnologías con costes sensiblemente diferentes—.

Otra alternativa consistiría en asignar a cada MWh producido con las tecnologías más costosas un número de certificados superior al que se asignarían a las tecnologías más económicas —la relación entre el número de certificados asignados a cada tecnología vendría dada por la relación entre los costes medios esperados de las mismas en el margen—

De esta forma, la obligación sobre los suministradores no se diferenciaría por tecnología y habría un único mercado de certificados con un único precio —esto es posible al ser los certificados un mismo producto independientemente de su origen—. El problema de esta alternativa reside en que la información del regulador respecto a los costes medios de cada tecnología es imperfecta, con lo que se estaría introduciendo una potencial ineficiencia. Un último problema a destacar es la fijación de la penalización a los suministradores por incumplimiento de sus obligaciones. Teóricamente, para que un sistema de CVN funcione correctamente es necesario que la penalización sea ligeramente superior al coste esperado de los certificados. Esto es fácil de entender considerando lo que sucedería si la penalización

fuera inferior al precio esperado de los certificados: para un suministrador sería más económico pagar las penalizaciones que comprar los certificados.

En consecuencia, los suministradores comprarían menos certificados que los marcados en sus cuotas, por lo que el objetivo de renovables no se cumpliría —las cuotas sobre los suministradores se corresponden al objetivo de renovables—. Luego la fijación de la penalización es un elemento fundamental para el correcto funcionamiento de un sistema CVN. Sin embargo, resulta evidente que estimar el precio esperado de los certificados no es en absoluto sencillo y las consecuencias de un error en el mismo muy significativas: _ Si el precio se subestima —y por tanto también la penalización—, el objetivo de renovables no se alcanzará —tal y como se explicó en el párrafo anterior—. De hecho, existe un claro riesgo de que el regulador, debido a una idea errónea de defensa del interés del consumidor, limite el valor de la penalización.

_ Si el precio se sobreestima se estaría dando lugar a un sobrecoste ineficiente para los consumidores. Esto es debido a que los suministradores internalizarán en sus ofertas a los consumidores el valor esperado de las penalizaciones, las cuales serán innecesariamente elevadas.

Sistemas de subastas. Este tipo de sistemas hace un uso intermedio del mecanismo de mercado —mayor que en el caso de las primas, pero menor que en el de los CVN— y, en este sentido, presenta una serie de ventajas en relación con los otros dos marcos, que pueden resumirse en que: (i) permiten al regulador asegurar que no se sobrepasa una determinada cuota de renovables —lo que no ocurre con los sistemas de primas—; (ii) permiten cierto grado de competencia, ya que los generadores compiten en la subasta para lograr los contratos; y (iii) el precio recibido por los generadores se establece en la resolución de la subasta, lo que reduce el riesgo para el generador y para el regulador —a diferencia de los sistemas de CVN, en donde el precio lo establece el mercado y está afectado por el valor de la penalización—. Por tanto, las subastas son aparentemente mecanismos adecuados para la promoción de las energías renovables, ya que pueden limitar el techo de instalación de una determinada capacidad con menos riesgo para los inversores y el regulador.

Paradójicamente, la principal ventaja que normalmente se asocia con las subastas —que llevan a menores costes para el conjunto del sistema que los mecanismos de primas— no está respaldada por la teoría económica. Efectivamente, sería posible considerar dos tipos de subastas: marginalistas y pay-as-bid:

_ En una subasta de tipo marginalista los participantes ofertarían sus costes medios y recibirían —todos ellos— un mismo precio igual al coste medio de la instalación más cara necesaria para satisfacer la cantidad demandada en la subasta.

_ En una subasta del tipo pay-as-bid los participantes no ofertarían sus costes medios, sino su coste de oportunidad, el cual no es otra cosa que la esperanza del coste medio de la instalación más cara necesaria para satisfacer la cantidad demandada en la subasta.

Por tanto, es evidente que de ambos tipos de subasta resultaría teóricamente un mismo precio. Esta conclusión es muchas veces obviada, existiendo una cierta creencia «intuitiva» de que una subasta pay-as-bid resultaría un precio inferior al que resultaría de una subasta marginalista. De hecho, éste es el argumento —claramente erróneo— utilizado entre muchos defensores de las subastas pay-as-bid como marco de apoyo a las energías renovables.

El precio que resultaría de cualquiera de las dos subastas sería igual al que se fijaría en un sistema de primas en las que éstas hayan sido correctamente calculadas. Esto es así porque las primas reflejarían el coste medio de la instalación más cara necesaria para cubrir la capacidad demandada. Luego el precio resultante de una subasta y el precio correspondiente a un sistema de primas tenderían a ser el mismo (3).

Sin embargo, en la práctica, existen elementos que hacen más elevado el precio resultante de las subastas que las primas. Por un lado, la participación en una subasta conlleva costes administrativos significativos, los cuales son internalizados en las ofertas de los participantes. Por otro lado, en las subastas es común que se introduzcan incentivos al desarrollo en tiempo y forma de las instalaciones. Estos incentivos son normalmente penalizaciones por incumplimiento. Así, si un agente percibe que existe una probabilidad no nula de incurrir en las mismas, automáticamente las internalizará en su oferta en la subasta. Por tanto, las subastas introducen costes inexistentes en otros sistemas de apoyo, los cuales serán inevitablemente traspasados a los consumidores.

Adicionalmente, el hecho de que existan costes administrativos significativos se convierte en una barrera de entrada para los pequeños agentes. Esto es debido a que, para éstos, no resultar ganadores en la subasta implica incurrir en unas pérdidas significativas. Asimismo,

un sistema de subastas podría dar lugar a una cierta ineficiencia asignativa, en el sentido de que podrían no desarrollarse en primer lugar aquellas instalaciones potenciales con un menor coste para el conjunto del sistema —por ejemplo, para la energía eólica, que no se desarrollaran en primer lugar aquellas ubicaciones con un mayor número de horas de funcionamiento esperado—. Un agente que ya hubiera obtenido la propiedad/ acceso a un recurso renovable tendría la opción de no participar en la subasta actual y esperar a la subasta siguiente, esperando que en ella el precio fuera mayor —debido a que la última instalación necesaria tendrá en principio un coste medio más elevado—. Esto sería una clara ineficiencia asignativa que un sistema de subastas no podría resolver. De hecho, ese agente sí participaría en la subasta actual, pero su coste de oportunidad —y por tanto su oferta— no sería el precio esperado en la subasta actual, sino el mayor de los precios esperados en todas las subastas futuras. Claramente supone una desventaja respecto a los sistemas de primas, que sí incentivan que se desarrollen primero aquellas instalaciones con menores costes medios.

En el cuadro siguiente se recoge, a modo de resumen, la evaluación de los marcos de apoyo directo anteriormente descritos, en función de los criterios de eficiencia, competencia, riesgo para el regulador y para el productor, eficacia y aplicación.

EVIDENCIA EMPÍRICA

El trabajo empírico más importante realizado hasta el momento ha sido el llevado a cabo por la Comisión Europea en 2005 y que dio lugar al documento “El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables”. Su origen está en la Directiva 2001 de Energías Renovables (4), que dejaba libertad a los Estados Miembros para elegir los marcos de apoyo, pero establecía que en 2005 la Comisión debía realizar un análisis de los mismos y, a la vista de los resultados, podría proponer la aplicación de un sistema armonizado en todo el territorio de la Unión.

El Informe de la Comisión se centra en la evaluación de la eficiencia y eficacia de los diferentes marcos en el periodo 2001-2005 para cada una de las principales tecnologías e incluye una serie de propuestas de cara al futuro.

Eficiencia. El análisis realizado pone de manifiesto importantes diferencias en los niveles retributivos de las energías renovables en los Estados Miembros y muestra que, en general, en los países con marcos de certificados verdes negociables las retribuciones son, al día de hoy, considerablemente superiores que en los países con primas. Lo más llamativo es que

las mayores retribuciones y las diferencias más importantes entre retribución y costes se encuentran en países con CVN, como el Reino Unido, Italia y Bélgica. Esas mayores retribuciones —o, en último término, coste para el consumidor— pueden deberse, de acuerdo con el estudio, a la prima de riesgo más elevada solicitada por los inversores en este tipo de marcos, a los elevados costes administrativos y, probablemente, a que estos mercados de CVN todavía no están maduros.

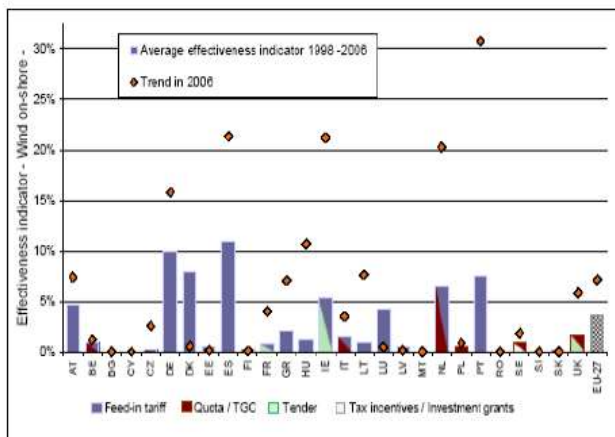
El informe llega a la conclusión de que, aunque la rentabilidad de los proyectos de inversión en energías renovables dependerá de la evolución futura de los precios, parece que el rendimiento del capital es mayor en marcos de CVN que en aquellos con primas, lo que sería indicativo de una cierta ineficiencia de un marco respecto al otro.

En resumen, la realidad europea viene a corroborar el razonamiento presentado en el epígrafe anterior: aunque desde un punto de vista puramente teórico los CVN parecen más eficientes, la experiencia reciente muestra que, por conllevar mayor riesgo y por posibles problemas en su diseño y aplicación, estos sistemas son por el momento, menos eficientes que los sistemas de primas, pues implican mayor coste para el consumidor por MWh producido.

Eficacia. En este Paper se define la eficacia como la capacidad del marco para generar renovables adicionales en relación con el potencial restante a 2020. Es decir, la eficacia anual del marco sería el ratio entre la generación adicional de ese año comparada con el potencial restante a 2020. Esto implicaría que un país con un indicador de eficacia anual del 6% durante 4 años habría logrado un 6% del potencial cada año y, en el conjunto del periodo, un 24% del potencial restante.

El análisis pone de manifiesto que los sistemas de primas son más eficaces que los CVN y las subastas para la promoción de las energías renovables. Así, como puede verse en el gráfico siguiente para el caso de la energía eólica, todos los países cuya eficacia es superior a la media comunitaria utilizan los apoyos directos al precio como herramienta básica para la promoción de esta tecnología -de acuerdo con el Documento de la Comisión de UE – “los países con sistema de apoyo más efectivo son Dinamarca, Alemania y España, todos ellos basados en sistema Feed in Tariffs. También destaca que hasta el momento no hay sistemas de CVN que hayan sido efectivos para la promoción de las energías renovables y, en concreto, para el desarrollo de la energía eólica. Sin embargo, es cierto que en la mayor parte de los casos se trata de sistemas nuevos, puestos en marcha hace pocos años y, aunque a corto plazo parecen no ser efectivos, puede que a medio plazo, una vez que los mercados de certificados sean más líquidos y se perfeccionen los sistemas, mejoren en este

aspecto. El análisis de datos de potencia eólica instalada en la UE en 2006 corrobora las afirmaciones anteriores. El 90% de la potencia instalada ha sido en países con primas y únicamente el marco de CVN de Italia y el Reino Unido han sido capaces de promover una inversión de más de 300 MW en dicho año.



Source: OPTRES, 2007

$$E'_n = \frac{G'_n - G'_{n-1}}{ADD - POT'_n}$$

E'_n Effectiveness Indicator for RES technology i for the year n
 G'_n Electricity generation potential by RES technology i in year n
 $ADD - POT'_n$ Additional generation potential of RES technology i in year n until 2020

Finalmente, el documento de la Comisión pone de manifiesto que las subastas han sido muy poco efectivas, tanto por el mecanismo en sí como por otros factores —como la falta de penalizaciones por incumplimiento de los contratos o el sistema de autorización de las instalaciones—. De hecho, es muy significativo que los países que venían utilizando tradicionalmente las subastas, en los últimos años las han cambiado por sistemas de primas — caso de Francia o Irlanda— o por CVN —Reino Unido—. En definitiva, a la vista de estos resultados, la Comisión señala que: (i) los marcos de primas son más efectivos y parecen, hasta el momento, más eficientes; no obstante, es necesario esperar a que los CVN evolucionen para ver sus resultados a medio y largo plazo; y (ii) la coexistencia de diferentes marcos tiene ventajas; por ejemplo, los marcos de apoyo directo al precio por tecnologías benefician a los sistemas de CVN porque fomentan un proceso de aprendizaje tecnológico de las tecnologías menos eficientes, que a su vez, a medio y largo plazo, revierte en precios más bajos para los consumidores, no sólo en marcos de primas sino también en los entornos con CVN.

	Apoyo directo al precio	Certificados verdes negociables	Subastas
Eficiencia	Alta, cuando los niveles tarifarios están bien definidos. Mejor con sistemas en función de las horas de funcionamiento	Con único producto se sobrertribuye a las tecnologías más económicas. Mayor coste por mayor prima de riesgo. Problema de definir correctamente la penalización	En teoría elevada; pero no más eficiente que las primeras. En la práctica, los costes administrativos y las penalizaciones generan ineficiencias.
Competencia entre generadores	Intensa para desarrollar los proyectos más eficientes	Muy elevada, pero el riesgo implícito puede desincentivar la participación de agentes pequeños	Sólo antes de la subasta. Los costes administrativos pueden reducir competencia al desincentivar a los agentes pequeños
Riesgo para el regulador	Riesgo reducido en precio. En cantidad, se puede limitar estableciendo límites de potencia a instalar	Riesgo elevado en precio. En cantidad, relacionado principalmente con el nivel de la penalización	Riesgo elevado, tanto en cantidad como en precio
Riesgo para el productor	Reducido, por lo que su prima de riesgo también lo será	Muy elevado —riesgo de exceso de capacidad, de nivel de la penalización, del precio del mercado de energía, entre otros—	Reducido —casi únicamente riesgo de penalizaciones por incumplimiento—
Eficacia	Alta	Media	Reducida
Aplicación	Sencilla	Muy compleja	Compleja

EL SISTEMA ESPAÑOL DE APOYO AL DESARROLLO EÓLICO

La regulación de apoyo a las energías renovables en España tiene su punto de partida en la Ley 82 de 1980, de Conservación de la Energía, que dio lugar principalmente al fomento de la cogeneración y de las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia. El régimen de apoyo se basaba en el derecho de venta de la totalidad de energía producida por la instalación y la percepción de un precio “adecuado”. El siguiente hito regulatorio es el RD 2366 de 1994, que ampliaba las tecnologías apoyadas a la eólica, la biomasa y la solar, manteniendo las líneas básicas del marco anterior.

En 1997 se aprueba la Ley 54 del Sector Eléctrico, que establece las líneas generales de la liberalización de las actividades eléctricas. Por lo que toca a las energías renovables, la Ley introduce el objetivo de que en 2010 el 12% de la energía primaria fuera de origen renovable. Además, la norma contiene un Régimen Especial de apoyo a estas tecnologías —diferente del Régimen Ordinario de las centrales convencionales—, con dos opciones retributivas: la venta de la energía al distribuidor o la participación directa en el mercado de producción. En el primer caso, el generador recibía el precio medio final de la demanda más una prima. En el segundo, aparte de la prima, el precio horario más la remuneración por garantía de potencia y servicios complementarios.

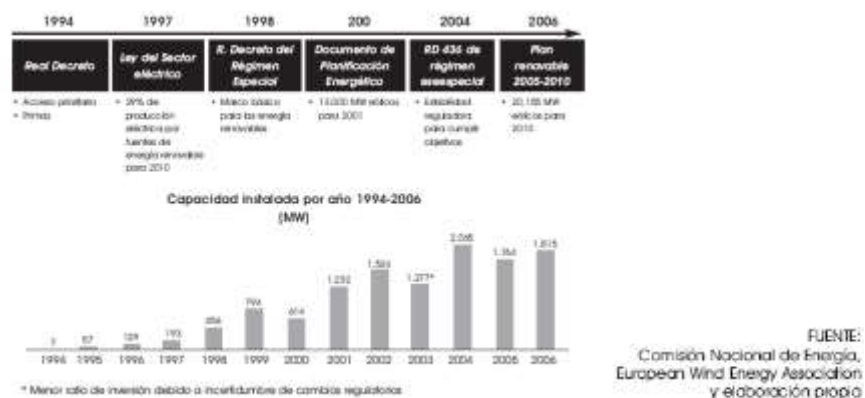
El Real Decreto 2818 de 1998 vino a desarrollar reglamentariamente el Régimen Especial definido en la Ley y determinando que las primas debían ser actualizadas anualmente en función de una serie de parámetros, pero con una formulación que permite una gran discrecionalidad. Además, las actualizaciones anuales afectaban, no sólo a futuras inversiones, sino también a las ya instaladas. En 1999 ve la luz el Plan de Fomento de las Energías Renovables, que define los objetivos por tecnologías necesarios para alcanzar el 12% global de energías de origen renovable para el 2010 definido en la Ley del Sector.

Después de varios desarrollos normativos orientados a incentivar una mayor participación de las renovables en el mercado —RDL 6/2000 y RD 841/2002—, en marzo de 2004 se aprueba el Real Decreto 436, que establece el marco económico de apoyo a la producción de energía eléctrica en régimen especial. Dicho marco mantiene dos opciones de retribución para las energías renovables: (i) tarifa fija, independiente del precio del mercado y (ii) precio de mercado, más prima, más incentivo por participación en el mercado. Los productores pueden acogerse a cualquiera de las dos opciones, pero una vez elegida una de ellas, deben mantenerse en la misma al menos durante un año. La diferencia fundamental de la regulación vigente (RD 436/04) respecto a la regulación anterior (RD 2818/98) es que los conceptos retributivos no se actualizan anualmente de forma discrecional por parte del regulador, sino que existe un mecanismo de actualización consistente en una indexación a la Tarifa Media de Referencia (TMR). La TMR se calcula cada año como el cociente entre el coste anual estimado del sector y la demanda esperada de energía. De esta forma, la TMR refleja el coste medio del sector, con lo que indexar la retribución de las energías renovables a la TMR equivale a tomar como referencia los costes reales de la energía.

Por tanto, bajo el marco actual los inversores en energías renovables asumen riesgos similares a los del resto de agentes del sector: riesgo de precio de la energía en el mercado, de demanda o de costes de las infraestructuras de red, todos ellos internalizados en la evolución de la TMR. Ya no están expuestos, en cambio, a la discrecionalidad del regulador. De esta forma, la retribución que recibiría un potencial inversor podría ser prevista con un nivel de seguridad elevado, al ser la TMR una variable predecible. En el caso de los parques eólicos, su retribución es, para la opción de tarifa regulada, durante los 5 primeros años el 90% de la TMR, 85% durante los 10 siguientes y 80% a partir de entonces, y para la opción de mercado, la prima es el 40% de la TMR y el incentivo el 10% durante toda la vida de la instalación.

En ambos casos, tarifa y mercado, los parques eólicos deben predecir su producción horaria y asumir el coste de los desvíos, aunque de manera diferente. Además, el marco actual

define dos complementos retributivos. El primero para aquellos parques eólicos que soporten huecos de tensión —que reciben el 5% de la TMR durante 4 años—, y el segundo por energía reactiva, por el que se obtiene una retribución que varía entre el -4 y +8% de la TMR, en función de la aportación a las necesidades del sistema.



Un factor clave del marco vigente es que plantea revisiones cada cuatro años de los niveles tarifarios en función de los costes de las tecnologías y de la situación del mercado, pero que sólo aplican a las instalaciones que se pongan en funcionamiento a partir de la revisión, no a las instalaciones puestas en marcha con anterioridad, que siguen manteniendo los niveles retributivos iniciales. Este marco regulatorio puede considerarse como un éxito. Como se puede ver en el gráfico anterior, la inversión en energía eólica ha crecido en España de forma sostenida en el periodo, lo que muestra su eficacia. Además, los niveles retributivos han estado próximos a los costes y muy por debajo de los de otros países de la Unión Europea,—lo que indica su eficiencia relativa—.

Tanto es así que la Comisión Europea, en el documento ya comentado sobre marcos de apoyo, señala al sistema de España como uno de los más efectivos y eficientes y lo propone como uno de los ejemplos a seguir por el resto de países. Otras fuentes de gran prestigio en el sector —como el informe trimestral de Ernst&Young— vienen identificando durante los últimos tres años a España como uno de los países del mundo más atractivos para invertir en energías renovables y, en concreto en potencia eólica, gracias a su marco regulatorio. Son tres los pilares que pueden explicar el éxito del marco español:

Predictibilidad, ya que el marco define la remuneración de las instalaciones a lo largo de su vida de acuerdo a un mecanismo transparente —indexación a la evolución en el tiempo de la TMR, la cual es una variable a su vez predecible con un margen de seguridad adecuado—. Estabilidad, ya que el marco contempla revisiones de los niveles tarifarios cada cuatro años, pero dichas revisiones no son retroactivas —sólo aplican a las nuevas inversiones, no a las ya acometidas—, lo que otorga la necesaria seguridad económica a la inversión.

Suficiencia tarifaria, ya que los niveles tarifarios definidos permiten una rentabilidad razonable de las inversiones. En marzo de 2007 se abordó una revisión de este marco. A la vista de los resultados obtenidos hasta el presente en términos de eficiencia y eficacia, dicha revisión ha servido para mejorar aspectos concretos de la regulación actual que han ido aflorando con el tiempo. Ahora bien, la revisión en ningún caso se ha convertido (RD 661 de 2007) en un paso atrás respecto a los tres pilares básicos mencionados — predictibilidad, estabilidad y suficiencia—, manteniendo el éxito logrado hasta la fecha, eso sí, ajustando unos niveles mínimos y máximos de retribución con una prima variable en función del precio del mercado y manteniendo una disposición transitoria primera que permite a las instalaciones mantenerse en el régimen anterior RD 436 de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2012 .

EXPECTED RESULTS

La adopción de modelos regulatorios de apoyo a las energías renovables es una decisión política de enorme importancia de cara al futuro, dado que los objetivos de desarrollo de estas energías son cada vez más ambiciosos. Obviamente, es fundamental que estos marcos de apoyo sean eficientes, pero no sólo por lo que respecta al coste del sector eléctrico, sino en el sentido más amplio del bienestar social. Por ello, a la hora de decidir sobre el marco a poner en práctica, se han de considerar también cuestiones tales como el desarrollo económico, el empleo, la seguridad energética o el medio ambiente. Asumiendo este enfoque amplio, de los análisis y consideraciones incluidos en este Paper se desprenderían las siguientes conclusiones.

En primer lugar, es claro que la regulación, más que la mera disponibilidad de recursos naturales —agua, viento, sol—, es el factor determinante para el adecuado desarrollo de las energías renovables.

En segundo lugar, existen tres grandes tipos de marcos regulatorios directos y básicos de fomento de estas energías: apoyo directo al precio o sistema de primas, certificados verdes negociables (CVN) y subastas. Cada modelo conduce a resultados sensiblemente diferentes en términos de **eficiencia** —coste para los consumidores— y **eficacia** —consecución de los objetivos de contribución directa y del resto de externalidades positivas de las energías renovables—.

En tercer lugar, los sistemas de primas se están mostrando más adecuados —es decir, más eficaces y eficientes— que los sistemas de CVN o de subastas: no hay hasta el momento ningún sistema de CVN que haya tenido éxito —no obstante, los CVN son sistemas nuevos, por lo que parece razonable ser prudente en su evaluación y esperar a ver cuáles son sus resultados a medio y largo plazo—, y las subastas han demostrado ser muy ineficaces e ineficientes —es significativo que en los últimos años los países que hacían uso de este instrumento están cambiando hacia sistemas de primas y CVN—.

Por último, el marco de apoyo a la energía eólica en España está basado en un sistema de primas y es un caso de éxito internacionalmente reconocido —tanto en términos de eficacia como de eficiencia— en el desarrollo de esta tecnología. Este éxito se ha basado en tres pilares básicos: predictibilidad, estabilidad y suficiencia tarifaria. Por lo tanto, si se pretende consolidar esta trayectoria de crecimiento, las futuras revisiones del marco de apoyo RD 661 de 2007 que se prevé para este año 2011 deberían conservar y perfeccionar dichos pilares básicos y, de forma especial, la estabilidad regulatoria.

Después de este aprendizaje con los diferentes sistemas de retribución es importante considerar los aciertos y errores que se han cometido en el resto del mundo para que los países con un potencial descomunal en América Latina para el desarrollo de las energías renovables tomen las decisiones correctas y acierten con la elección del sistema que permita el crecimiento de estas energías en términos de eficiencia y eficacia..., EL TIEMPO NOS DIRÁ.

NOTAS

A) Hipótesis de precios: Petróleo 50\$/barril. Carbón 65\$/Tn. CO2 10 €/Tn. Hipótesis de horas funcionamiento: Carbón 6.000h.; Gas: 4.000h.; Fuel: 2.000h.; Energía eólica: 2400h.

B) A no ser, como se explica más adelante, que en la regulación se establezca que las retribuciones definidas —entendidas como un sobreprecio o prima respecto al precio de la energía en el mercado— se recibirán hasta que exista una cierta potencia renovable instalada.

C) Habría una cierta diferencia entre ambos, debida a la esperable asimetría de información entre agentes y regulador, aunque en un sentido a priori impredecible.

D) Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

E) Para comparar las retribuciones se ha tenido en cuenta la duración del marco de apoyo en cada país: por ejemplo, el marco de CVN en Italia es de 8 años mientras que el sistema de apoyo al precio en Alemania es de 20 años. Los niveles de apoyo que se incluyen en el análisis se han normalizado a una duración común de 15 años considerando un tipo de interés del 6,6%.

REFERENCES

COMISIÓN DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS (2005): El apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable, COM/2005/627.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2007): Información Estadística sobre las ventas de Energía del Régimen Especial.

EMERGING ENERGY RESEARCH (2007): Comparative Costs of Energy in Europe 2007, Clean Generation Advisory ID#CG 725- 070110

EURELECTRIC (2004): A Quantitative Assessment of Direct Support Schemes for Renewables, Eurelectric, Bruselas.

EWEA (2004): On the future of EU support systems for the promotion of electricity from renewable energy sources, European Wind Energy Association.

GUAL, M. y P. DEL RÍO (2004): «The promotion of green electricity in Europe: present and future», *European Environment*, 14(4), 219-234.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2007): *World Energy Outlook 2006*, IEA.

LINARES, P. y F. SANTOS (2007): The joint impact of carbon emissions trading and tradable green certificates on the evolution of liberalized electricity markets: The Spanish case, Working Paper, IIT-UPCM.

MITCHELL, C., D. BAUKNECHT y P. CONNOR (2006): «Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany», *Energy Policy*, 34, 297-305.

PALMER, K. y D. BURTRAW (2005): «Cost-effectiveness of renewable electricity policies», *Energy Economics*, 27, 873-894.

WISER, R., K. PORTER y R. GRACE (2005): «Evaluating experience with renewable portfolio standards in the United States», *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 10, 237-26

SESIÓN 9

PLANIFICACIÓN DE LAS INVERSIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CONTROL DE LA VOLATILIDAD DE LOS COSTOS ANUALES DE ABASTECIMIENTO.

Cra. Marisa León, Ec. Nicolás Castromán, Ec. Daniel Larrosa, Dr. Gonzalo Casaravilla y Msc. Ing. Ruben Chaer

I. INTRODUCCIÓN

En este trabajo se muestran los resultados de optimización de las inversiones necesarias para la expansión de la generación eléctrica en Uruguay para el horizonte 2015-2026 teniendo como objetivo la minimización de los costos esperados de abastecimiento de largo plazo y la volatilidad máxima de los costos anuales. El carácter estratégico del sector eléctrico, como factor de la capacidad productiva de un país y del bienestar de su población, determina su inclusión en la agenda de gobierno, en particular, en la etapa de elaboración del presupuesto quinquenal y de análisis de sus fuentes de financiamiento. En la planificación de las inversiones en infraestructura eléctrica importa tanto su impacto en el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) como los desvíos de éste respecto a su valor esperado. La oportunidad de disponer en abundancia de un recurso energético de amplia base, al menor costo posible, se combina con la necesidad de definir metas fiscales sostenibles en el mediano y largo plazo. Desde un punto de vista microeconómico, UTE, la empresa responsable de la distribución de energía eléctrica en el Uruguay, enfrenta a su vez el problema de evitar que el CAD presione sobre su capacidad de traslado a tarifas. Recurrir lo estrictamente necesario al Poder Ejecutivo para que habilite aumentos en las tarifas es un resultado posible si la optimización del plan de inversiones persigue el objetivo de minimizar los desvíos del CAD respecto a su valor esperado.

La demanda de energía eléctrica del sistema uruguayo, cerrará el año 2010 en el entorno de los 9000 GWh y se proyecta que tendrá un crecimiento tal que llegará al entorno de los 16400 GWh para el año 2026. Considerando la demanda de 2010, bajo un escenario de hidrología media, aproximadamente el 70% es cubierto con generación hidráulica. Pero el régimen de caudales a las centrales hidroeléctricas es altamente variable haciendo que ese porcentaje tenga una gran dispersión año a año. La demanda que no es cubierta con energía de origen hidráulico debe ser cubierta con centrales de generación térmica en base a gasoil y fueloil, con importaciones desde Argentina o Brasil y en el futuro por nuevas fuentes de generación en base a energías renovables. Tanto la generación de origen térmico como las importaciones tienen una fuerte dependencia del precio internacional del barril de petróleo. Por consiguiente, las dos principales fuentes de dispersión de los costos son la variabilidad de disponibilidad de energía hidráulica y la volatilidad de los costos de los combustibles e importaciones.

El continuo crecimiento de la demanda debe ser acompasado con inversiones en generación. Para estas inversiones se disponen de diferentes alternativas cada una con sus costos de inversión, costos variables y riesgos de volatilidad asociados. En este estudio se consideró como alternativas

de expansión la realización de parques de generación eólica en módulos de 20 MW y la posibilidad de instalación de centrales térmicas de 180 MW utilizando gas natural.

Los procesos estocásticos modelados y que dan origen a la volatilidad de costos son: Generación Hidráulica, Generación Térmica, el crecimiento de la demanda eléctrica y disponibilidad de centrales térmicas. La generación de energía eólica es modelada también como un proceso estocástico, pero tal como se presenta en [1 y 2] a nivel de los costos anuales la producción de energía eólica puede considerarse firme y no introduce una volatilidad significativa comparada con la introducida por el recurso hidrológico, el precio del petróleo, el crecimiento de la demanda eléctrica o el atraso en la entrada de los proyectos.

En un trabajo reciente [3] sus autores incorporaron la consideración del riesgo en la planificación a través del desvío del valor presente del CAD de todo el horizonte de tiempo, respecto a su valor esperado, bajo un escenario con una probabilidad de ocurrencia del 5%. En el referido trabajo se concluyó que sobre un horizonte de 8 años al considerar la suma actualizada de los costos el riesgo no tiene gran incidencia sobre la optimización.

En el presente trabajo se analiza como se descompone la volatilidad de costos en los diferentes años y se muestran los nuevos resultados. La nueva función de costo utilizada en la optimización tiene incorporado el concepto de “volatilidad anual” definido como la relación entre la desviación del Value At Risk (5%) del CAD de cada año respecto del valor esperado del CAD, sobre el valor esperado del CAD del mismo año.

La ecuación (ec.1) define el objetivo a minimizar en la búsqueda del plan óptimo.

$$C_2(PI, \alpha) = CAD^*_{PI} (1 - \alpha) + \alpha \sum_{k=1}^N q^{k-1} \left(\frac{VaR(CAD_k) - \langle CAD_k \rangle}{\langle CAD_k \rangle} \right) \frac{1 - q}{q^N - q^{N-1}} \quad (ec. 1)$$

$$siendo \quad CAD = \sum_{k=1}^N q^{k-1} \cdot CAD_k \quad (ec. 2)$$

Donde *PI* identifica un Plan de Inversiones del conjunto *D* de los planes factibles, *q* es el factor de actualización, CAD_k es el valor esperado (en el ensamble realizaciones de los procesos estocásticos representados en la simulación) del Costo de Abastecimiento de la Demanda (operativo+inversiones) para el año *k*, $VaR(CAD_k)$ es el valor del CAD_k con riesgo 5% de ser excedido y α es un parámetro que refleja a “aversión a la volatilidad”. En el contexto de este trabajo, *x* significa el valor esperado de la variable aleatoria “*x*”. El *CAD* (ec.2) es el valor esperado del valor presente del costo de abastecimiento de la demanda actualizado con una cierta tasa de descuento con la

que se calcula el parámetro q . En este estudio la tasa de descuento utilizada es 12% anual y todos los montos son dólares constantes de enero de 2010.

El problema de obtener el plan óptimo, fijado un α , se reduce a resolver el siguiente problema de optimización como el mostrado formalmente en la (ec.3).

$\min C_2(PI, \alpha)$ (ec. 3)

$PI \in D$

$k=N$

A diferencia de lo presentado en [3], en que se minimizaba $\sum (q^{k-1} \cdot \text{Var}(CAD_k))$, en la (ec.1) interviene la volatilidad relati-

$k=1$ va al valor esperado del CAD de cada año, lo que es directamente una medida del "error de pronóstico" del CAD de cada año. El valor de α puede variar entre $\alpha=0$ (minimización del valor esperado del CAD actualizado) o $\alpha=1$, que implica dar máxima relevancia a la suma actualizada de la volatilidad relativa dividida por la suma de los factores de actualización.

Para el cálculo de las distribuciones de las variables aleatorias CAD_k y $\text{Var}(CAD_k)$ se utilizó la plataforma de Simulación de

Sistemas de Energía Eléctrica - SimSEE [4] y para la optimización de la ec.2 se utilizó el algoritmo de optimización genética desarrollado en [5], con algunas mejoras específicas introducidas durante el desarrollo de este trabajo y que se detallan en el ANEXO A.

II. PRINCIPALES HIPÓTESIS.

A. Demanda eléctrica.

Para la demanda eléctrica se parte de un valor proyectado para final de 2010 de 9116 GWh y se supone una tasa de crecimiento anual de 3.04%. Esta tasa es reducida comparada con el crecimiento histórico, pero se estima que en los próximos años se producirá una reducción del consumo domiciliario destinado al calentamiento de agua por trasladar ese consumo hacia los calentadores solares térmicos y por la introducción del Gas Natural en la matriz energética del país. La demanda resultante esperada es la que se especifica en la Tabla 1.

Tabla 1. Demanda esperada de energía eléctrica.

<i>año</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014
GWh	8847	9116	9393	9678	9973	10276
<i>año</i>	2015	2016	2017	2018	2019	2020
GWh	10588	10910	11242	11584	11936	12299
<i>año</i>	2021	2022	2023	2024	2025	2026
GWh	12672	13058	13455	13864	14285	14719

La demanda de la Tabla 1 está proyectada a partir del valor 8847 GWh del año 2009 aplicando una tasa de crecimiento constante de 3.04%. En las simulaciones, no se utiliza esa demanda sino que se proyecta aplicando una tasa que en cada año es $3.04\%+u$ siendo u una variable aleatoria con distribución uniforme en $[-1, 1]$. De esta forma se modela la incertidumbre sobre la proyección de la demanda que tendrá tasas de crecimiento anual entre 2.04% y 3.04% eligiendo para cada año un valor en forma independiente de los demás años.

El COSTO DE FALLA (o costo país del racionamiento) se modeló en cuatro escalones de profundidad del racionamiento relativos a la potencia de la demanda. Al primer 5% de racionamiento se le asignó un costo para el país de 250 USD/MWh, al siguiente 7.5% un costo de 400 USD/MWh, al siguiente 7.5% un costo de 1200 USD/MWh y racionamientos por encima de estos escalones (80% restante) un costo de 2400 USD/MWh. Estos costos de racionamiento se supusieron válidos para un barril de petróleo de 80 USD/bbl e indexados 100% con el WTI.

B. Parque generador existente- Centrales hidroeléctricas.

Uruguay tiene cuatro centrales hidroeléctricas: "Bonete", "Baygorria" y "Palmar" en el Río Negro y "Salto Grande" en el Río Uruguay, a medias con Argentina. Bonete está aguas arriba Baygorria la que está aguas arriba de Palmar. Los parámetros más relevantes de estas centrales se resumen en la Tabla 2.

Table 2. Centrales hidroeléctricas de Uruguay.

	<i>Bonete</i>	<i>Baygorria</i>	<i>Palmar</i>	<i>Salto-UY</i>
Cota mínima del embalse [m] *	70	53	36	30
Cota máxima del embalse [m]*	81	56	44	35.5
Cota de descarga [m]*	Baygorria	Palmar	7.5	5
Capacidad de almacenamiento [Hm3]	8210	216	2575	3058 **
Caudal medio de la cuenca [m3/s]	567	0	290	2323**
Caudal máximo de descarga [m3/s]	680	828	1373	4200 **
Potencia instalada [MW]	155	108	333	945 **

(*): Cotas medidas como elevación respecto del nivel del mar.

(**): Estos valores corresponden a la parte Uruguaya de Salto Grande = 50% de la Planta .

C. Parque generador existente- Centrales térmicas.

En la Tabla 3 puede verse el parque generador existente. El mismo está compuesto por tres unidades turbo-vapor (unidades 5ta, 6ta y SalaB) emplazadas en Central Batlle totalizando 243 MW de unidades turbo vapor. Estas unidades están llegando al final de su vida útil y si bien el ingreso de nueva generación reducirá su uso extendiendo por tanto su vida útil se prevé que se las retire de operación al inicio del año 2021.

Tabla 3. Parque generador existente.

<i>Turbo Vapor</i>	<i>MW</i>	<i>USD/MWh</i>	<i>unids.</i>	<i>fd</i>	<i>MW/unid</i>	<i>Combustible</i>	<i>Baja</i>	<i>Alta</i>
CB-5ta	75	129.4	1	0.84	75	Fuel OIL	01/01/2021	-
CB-6ta	120	132.6	1	0.84	120	Fuel OIL	01/01/2021	-
SalaB	48	170.9	1	0.56	48	Fuel OIL	01/01/2021	-
<i>Arranque rápido</i>	<i>MW</i>	<i>USD/MWh</i>	<i>unids.</i>	<i>fd</i>	<i>MW/unid</i>	<i>Combustible</i>	<i>Baja</i>	<i>Alta</i>
CTR	200	199.6	2	0.84	100	Gasoil	-	-
Motores	80	106.7	8	0.84	10	Fuel Oil	-	-
PTI(*)	294	162.4	6	0.84	49	Gasoil	01/01/2014	-
PTI(*)	294	107.4	6	0.84	49	Gas Natural	-	01/01/2014

(*) Las 6 unidades de Punta del Tigre (PTI) pasarán a consumir Gas Natural a partir de 1/1/2014.

El total de potencia instalada de arranque rápido es 574 MW, de los cuales los 294 MW correspondientes a las 6 unidades de Punta del Tigre comenzarán a consumir Gas Natural a partir del año 2014 en que se supuso que el mismo está disponible en cantidades abundantes en el territorio Nacional. Actualmente dicha central consume gasoil y esporádicamente gas natural cuando hay disponibilidad del mismo desde Argentina.

La columna “*fd*” indica el factor de disponibilidad de cada unidad. Dicho factor tiene en cuenta tanto las indisponibilidades fortuitas (roturas) como las indisponibilidades programadas (mantenimientos de rutina). El factor es por unidad instalada en cada central. Por ejemplo en PTI que hay 6 unidades, cada una en forma independiente se simula con una disponibilidad de 0.84 por lo cual el factor sobre la central (grupo de 6 unidades) es superior.

Los costos variables de generación corresponden a un valor del barril de petróleo de 80 USD/bbl y se suponen indexados 100% con el dicho precio.

D. Comercio internacional.

Se supuso para las simulaciones que no es posible importar energía desde los países vecinos y que si es posible exportar los excedentes de energía a un precio de 10 USD/MWh. El objetivo del estudio es diseñar la expansión necesaria en el sistema uruguayo sin considerar la posibilidad de compra de energía desde nuestros vecinos. Dado que el precio de la energía eólica es del orden de 90 USD/MWh, la suposición de importación cerrada no es muy relevante pues los precios de importación rara vez han sido inferiores a esos valores. En cuanto a un precio de 10 USD/MWh de exportación puede ser un poco conservador, pero es el precio al que se han exportados los excedentes hidráulicos a Argentina.

E. Opciones para la expansión de la generación.

Para la expansión de la generación se consideró que es posible instalar ciclos combinados en módulos de 180 MW utilizando gas natural a partir del año 2014 y parques eólicos en módulos de 20 MW a partir del año 2013.

El sistema actualmente necesita nueva generación por lo cual si se le permitiera al optimizador incorporar antes alguna de las inversiones seguro lo haría. La restricción de las fechas está asociada a los plazos de construcción de dichas inversiones. El ciclo combinado podría también ser factible instalarlo para el año 2013 suponiendo que utiliza Gasoil en lugar Gas Natural, pero en este estudio no se consideró esa opción.

Para los módulos de 180 MW de ciclo combinado a gas natural se supuso, un factor de disponibilidad $fd=0.85$ y un costo variable de generación de 64.4 USD/MWh para un precio del barril de petróleo de 80 USD/bbl y una indexación de 100% con éste precio. A los efectos de considerar la inversión en las simulaciones se supuso un pago potencia puesta a disposición de 17.56

USD/MW-h

Para los módulos de 20 MW eólicos se supuso que siempre que hay energía la misma es tomada por el sistema y pagada a razón de 90 USD/MWh. Este valor (en dólares constantes) está un poco por encima de los valores obtenidos en el último llamado a precios realizado por UTE (82 USD/MWh equivalente en dólares constantes), pero al momento de iniciar el estudio se entendía que era un techo del precio obtenible. Otro aspecto a tener en cuenta al interpretar los resultados es que al momento de realizar las simulaciones lo que importa es la energía entregada por los parques eólicos y su precio, la potencia asociada es sólo informativa y está calculada suponiendo un factor de uso de 44%.

F. Precios futuros de los combustibles.

Tanto el precio de los combustibles líquidos como del gas natural se supuso indexado 100% con el precio del barril de petróleo. En las simulaciones se introduzco un proceso estocástico que simula realizaciones del precio del WTI (West Texas Intermediate) y se indexó los costos variables de generación de las diferentes unidades térmicas con dicho índice.

Para la representación del proceso estocástico que crea las realizaciones del WTI se utilizó un modelo CEGH [6] para obtener la inercia semanal y la volatilidad semanal del proceso “sin tendencia” y su salida fue afectada por un multiplicador que hace que los valores esperados y la

banda que contiene el 90% de las realizaciones sea de acuerdo a lo que se muestra en la Fig.1 como “Prom, 0.05 y 0.95” (trazos claros).

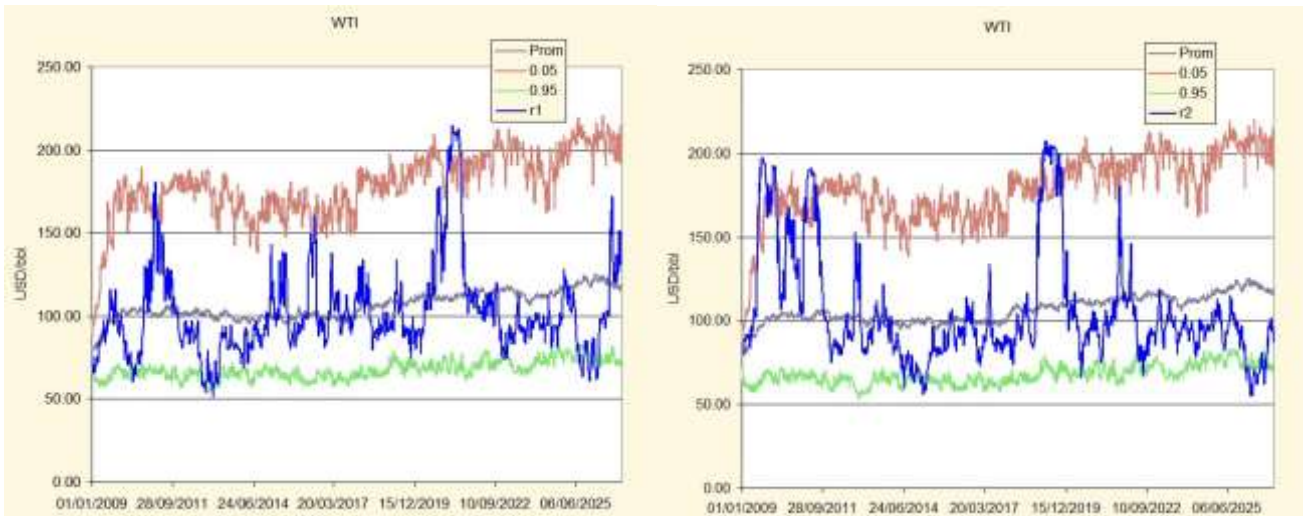


Fig. 1 Cada panel muestra una realización posible de WTI y las curvas Promedio y de excedencia 0.05 y 0.95

La Fig. 1 muestra en cada panel sólo a modo de ejemplo dos realizaciones “r1” y “r2” (trazo azul). La evaluación de los costos se realiza por simulaciones que consideran cada una 100 realizaciones de los procesos estocásticos. A su vez, cada plan es evaluado en por lo menos 10 simulaciones independientes por lo cual los resultados presentados fueron obtenidos considerando por lo menos 1000 realizaciones de los procesos estocásticos.

Los valores esperados que representan la tendencia de la evolución de precios corresponden al escenario de media de la EIA de acuerdo a [7] (International Energy Outlook - 2010).

G. Disponibilidad de Gas Natural y precio futuro.

Uruguay está conectado desde el año 2002 con Argentina por intermedio de un gasoducto que permitiría traer unos 2 millones de metros cúbicos de gas natural por día desde la Argentina. El gas proveniente de los yacimientos argentinos podría llegar a los departamentos Uruguayos de Colonia, San José, Canelones, así como al área metropolitana de Montevideo. En la práctica, este gasoducto es poco usado por falta de disponibilidad de Gas Natural en Argentina.

En Uruguay existen unos 500 MW instalados de turbinas aero-derivativas de los cuales 300 MW pueden funcionar con Gasoil o con Gas Natural. Los 200 MW actualmente solamente pueden funcionar a Gasoil, pero podrían hacerse las inversiones necesarias para que pudieran también quemar Gas Natural.

Con el objetivo de disponer de Gas Natural tanto para su uso en la generación de energía eléctrica como para su uso en el sector residencial e industrial, Uruguay está en vías de construir (junto a

Argentina) una planta de regasificación de GNL (Gas Natural Licuado). En este trabajo se supuso que el Gas Natural, proveniente de dicha regasificadora estará disponible a partir del año 2014.

El costo fijo de la infraestructura necesaria para la planta de regasificación y su conexión a la red de gasoductos existentes se estimó en 450 MUSD y se supone realizada al inicio del año 2014. Sobre este monto hay gran incertidumbre pues, a la fecha de iniciar estos estudios (agosto 2010), recién se está en la etapa de definición de un proyecto de planta, pero a los efectos de este trabajo el monto en si no es relevante, pues se considera una inversión “decidida” y por tanto no interviene en la optimización.

El precio del Gas Natural se supuso indexado 100% con el precio de los combustibles líquidos. Esta es una hipótesis fuerte si se observa el pasado reciente en que el GN ha bajado en forma relativa respecto del petróleo y del carbón. Pero en el largo plazo, esa bajada relativa puede transformarse en una suba relativa importante.

Ante la anunciada escasez de petróleo, varios consumos están migrando hacia otros combustibles, es así que en el sector eléctrico se han disparados las renovables, el carbón, el gas natural y parecería que puede renacer la opción nuclear. En el sector transporte hay una apuesta fuerte a los autos eléctricos lo que desplaza parte de la demanda de combustibles líquidos al sector eléctrico en el cual esa demanda puede ser atendida desde otros combustibles (además de la mejora de la eficiencia). Es así que en el mediano y largo plazo, podría irse a un equilibrio de los USD/MMBTU entre el petróleo, el carbón y el gas natural y por estas razones y a falta de otras mejores se decidió realizar la indexación 1 a 1 entre el gas natural y el petróleo.

H. Tasa de descuento y moneda.

En este estudio la tasa de descuento utilizada es 12% anual y todos los precios y montos están expresados en dólares estadounidenses constantes de enero de 2010.

III. RESULTADOS

Para la realización de este trabajo se ejecutó una optimización del plan de inversión utilizando el algoritmo de optimización genética presentado en [5]. Los resultados que aquí se presentan corresponden a dos criterios de optimalidad diferente. Uno es el correspondiente a la (ec. 1) con aversión a la volatilidad anual $\alpha = 0.5$ y otro el correspondiente al criterio clásico de minimizar el valor esperado presente del costo futuro de abastecimiento de la demanda (ec. 2) o (ec. 1) con $\alpha = 0.0$.

Por simplicidad llamaremos a estos planes PI05 y PI00 respectivamente.

En la Tabla 4 se muestra el valor obtenido para los dos planes óptimos obtenidos según el criterio de la (ec. 1) identificado como PI05 y según el criterio de optimalidad de la (ec. 2) identificado como PI00.

Tabla. 4 Costos de los planes óptimos. Montos en MUSD.

	PI05	PI00
CAD = C1	5372	5336
C2(PI,alfa)	4230	5316
C3	6863	6802
C4	8132	8423

Cada fila en la Tabla 4 tiene los valores del criterio de optimización para cada plan. En la primer fila se despliega el criterio correspondiente a la (ec. 2) y que corresponde a la minimización del CAD. Como se puede apreciar, el plan PI00 que es óptimo según este criterio (ec. 2) tiene un CAD de MUSD 5336 mientras que el plan PI05 que es óptimo según el criterio de la (ec. 1) con una aversión a la volatilidad de 0.5 tiene un CAD de MUSD 5372 lo que significa un sobre costo según el criterio del CAD de MUSD 36 y que representa menos del 1% del CAD.

Ese sobre costo es el que hay que pagar para implementar el plan “PI05” en lugar del plan “PI00” y obtener así que en la segunda fila el valor de la (ec.1) para el PI05 sea MUSD 1086 inferior que el valor de la (ec. 1) para PI00. Para apreciar el significado de la reducción de estos MUSD 1086 en el valor de la (ec. 1) se sugiere mirar la fig. 2 en que se aprecia la variación de los costos anuales.

Los resultados muestran como con el fin de reducir la volatilidad anual de costos resulta conveniente realizar un adelantamiento de los proyectos respecto a la solución de minimizar solamente el valor esperado de los costos.

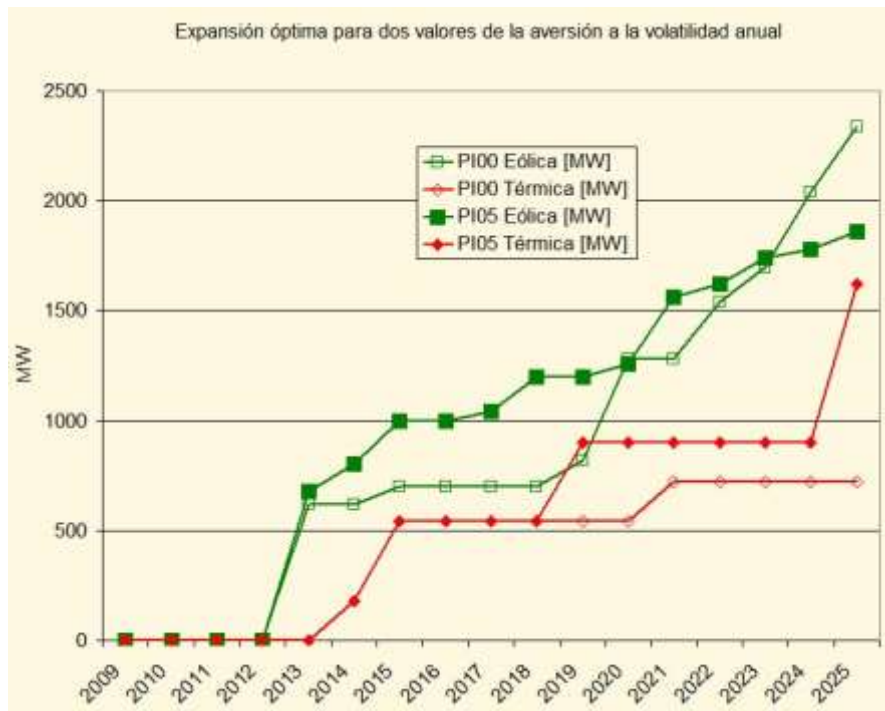


Fig.2. Resultados para dos valores de aversión a la volatilidad anual de costos.

En la fig. 3 se muestran los costos anuales de abastecimiento de la demanda, en valor esperado (curvas azules) y con riesgo de 5% de ser excedido (curvas rojas) para dos valores de la aversión a la volatilidad anual de costos. El caso $\alpha=0$ (trazo punteado) corresponde a la optimización clásica en que se minimiza el valor esperado del valor presente de los costos de abastecimiento.



Fig. 3 Costo de Abastecimiento de la Demanda anual, esperado y con riesgo 5% de ser excedido.

En la Fig. el área sombreada a la izquierda simboliza el corto plazo en el que no es posible que ingresen nuevas centrales de generación que ya no estén en proceso de construcción. Sobre ese

horizonte de tiempo no es posible introducir grandes cambios en los costos por efectos de la planificación de nuevas inversiones.

El único margen que tiene el optimizador para lograr bajar algo los costos antes del 2013 es sobre invertir un poco en el año 2013 con el propósito de poder usar más a fondo los embalses en el año anterior.

IV. CONCLUSIONES.

De los resultados obtenidos se los autores concluyen que con la variabilidad de precios ocasionada tanto por la variabilidad e la generación hidráulica, el precio de los combustibles y la eventualidad de atraso de los proyectos, con el criterio clásico de minimización del CAD (ec. 2) se obtienen resultados similares en cuanto a costos a los valores propuestos de minimizar el CAD con consideración de la volatilidad anual (ec. 1).

Un resultado interesante es la diferencia que existe en la inversión entre los dos planes óptimos y que no obstante llevan a diferencias de costos pequeñas MUSD 36. Esto muestra que en el sector eléctrico, ser conservador no tiene grandes sobrecostos.

En las simulaciones realizadas se supuso cerrada la importación y por lo tanto los planes de expansión surgen de suponer que Uruguay tienen que construir su respaldo energético para poder funcionar en "isla", discusión de esta hipótesis sobrepasa el objeto de este estudio, pero podría impactar en los resultados.

V. REFERENCIAS.

- [1] Simulación de granjas eólicas en el despacho óptimo del sistema hidro-térmico de generación de energía eléctrica del Uruguay. Ruben Chaer. Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía, ELAEE 2009. Santiago, Chile, page 1--13 - 21-24 mar. 2009.
- [2] Mejoras del modelado del recurso eólico de Uruguay en la plataforma SimSEE, Eliana Cornalino, Oscar Ferreño, Ruben Chaer. 8º Encuentro de especialistas en Energía Potencia Instrumentación y Medidas de la IEEE-Uruguay, Montevideo-Nov.2010.
<http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p77.pdf>
- [3] EFECTO DE LA CONSIDERACION DEL RIESGO EN LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE ENERGIA ELÉCTRICA, Marisa León, Nicolás Castromán, Ruben Chaer. 8º Encuentro de especialistas en Energía Potencia Instrumentación y Medidas de la IEEE-Uruguay, Montevideo-Nov.2010.
<http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p93.pdf>
- [4] SimSEE: Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica. Proyecto PDT 47/12, Gonzalo Casaravilla, Ruben Chaer, Pablo Alfaro. Technical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Number 7 - dec 2008.
<http://www.fing.edu.uy/iie/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>

- [5] Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica., Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla. 8º Encuentro de especialistas en Energía Potencia Instrumentación y Medidas de la IEEE-Uruguay, Montevideo-Nov.2010. <http://iie.fing.edu.uy/epim2010/myreview/myPapers/p94.pdf>
- [6] Modelo de series correlacionadas CEGH. R. Chaer-Octubre 2005. http://iie.fing.edu.uy/simsee/curso2010/Cap9_sintetizadorCEGH.pdf [7] U.S. Energy Administration Information, "International Energy Outlook - 2010," Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585, Jul. 2010.
- [8] Franz Rothlauf. Representations for Genetic and Evolutionary Algorithms. Editorial: Springer, 2002.

VI. ANEXO A. OPTIMIZACIÓN GENÉTICA ESTOCÁSTICA MULTI OBJETIVO.

La obtención del Plan de Inversiones óptimo se realiza mediante una optimización genética [¿??]. En el lenguaje de optimización genética, debemos considerar cada PI (Plan de Inversiones) como un individuo que será evaluado (mediante la realización de simulaciones) y en base al resultado de su evaluación tendrá más o menos posibilidades de ser considerado en las operaciones de cruzamiento que darán lugar a los nuevos "individuos" (planes de inversión) para la nueva generación a evaluar.

Para la realización de este trabajo, en lugar de utilizar un sólo criterio de "éxito" se utilizaron cuatro. Un plan de inversión será más exitoso cuanto menor sea cada uno de los siguientes criterios:

$$C_1(PI, \alpha) = CAD \left\langle \begin{matrix} N \\ k=1 \end{matrix} \right\rangle = \sum q^{k-1} \cdot CAD_k$$

$$C_2(PI, \alpha) = CAD * \left[(1-\alpha) + \alpha * k \sum_{k=1}^N VaR(CAD_k) - CAD_k \right] * \left[\frac{N-1-qN-1}{q} \right]$$

$$C_3(PI, \alpha) = VaR(CAD)$$

$$C_4(PI, \alpha) = \sum_{k=1}^N q^{k-1} \cdot VaR(CAD_k)$$

Definiendo $y = VaR(x) = \{y / p(x > y = 5\%)\}$

Dado un PI mediante simulaciones se calculan los cuatro criterios y el resultado es almacenado en una base de datos como cuatro indicadores de éxito del individuo. Al momento de realizar la operación de cruzamiento, el algoritmo genético elige al azar uno de los cuatro criterios para priorizar en ese cruzamiento ese criterio en la selección de los “progenitores”. De esa forma se van obteniendo generaciones que a la vez tienen individuos que son “buenos” en alguno de los cuatro criterios. Por analogía con el mecanismo genético de los seres vivos es como en la evolución general la “especialización” en algunas especies. Por ejemplo en las colmenas hay tipos de abejas, especializadas en tareas concretas para las que son “mejores”.

Cada simulación de un plan de inversiones es útil para calcular los cuatro criterios por lo cual la consideración de los cuatro en forma simultánea no agrega un costo de cómputo significativo.

Cada uno de los cuatro criterios, tiene incorporado una medida de una distribución de probabilidad, ya sea por el cálculo del valor esperado o del riesgo de superar un valor. Esto implica que dependiendo de la cantidad de evaluaciones realizadas para el mismo PI se tendrá una mejor o peor estimación de los valores de cada criterio. Para economizar la cantidad de evaluaciones, el algoritmo simula en cada evaluación 100 realizaciones de los procesos estocásticos y con eso obtiene la primer estimación de los valores C1, C2, C3 y C4, posteriormente, cada vez que un PI es seleccionado como progenitor, con cierta probabilidad es evaluado nuevamente (simulando otras 100 realizaciones de los procesos estocásticos) es nueva evaluación es agregada a las que ya se hubiesen realizado sobre es PI. De esa forma, los planes que son seleccionados más veces por el mecanismo de cruzamiento, van mejorando la estimación de sus valores C1, C2, C3 y C4.

SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA: LA POTENCIALIDAD EN LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES Y EL ROL DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS PARA SU PROMOCIÓN.

Cecilia Fernández

Título: **Licenciada en Economía**

Organización: **Universidad Nacional del Sur y Comisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires.**

Dirección: **12 de Octubre y San Juan -Bahía Blanca.**

Teléfono: **0291-4595138**

Fax: **0291-4595139**

E-mail: cecilia.fernandez@uns.edu.ar

Introducción

Pese a su alto potencial eólico distribuido a lo largo de todo el territorio nacional, y especialmente en la parte sur y costa atlántica, Argentina no ha logrado en los últimos años acoplarse a la tendencia mundial caracterizada por el aumento en la capacidad eólica instalada. Este problema, puede deberse a diferentes factores, siendo una de las principales hipótesis a analizar en este trabajo, será la insuficiencia de instrumentos de política efectivos que promuevan inversiones en tecnología eólica en la región de estudio. El objetivo primordial es estudiar el impacto de los diferentes mecanismos de incentivo para la promoción de energía eólica, y sus potencialidades para impulsar el desarrollo de la misma a nivel nacional, poniendo especial énfasis en el análisis de las potencialidades de la energía eólica en la provincia de Buenos Aires.

Metodología

Diversos autores que estudian el desarrollo de las energías renovables en el mundo en general, y en ciertas regiones en particular, han analizado las diferentes barreras que este tipo de fuentes han enfrentado en las distintas regiones y los mecanismos utilizados para su promoción. En este contexto, las barreras que las energías renovables enfrentan principalmente en Argentina, son aquellas derivadas de cuestiones económico-financieras e institucionales, relacionadas directamente con la política económica. El reconocimiento de la existencia de este tipo de barreras a la entrada de las distintas energías renovables, y de la energía eólica en particular, implica admitir la necesidad del uso de la política energética. Así bajo el reconocimiento de la importancia de la misma, los distintos países del mundo han desarrollado diferentes mecanismos de política energética para incentivar el desarrollo de las fuentes de energías renovables (Haas *et al.*, 2004; Goldemberg *et al.*, 2004; Kissel y Krauter, 2006, Laird y Stefes, 2009).

Resultados Esperados

Los proyectos eólicos en Argentina se desarrollan en un mercado desregulado, abierto y segmentado como es en la actualidad el mercado de generación eléctrica. Por lo tanto, el diseño óptimo de un mecanismo de incentivos por parte del Estado que impulse y desarrolle este tipo de tecnologías debe tener en cuenta las características y dinámicas propias de los mercados en los que funcionarán. Se requiere entonces desarrollar políticas energéticas activas que promuevan este tipo de tecnologías, dentro de una planificación energética nacional.

Uno de los requerimientos más críticos para proyectos eólicos es la existencia de un mercado al cual vender la energía eléctrica generada. Esto es muy fácil de lograr en caso de un sistema monopólico, el que sin duda tendría un mercado asegurado en caso de querer recurrir a la

generación eoloelectrica. Sin embargo, muchos de los emprendimientos existentes son de productores independientes; en estos casos el generador requiere una seguridad continuada de venta de su producto. Para ello es imprescindible contar con una **legislación** adecuada de manera de crear un mercado estable.

Argentina cuenta con un gran potencial natural para la provisión de energía a través de la energía contenida del viento. Sin embargo para que esa energía efectivamente pueda ser aprovechada es necesario crear un mecanismo en el que puedan competir con las fuentes convencionales a través de mecanismos de incentivos formulados por el Estado. Sobre esta base los resultados que se esperan demostrar es que en el actual contexto económico energético, los instrumentos de política económica juegan un rol primordial en la promoción de la energía eólica en Argentina, y en particular la provincia de Buenos Aires.

Desarrollo:

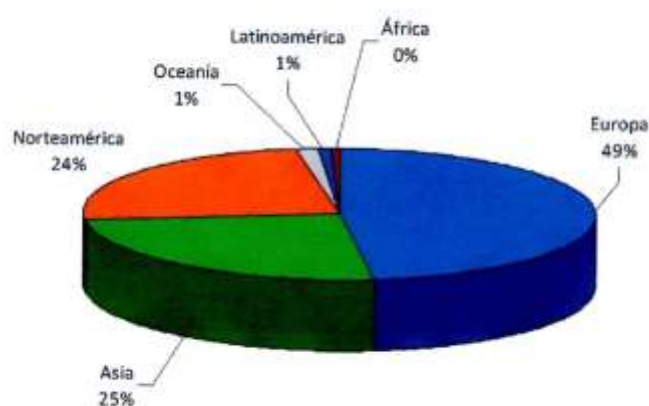
1. Diagnostico de la situación energética nacional

La situación energética nacional y mundial transcurre por un momento muy complejo y existe coincidencia en que para superarlo debe recurrirse al uso racional de la energía, a la instalación de nuevas centrales, al reemplazo de las más antiguas y a la diversificación de las fuentes, dándole una adecuada prioridad a las energías renovables y no convencionales. La solución incluye un conjunto de tecnologías donde la nuclear y la eólica tendrán un rol importante, formando parte de la matriz energética más adecuada a las necesidades de cada país, teniendo en cuenta las capacidades y los recursos disponibles. Respecto a la energía eólica, se está avanzando en generar el consenso para establecer una política que privilegie los proyectos con tecnología nacional. Son evidentes las ventajas que presenta la eólica como fuente renovable de energía limpia, y es muy probable que se vuelva rentable en nuestro país dentro de pocos años gracias a la evolución esperable de los precios de la energía (tanto en el país como en el mundo) traccionados por el inevitable incremento de los precios del combustible fósil (al igual que el de los biocombustibles). Justamente en nuestro país, gracias al excepcional recurso natural y al extenso territorio, los parques eólicos interconectados pueden aportar una contribución importante a la matriz energética nacional, la que imperiosamente debe diversificarse mas, para reducir la excesiva dependencia actual del combustible fósil. (Brendstrup, H. 2009).

1.1 Panorama Internacional

La energía eólica es una de las fuentes de energía de más rápido crecimiento en el mundo. Dinamarca, España y algunas regiones de Alemania generan entre el 12% y el 25% de su electricidad (expresado en términos de energía, es decir MWh) con turbinas eólicas (Brendstrup, H. 2009). España es el país con mayor factor de penetración eólica en su sistema eléctrico (en términos de potencia, es decir MW), el que ha llegado varias veces al 40 % y dos veces al 50%, por espacio de muchas horas, sin afectar la calidad del suministro eléctrico y sin que aparecieran problemas de estabilidad en la red (Brendstrup, H. 2009). La energía eólica es líder en potencia instalada por segundo año consecutivo en Europa y la 2° tecnología por 3° año consecutivo en Estados Unidos. La potencia eólica instalada creció globalmente por encima del 30% anual en la pasada década. (Global Wind Energy Council, 2010). Según la WWEA ([World Wind Energy Association](#)) el mercado eólico mundial en el año 2009 ha sido liderado por Europa, seguido por Asia y Norteamérica. La participación de Latinoamérica ha sido muy pequeña.

Composición del mercado eólico mundial. Año 2009



Fuente: [World Wind Energy Association](#), 2010.

1.2 Panorama Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional abarca 367.938 km de tendido de líneas de baja, media y alta tensión ya sean aéreas como también líneas subterráneas. El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) está compuesto por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que abastece al norte y centro del país, y a partir del 2006 se integró el Sistema Interconectado Patagónico formando el Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP), que abastece al sur del país. Además de estos sistemas interconectados, existen sistemas eléctricos dispersos o aislados y sistemas interconectados no MEM (INOMEM), que se encuentran conectados a un sistema provincial

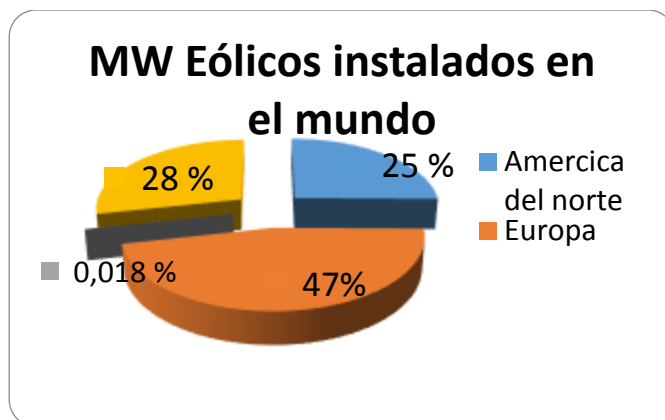
vinculado al SADI, pero no son despachados por el organismo encargado de despacho, por lo tanto, la demanda que abastecen no está incluida en el MEM. Los bajos precios que reciben los generadores por la electricidad impiden que surja una industria eólica argentina, pero al mismo tiempo frenan el desembarco en el país de fabricantes extranjeros. Esto crea una oportunidad para que algunas firmas argentinas asuman el riesgo de volverse competidoras mundiales en este mercado inmenso. La instalación de parques eólicos grandes, con equipos propios, diseñados y fabricados en el país, sería una contribución a la oferta energética que necesariamente tiene que acompañar el desarrollo económico. (Instituto de Energía y desarrollo sustentable, Comisión Nacional de Energía Atómica, 2009).

Contamos con parques eólicos y nuestros desarrollos tecnológicos en el rubro son incipientes. Eso se debe a dos factores, primero para los generadores privados la opción eólica no es atractiva debido al bajo nivel del precio del MWh en el mercado eléctrico nacional. Segundo, los incentivos nacionales y provinciales que premian la generación eólica no alcanzan para volver interesante este precio. La tendencia alcista de las tarifas continuará, el precio de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) superó últimamente los 40 dólares por Megavatio hora, ya cuadruplica el existente al momento en que se terminó el régimen cambiario de la convertibilidad. Si a eso se le suma la posibilidad de combinar la electricidad eólica con la hidráulica (Sistema mixto), que permite administrar el despacho de cargas en forma optimizada en función de la disponibilidad de viento, del recurso hidráulico disponible, de la tarifa y de la demanda horaria, resulta inevitable que en algún momento se llegue a valores atractivos para los generadores privados. (Instituto de Energía y desarrollo sustentable, Comisión Nacional de Energía Atómica, 2009). Si las firmas locales no lograrán crecer a tiempo dentro de su propio mercado interno, aprovechando la frágil y paradójica protección de las todavía bajas tarifas del MEM, se cerraría una “ventana de oportunidad” (que difícilmente podrá durar más de unos tres años) para que la Argentina construya una industria eólica propia, libre de trabas y licencias exteriores. (Instituto de Energía y desarrollo sustentable, Comisión Nacional de Energía Atómica, 2009).

2. Desarrollo de la energía eólica a escala nacional

Cuando se analiza el posicionamiento de Argentina en lo relativo a las energías renovables se observa que se destaca en el número 43 en el ranking mundial, con una capacidad eólica instalada a fines de 2009 de 29,8 MW, representando solo un 0,018% del total instalado a nivel mundial. En lo referente a la energía eólica (la de mayor perspectiva dentro de las renovables) su participación

en la potencia instalada de generación eléctrica a nivel nacional no alcanza al 1% tal como lo muestra el siguiente grafico. Para el año 2010 la potencia instalada ha sido de 54,9 MW (Centro Regional de Energía Eólica, 2010).



Fuente: Elaboración propia en base a datos de WWEA – World Energy Report (2009)

A nivel mundial existe una capacidad total a fines del año 2009 de 159.213,3 MW. Si se compara con el año anterior, la capacidad eólica mundial fue de 120.902,9. Por lo tanto, en el año 2009 hubo un incremento de dicha capacidad de 38.312,0 MW respecto al año 2008. Mediante el siguiente grafico de la WWEA - World Wind Energy Report (2009) se puede observar el ranking mundial y la capacidad eólica de los distintos países del mundo que desarrollan la energía eólica dentro de sus matrices energéticas.

Ranking mundial de capacidad eólica

Ranking	País	Capacidad Junio 2010 [MW]	Capacidad adicional Junio 2010 [MW]	Capacidad fines 2009 [MW]
1	USA	36300	1141	35159
2	China	33800	7790	26010
3	Alemania	26400	623	25777
4	España	19500	351	19149
5	India	12100	1175	10925
6	Italia	5300	450	4850
7	Francia	5000	479	4521
8	Reino Unido	4600	508	4092
9	Portugal	3800	265	3535
10	Dinamarca	3700	203	3497
...				
43	Argentina	40	10	30

Fuente: WWEA - World Wind Energy Report (2009)

En cuanto a su posición a nivel regional, ocupa el quinto lugar en la región de América Latina, muy por debajo de Brasil, que se presenta como líder de la región con alrededor de 800 Mw. instalados. (WWEA, 2010).

A pesar de que el país cuenta con vastos y variados recursos en energías renovables, estos no han sido explotados aún en su totalidad, con excepción de la hidráulica. Aunque si se han utilizado en forma aislada, principalmente el recurso eólico en molinos de bombeo de agua para el sector agrícola. (Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable, 2010). El aprovechamiento de la energía eólica se da principalmente en la *provincia de Buenos Aires*, La Pampa y en la Patagonia donde el recurso eólico alcanza su mayor potencialidad. Actualmente se encuentran en funcionamiento aproximadamente quince instalaciones eólicas en el país. La potencia instalada total es 27.8 MW y todos vuelcan su electricidad a las redes eléctricas locales no estando aún conectados al sistema interconectado nacional. Se muestran a continuación los detalles técnicos de cada uno de las instalaciones eólicas. (Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable, 2010).

Parques eólicos instalados en Argentina *

LOCALIDAD	PROVINCIA	PUESA EN SERVICIO	POTENCIA TOTAL (MW)	DETALLE DE MAQUINAS	MARCA Y MODELO	VELOC. MEDIA ANUAL (M/S)	PROPIETARIO (OPERADOR)	OBSERVACIONES
Comodoro Rivadavia	Chubut	19/1/94	500	2 x 250 KW	MICON M530	9,4	PECORSA	RE. "COMODORO RIVADAVIA"
Central-Co	Neuquén	20/10/94	400	1 x 400 KW	MICON M750-400/100	7,2	COPELCO Coop. Ltda.	
Peluser-Co	Buenos Aires	17/2/95	400	1 x 400 KW	MICON M750-400/100	7,3	Coop. Eléctrica de Punta Alta	
Tandil	Buenos Aires	26/5/95	800	2 x 400 KW	MICON M750-400/100	7,2	CRETA Coop. Ltda.	
Rada Tilly	Chubut	18/3/96	400	1 x 400 KW	MICON M750-400/100	10,3	COAGUA Coop. Ltda.	
Comodoro Rivadavia	Chubut	12/9/97	6.000	8 x 750 KW	NEG-MICON NM750/44	9,4	SCPL Com. Riv.	RE. "ANTONIO MORAN"
Wayer Barabotich	Buenos Aires	22/10/97	1.200	2 x 600 KW	AN BONUS 600 KW/44	7,4	Coop. Eléctrica de M. Barabotich	
Darriguera	Buenos Aires	19/9/97	750	1 x 750 KW	NEG-MICON NM750/44	7,3	CÉLIDA Coop. Ltda.	RE. "HERCULES"
Punta Alta (Bajo Hondo)	Buenos Aires	10/12/98	1.800	3 x 600 KW	AN BONUS 600 KW/44	7,8	Coop. Eléctrica de Punta Alta	RE. "CENTENARIO"
Claramed	Buenos Aires	26/12/98	750	1 x 750 KW	NEG-MICON NM750/48	7,3	Coop. Eléctrica de Claramed	
Pico Truncado	Santa Cruz	5/3/01	2.400	4 x 600 KW	ENERCON (NOBBEN) E-40	10,3	Municipalidad de Pico Truncado	RE. "JORGE ROMANUITI"
Comodoro Rivadavia	Chubut	10/01	10.560	16 x 660 KW	GAMESA G-47	9,4	SCPL Com. Riv.	RE. "ANTONIO MORAN"
Grál Acha	La Pampa	11/02	1.200	2 x 600 KW	NEG-MICON NM900/52	7,2	COSEGA Ltda.	
Veladero	San Juan	9/07	2.000	1 x 2000 KW	DEWIND DL2	-	BARBER GOLD Corp.	Autoproducción
		POTENCIA TOTAL:	29.740					

Fuente: Secretaria de Energía de la Nación, 2009.

*Los valores precedentes son meramente nominales, ya que numerosas turbinas se encuentran fuera de servicio por fallas varias.

En Argentina existen aproximadamente 15 parques eólicos operando. Casi todos los parques en operación abastecen a una red local cautiva de usuarios clientes de la cooperativa, como distribuidora local, mandando los excedentes a la red. En la mayoría de los casos, para esas cooperativas, el precio de venta a sus clientes, de alrededor de 7,5 centavos US\$/kWh, que supera al costo de generación propio, que es alrededor de 6,7 centavos US\$/kWh. Por lo tanto, podemos concluir que la energía eólica sigue avanzando dentro de la matriz energética nacional y es considerada como la tecnología con mayor potencial de desarrollo en la Argentina dentro de las energías renovables, en el mediano plazo, seguida de cerca por la energía solar, luego la hidroenergía y la biomasa.

2.1 Medición del recurso eólico

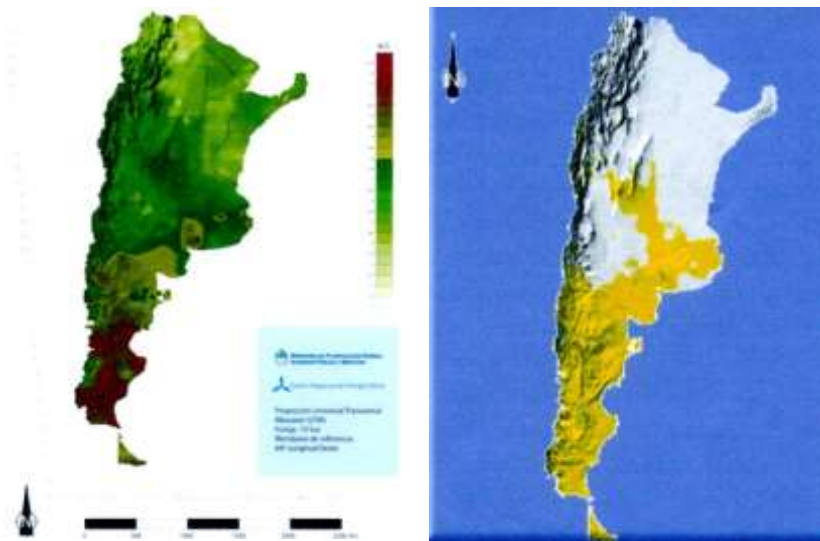
La región Patagónica, única tierra firme en la banda de 40º a 50º latitud S con vientos casi permanentes del sector WSW á SW, es una de las regiones de mayor potencial eólico del planeta, gracias a la dirección, constancia y velocidad del viento, pudiendo alcanzarse con granjas eólicas allí instaladas factores de capacidad superiores al 35%. Para muchos especialistas, el viento patagónico es el de mejor calidad en todo el mundo como recurso continental. En el resto del mundo sólo se encuentran vientos de energía o persistencia equivalentes en algunas islas del Mar del Norte y del Pacífico Norte, o en instalaciones "off shore"¹. (Asociación Argentina de Energía Eólica, 2009).

La experiencia mundial indica que con vientos medios superiores a 5 m/s es factible el uso del recurso eólico para la generación eléctrica. La Argentina tiene cerca del 70% de su territorio vientos cuya velocidad media anual, medida a 50 metros de altura sobre el nivel del suelo, supera los 6 m/s. La costa atlántica de la **Provincia de Buenos Aires** tiene vientos similares a los de las costas del Báltico y del Mar del Norte, superiores a los 7 m/s. Vastas zonas en la Patagonia media y sur cuentan con velocidades promedio que superan los 9 m/s y hasta 12 m/s. Por lo general las granjas eólicas "on-shore"² en Europa se encuentran en sitios con promedios de vientos del orden de 7m/s. Existen también otras regiones en la Argentina con vientos de intensidades medias entre 7 y 10 m/seg, no sólo en la costa atlántica de la **provincia de Buenos Aires** sino también en varias provincias centrales. (Asociación Argentina de Energía Eólica, 2009).

¹ Parques eólicos situados en el mar.

² Parques eólicos situados en tierra.

Mapa del Potencial Eólico Argentino



Fuente: Mattio, H. Centro Regional de Energía Eólica, 2010.

A través del siguiente gráfico, puede observarse las zonas con mayores vientos en el país. Se demuestra el potencial que presenta la **provincia de Buenos Aires** para desarrollar este tipo de tecnologías.

2.2 Potencial eólico en la Provincia de Buenos Aires

La Provincia de Buenos Aires no escapa a la situación de contexto internacional y nacional, donde existen crecientes necesidades de energía en condiciones cuali-cuantitativas adecuadas, con una matriz energética fuertemente dependiente de hidrocarburos y, como en toda la región, con dificultades para efectuar las inversiones necesarias en tiempo y forma. (Dirección Provincial de Energía, 2010). La diversificación de fuentes de energía y el uso eficiente de la misma, contribuyen decisivamente a la garantía de suministro en el mediano largo plazo, en tanto que nos podemos valer de fuentes energéticas autóctonas e inagotables, como las energías renovables, y de

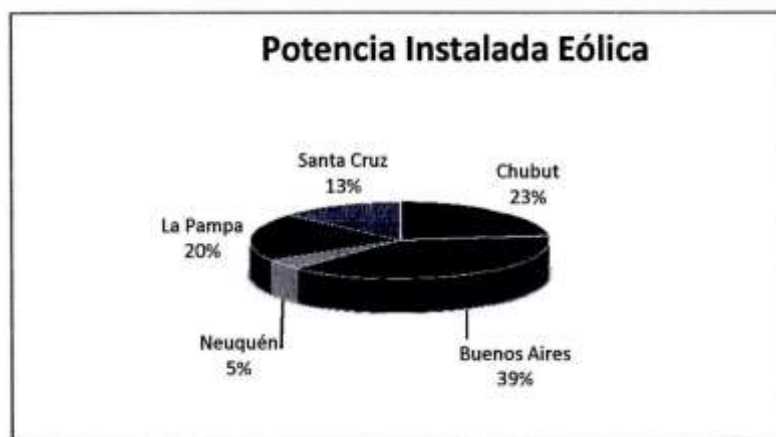
herramientas de ahorro de recursos energéticos escasos, caros, no renovables y contaminantes como los hidrocarburos. Evidentemente el sector energético de la provincia es estratégico para su desarrollo. Y depende casi absolutamente de los combustibles fósiles y de la energía eléctrica que importa. En este marco es importante la diversificación de fuentes de energía y una apuesta fuerte al desarrollo de las energías renovables, en las que sin duda, la Provincia de Buenos Aires tiene un gran potencial. (Dirección Provincial de Energía, 2010)

La potencia instalada, en nuestro país, de energía eólica se encuentra distribuida de la siguiente manera:

Provincia	Potencia instalada (kW)
Chubut	2.060
Buenos Aires	5.700
Neuquén	400
La Pampa	1.800
Santa Cruz	1.200

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable (2010).

Argentina cuenta con sólo 30 MW instalados principalmente por cooperativas eléctricas entre 1994 y 2002. Aunque este valor ha crecido en los últimos años, está muy por debajo de los valores que se manejan en otros países. En Argentina hay 15 parques eólicos operando. Casi todos los parques en operación abastecen a una red local cautiva de usuarios clientes de la cooperativa, como distribuidora local y vuelcan excedentes a la red. (AAEE, 2008).



Fuente: Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable (2010).

De este gráfico se desprende la importancia de la provincia de Buenos Aires en cuanto al consumo energético a nivel nacional, dando lugar a la necesidad de aprovechar los recursos naturales existentes en ella como fuente de energía. Por tal motivo, la **Provincia de Buenos Aires** es una de las áreas claves para el desarrollo de la energía eólica en la Argentina y su potencial se puede comprobar en las cinco instalaciones que ya existen en diferentes sitios de la provincia. El recurso eólico en Buenos Aires, particularmente en su zona costera, es comparable con el que poseen países que han desarrollado a gran escala la energía eólica. Por ejemplo, Alemania, uno de los países con mayor capacidad eólica instalada en la actualidad, posee en la mayor parte de su territorio vientos con un promedio de velocidad similar o menor a los que posee la provincia de Buenos Aires. Sin embargo, la cercanía a las redes de distribución eléctrica facilita el aprovechamiento de su recurso eólico en comparación con las restricciones en las redes eléctricas existentes en otras regiones del país como en la Patagonia. El programa oficial de desarrollo de la industria eólica en Argentina se centra en el Plan Estratégico Nacional de Energía Eólica (PENEE) mediante el cual el Gobierno Nacional impulsa la instalación de al menos 300 MW de potencia. Las primeras tareas del PENEE incluyeron la elaboración de un mapa de vientos nacional que estuvo a cargo del Centro Regional de Energía Eólica (CREE). Los primeros proyectos de generación englobados dentro de este plan son Vientos de la Patagonia I y II. Mediante el siguiente cuadro puede observar que en la Provincias de Buenos Aires se encuentran 6 parques eólicos en funcionamiento, *Tandil* (0,8 MW), *Darregueira* (0,8 MW), *Mayor Buratovich* (1,2 MW), *Punta Alta* (2,2 MW) y *Claromeco* (0,8 MW) Pehuenco (400 MW). Y dos parques eólicos que se encuentran en construcción *Vientos del Secano* (50 MW), y el parque ubicado en *Tornquist*.

Jurisdicción	Propietario	Central	Mercado	Nº de Máquinas	Potencia Nominal (kW)
Buenos Aires	COOPERATIVA	Claromecó	INOMEM	1	750
		Darragueira	INOMEM	1	750
		Mayor Buratovich	INOMEM	2	1.200
		Punta Alta - Centenario	INOMEM	3	1.800
		Punta Alta - Pehuen Co	INOMEM	1	400
		Tandil - Cretal	INOMEM	2	800

Fuente: Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable (2010)

3. Mecanismos de promoción para el desarrollo de la energía eólica

Los proyectos eólicos en Argentina se desarrollan en un mercado desregulado, abierto y segmentado como es en la actualidad el mercado de generación eléctrica. Por lo tanto, el diseño óptimo de un mecanismo de incentivos por parte del Estado que impulse y desarrolle este tipo de tecnologías debe tener en cuenta las características y dinámicas propias de los mercados en los que funcionarán. Se requiere entonces desarrollar políticas energéticas activas que promuevan este tipo de tecnologías, dentro de una planificación energética nacional. Uno de los requerimientos más críticos para proyectos eólicos es la existencia de un mercado al cual vender la energía eléctrica generada. Esto es muy fácil de lograr en caso de un sistema monopólico, el que sin duda tendría un mercado asegurado en caso de querer recurrir a la generación eolieléctrica. Sin embargo, muchos de los emprendimientos existentes son de productores independientes; en estos casos el generador requiere una seguridad continuada de venta de su producto. Para ello es imprescindible contar con una **legislación** adecuada de manera de crear un mercado estable.

En la literatura económica, se han detectado una serie de mecanismos de incentivos económicos que inducen a los agentes privados a invertir en fuentes de energías renovables. Del análisis pormenorizado de la literatura económica se observa que la discusión más importante dentro de los mecanismos de promoción se centra en torno “a qué” mecanismo elegir para incentivar el acceso a la red. La discusión se concentra en **Feed in tariff** vs. **Cuotas**. En respuesta a este interrogante, la evidencia empírica muestra que los países líderes en implementar generación eolieléctrica (Alemania, USA, España, Dinamarca) utilizan el sistema **feed in tariff** tal como lo muestra el cuadro anterior. De acuerdo con este sistema, los generadores de electricidad con fuentes renovables tienen derecho a vender toda su producción a la red eléctrica y a ser por ello retribuidos bien a un precio fijo o bien al precio horario del mercado eléctrico general más un incentivo fijo que refleja o compensa el valor ambiental de la producción renovable. Mientras la

primera variante –precio fijo se aplica como opción única en Alemania, Austria, Grecia, Portugal, Francia y Holanda, el sistema regulatorio español permite a los generadores renovables optar cada año por seguir una u otra variante, esto es, el precio fijo o la opción del precio de mercado más el incentivo fijo compensatorio. En cualquiera de sus variantes, los sistemas **feed in tariff** se caracterizan por fijar legalmente los precios o incentivos, cuyas cuantías se adaptan a cada una de las diversas tecnologías renovables. En la mayoría de los países dónde se aplica este sistema, el cobro del precio o prima queda además garantizado durante un período de tiempo que oscila entre los 10 y los 20 años a contar desde la puesta en marcha de la instalación. (Asociación de Productores de Energías Renovables, APPA, 2003).

Los sistemas de **Feed-in tariff** han demostrado ser los más efectivos para promover la expansión de las fuentes renovables de electricidad. Pero a pesar de haber manifestado su aptitud para incrementar la capacidad renovable de una manera eficaz y sencilla, el sistema de *Feed-in tariff* viene siendo sistemáticamente atacado desde hace años con diversos argumentos de escasa consistencia. A estos sistemas se los sigue mezclando peyorativamente con la idea de subsidios y subvenciones. Esta aparentemente inocua combinación pretende insistir en la idea de que estos sistemas de apoyo al precio no son presuntamente compatibles con el *libre mercado*, cosa que sí se predica, en cambio, de los sistemas de cantidades reguladas y, en particular, del sistema de cuota (Asociación de productores de energías renovables, APPA, 2003). La ventaja principal del *sistema de cuota* es su sencillez administrativa fomentando una mejor planificación de los recursos. Aunque el *feed in tariff* no se asocia con un acuerdo de compra de energía (PPA) formal, generalmente las compañías de distribución están obligadas a comprar toda la producción a las instalaciones de energía renovable. Este sistema atrae al inversor, pues le garantiza por lapsos predeterminados un determinado importe por Kwh. entregado a la red, independiente de vaivenes tarifarios por razones generalmente políticas. En consecuencia, puede predecir con cierta razonabilidad el tiempo al cabo del cual podrá amortizar su inversión. Sin embargo el problema principal asociado con un sistema de precio fijo es que no se presta fácilmente a ajustes – ni al alza ni a la baja – para reflejar los cambios en los costes de producción de las tecnologías renovables. (European Renewable Energy Council, 2007). El **sistema de cuotas** ([*Renewable portfolio standard, RPS*](#)) están en funcionamiento desde hace apenas pocos años en algunos países de la Unión Europea: Italia, Inglaterra, Bélgica y Suecia. Más allá de sus variantes, en estos sistemas el Estado impone a las compañías distribuidoras de electricidad la obligación de que un determinado porcentaje, generalmente creciente en el tiempo, de su suministro provenga de fuentes de

energías renovables. Es la llamada cuota fija, que se determinó inicialmente en Italia en el 2% o el 3% en Inglaterra. (Asociación de Productores de Energías Renovables, APPA, 2003). El incumplimiento de las cuotas mínimas implica el pago de una penalidad onerosa. En la práctica generalmente se implementa mediante la entrega de un certificado o “bono verde” a las generadoras de electricidad en base a fuentes renovables por cada MWh de electricidad producido. Los distribuidoras y grandes usuarios de energía eléctrica obligados a cumplir la cuota mínima compran dichos certificados a los generadores directamente o a través de *traders*. El valor natural de los bonos es la diferencia entre el costo medio de generación de los proyectos en base a fuentes renovables y el precio de la electricidad en el mercado con un máximo en el valor de la penalidad por incumplimiento (lo que incentiva la compra de bonos por sobre el pago de penalidades). Los precios reales de los bonos verdes se determinan en función de la oferta y la demanda efectiva en cada mercado. (Cámara Argentina de Energías Renovables, 2009). Los que apoyan la adopción de este mecanismo, afirman que la aplicación se traducirá en competencia, eficiencia y en innovación ya que ofrecen energías renovables al menor costo posible, permitiendo que las mismas sean más competitivas. Los RPS crean estabilidad y demanda a largo plazo, lo que fomenta mercados prósperos de energías renovables. En un país determinado, las discrepancias regionales que surgen del coste y la disponibilidad de las fuentes de energía renovable se pueden compensar mediante “certificados de energía renovable” comerciables (“certificados verdes”). De hecho, los mercados de energía renovable tienen que estar dirigidos por una combinación de medidas de demanda y oferta capaces de mantener los costes de los distribuidores de electricidad y los precios de venta a sus consumidores a un nivel mínimo. (ONU, Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial). Este mecanismo establece la obligación de que el suministro de electricidad provenga en un determinado porcentaje, de las fuentes renovables de energía. Requiere que la cuota adquirida por una empresa se incremente anualmente en un porcentaje determinado, y han tendido a ser más exitosos cuando se los aplico conjuntamente con otros mecanismos de incentivos como los créditos tributarios federales (Red de Energías renovables, 2007).

Los países líderes en implementar este tipo de tecnologías como Alemania, España, Brasil incentivan la producción con fuentes renovables asegurándole totalmente una rentabilidad al productor. Mientras que por ejemplo Argentina le paga al generador eleoelectrico el precio spot (que surge del mercado mayorista) más un pequeño incentivo. Es decir, el sistema elegido por

Argentina para remunerar las energías renovables no le garantizan al productor una rentabilidad, y además el monto del incentivo por encima del precio spot es muy pequeño.

La principal diferencia entre los sistemas basados en la cuota y los sistemas basados en el precio, es que el primero fomenta la competencia entre los productores de electricidad. De todas formas, existe competencia entre los fabricantes de tecnologías, que es el factor crucial para abaratar los costes de la producción eléctrica, independientemente si el gobierno regula los precios o las cuotas. Los precios abonados a los productores de energía eólica son actualmente mayores en muchos sistemas europeos basados en la cuota (Reino Unido, Bélgica, Italia), que en los sistemas de precios fijos o los basados en las primas (Alemania, España, Dinamarca) (European Renewable Energy Council, 2007). Sin embargo, la agencia internacional de energía (IEA), concluye que el *Feed-in Tariff* es más efectivo para desarrollar energías renovables y menos costosas para los consumidores que los sistemas de cuotas (*Renewable Portfolio Standard*).

Una forma de crear rápidamente en nuestro país las condiciones propicias para la instalación de grandes parques eólicos, sería implementar un esquema de “*Feed In Tariff*” similar al utilizado actualmente en varios países de Europa y Brasil (que ya cuenta con 630 MW eólicos instalados), con un precio por MWh garantizado a lo largo de 15 a 20 años, que sea suficientemente atractivo como para convencer a los inversores. **Se espera que la Licitación Nacional e Internacional de ENARSA N° EE 001/2009 (GenRen) genere el marco propicio para que se produzca el despegue de la energía eólica en nuestro país.** (Brendstrup, H., 2009). Esto le implicará a la Argentina de lo que actualmente le está costando importar energía eléctrica y combustibles fósiles para que el sistema pueda sostener la demanda. En menor medida, también contribuirán a la rentabilidad de estos proyectos eólicos, los ingresos que genere la colocación en el mercado de los Certificados de Reducción de Emisiones (o “bonos de carbono”) (Brendstrup, H., 2009). La industria de la energía del viento estuvo enfrentando en 2008 una falta de componentes para las turbinas a raíz de la demanda de granjas eólicas en el mundo, lo que determina una buena oportunidad de negocio para exportar aerogeneradores y componentes, una vez afianzado el producto a nivel nacional (Brendstrup, H., 2009).

4. Legislación nacional

Para lograr el desarrollo en materia de energías renovables, es necesario contar con un marco normativo legal adecuado. La bibliografía consultada muestra que aquellos países que lograron grandes avances en lo relativo al desarrollo de las energías renovables han contado con un marco

legal e institucional altamente formalizado. En Argentina, se observa una gran cantidad de decretos regulatorios y resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación, los cuales han surgido principalmente con posterioridad a la aparición de los problemas de abastecimiento energético del año 2004. La primera ley de incentivo a las nuevas fuentes de energía renovables en el país fue la **Ley 25.019** (19/10/1998): **Energía Eólica y Solar**. La misma fue modificada posteriormente por la **Ley 26.190** (02/01/2007): **Régimen de Fomento Nacional Para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica**. Esta ley establece en su artículo segundo la meta a alcanzar el 8% en la participación de las fuentes de energías renovables en el consumo eléctrico nacional para el año 2016. Es decir que se incluye como objetivo la participación de un *Portafolio de Renovables* en la oferta total de electricidad. Las tecnologías que se incluyen son las: eólica, mareomotriz, hidráulica hasta 30MW, gases de vertedero, y gases de plantas de depuración y biogás. Como instrumentos de promoción económicos, se establece una remuneración de 0,015 \$/kWh efectivamente generados con cualquiera de las tecnologías mencionadas, con excepción de los generadores fotovoltaicos solares para los cuales dicha remuneración es de 0,9 \$/kWh. Esto implica un subsidio de dicho monto por sobre el precio reconocido a dichos generadores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), es decir un sobre precio. Se establece también la posibilidad de diferir el pago del IVA de las inversiones en capital y la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, cuyos beneficios son por 15 años a partir de la sanción de la ley. Por otro lado, la **Ley Nº 26.123**. (25/08/2006): **Régimen para el Desarrollo de la Tecnología, Producción, Uso y Aplicación del Hidrógeno como Combustible y Vector de Energía**, declara de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía. En virtud de lo anterior Argentina se encuentra en constante avance en lo relativo a la incorporación de una normativa específica y moderna que fomente el desarrollo de las energías limpias. En este sentido la legislación, data de inicios de la corriente década. En el caso del sector eléctrico, se encuentra mayoritariamente centrada a promover el uso de fuentes renovables de energía y dentro de la Secretaria de Energía de la Nación se están estudiando los distintos mecanismos de incentivos para promover inversiones en energías provenientes de fuentes renovables.

4.1 Legislación en la Provincia de Buenos Aires

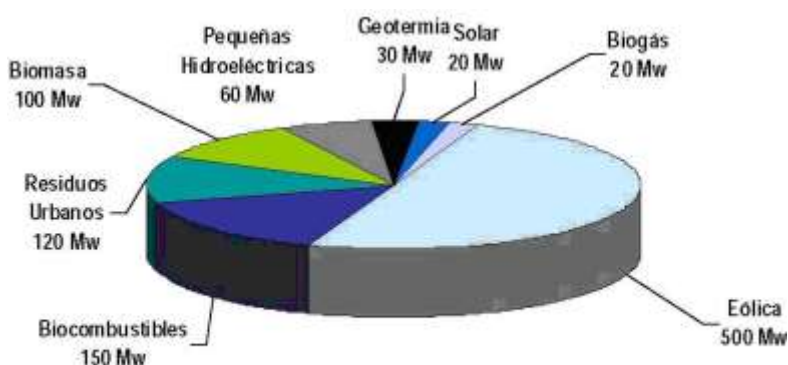
Respecto a la legislación a nivel provincial la **Ley 11.769** establece el Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires. Dicha Ley regula las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica que se desarrollen en el territorio de la Provincia de Buenos Aires, determinando que quedan sujetas al régimen de servicio público las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, resultando la generación de tal fluido una actividad de interés general. Fija las competencias de la Autoridad de Aplicación y crea el Organismo que tiene a su cargo el contralor y fiscalización del servicio. Determina los derechos y obligaciones de usuarios y prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, con concesión provincial y con concesión municipal. Establece los principios y criterios a utilizar para la determinación de las tarifas aplicables al abastecimiento de usuarios. Crea el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias y la Tasa de Fiscalización y Control. En el año 1992, a través del Decreto 1716, se encomienda a la Dirección Provincial de Energía (Ex - Epre) promover la utilización de fuentes renovables, declarándolas de interés provincial así como a las nuevas tecnologías aplicadas a fuentes tradicionales y el uso racional de la energía preservando el medio ambiente. (Dirección Provincial de Energía, 2010). Coherente con lo anterior, en el año 1993, la **Ley N° 11723**, Marco del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, en su capítulo especial “De la Energía” encomienda al Ministerio de Infraestructura-DPE (Ex – Epre) la investigación, desarrollo y utilización de nuevas tecnologías aplicadas a fuentes de energía tradicionales y alternativas y el uso de la energía disponible preservando el medio ambiente. (Dirección Provincial de Energía, 2010). En el mes de Diciembre de 2000, la Honorable Legislatura de la Provincia de Buenos Aires, sanciona la **Ley N° 12.603** (Decreto Reglamentario 2158/02) que en su artículo 1 “Declara de Interés Provincial la generación y producción de energía eléctrica a través del uso de fuentes de energía renovable llamada también alternativa, no contaminante, factible de aprovechamiento en la Provincia de Buenos Aires”. (Dirección Provincial de Energía, 2010). A partir de esta norma la Provincia de Buenos Aires establece que los generadores de energía eléctrica con energías renovables sean eximidos del pago de impuestos inmobiliarios en los inmuebles destinados a la instalación de los equipos; asimismo serán beneficiados con una compensación tarifaria por cada kW/h que comercialicen a través de la red pública. (Dirección Provincial de Energía, 2010). La Autoridad de Aplicación de la Ley es la Dirección Provincial de Energía (DPE), dependiente del Ministerio de Infraestructura de la Provincia de Buenos Aires, a cuyo fin se delega el dictado de todos los actos administrativos que deban ser emitidos conforme a la Ley y la reglamentación. (Dirección Provincial de Energía, 2010).

5. Instrumentos para fomentar el uso de las fuentes renovables

GENREN (Licitación de Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables)

Este llamado a licitación se orienta a dar cumplimiento a los requerimientos legislativos emanados de la ley N° 26.190 que dispone que el 8% de la energía eléctrica consumida deba provenir en el 2016 de fuentes renovables de energía. El mismo promueve la generación de energía eléctrica a partir de centrales eólicas, solares (térmicos y fotovoltaicos), biomasa, geotérmicas, de utilización de biogás, residuos sólidos urbanos (RSU) y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH). Además se propone la utilización de biocombustibles. El proyecto GENREN fue implementado en Mayo del año 2009 desde ENARSA (Energía Argentina Sociedad Anónima), y consiste en licitar la compra de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables por 1015 (MW) aceptando ofertas con módulos de potencia de hasta 50 MW para ser instalados en todo el país. ENARSA, luego venderá la energía al Mercado Eléctrico mediante contratos a 15 años de plazo. El objetivo del proyecto es incorporar a la Red potencia eléctrica proveniente de energías renovables, lo que equivale al 3,8% de la potencia total instalada en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). El Programa propone contratar una potencia de hasta, 500 MW eólicos, 150 MW térmicos a partir de biocombustibles, 120 MW térmicos a partir de residuos urbanos, 100 MW de biomasa, 60 MW micro turbinas hidroeléctricas, 30 MW geotérmicos, 20 MW solar y 20 MW biogás.

Potencia a contratar por el Programa GENREN



Fuente: Secretaria de Energía de la Nación, Mayo 2009.

En el mes de Junio de 2010, ENARSA licitó la provisión de la energía eléctrica proveniente de estas fuentes por un plazo de 15 años. El decreto 562/09 establece una serie de beneficios

promocionales para estos emprendimientos que aplican sobre nuevas plantas generadoras, para las ampliaciones y repotenciaciones de plantas existentes. Dichos beneficios son la amortización acelerada del impuesto a las Ganancias y la devolución anticipada del IVA por la compra de bienes de capital. **A ello se agrega el reconocimiento de un precio para la energía entregada que cubrirá los costos operativos y una tasa razonable de ganancia que se definirá para cada proyecto.** En este sentido el GENREN funcionaría como un sistema *feed in tariff*, ya que a los generadores que integren este programa se les garantizará un precio de la energía que produzcan y vendan en el MEM. Pero este mecanismo de precios solamente alcanza a los participantes de este proyecto. Respecto a los precios que los oferentes eólicos consideran rentables oscilan entre 100 y 130 US\$/MWh., acorde al factor de carga del parque, mientras que en la actualidad el precio que se le paga al generador en el mercado spot es de 100 \$ / MWh, que es el precio que recibe cualquier generador eólico que no se encuentre en el GENREN. Para afrontar los gastos que demande este régimen de fomento, se creará un fondo fiduciario que estará bajo la órbita del MINPLAN. Como resultado del proceso denominado GENREN, se han recibido ofertas por 1.436,5 MW, superándose en más del 40% la potencia solicitada. A su vez, se ha destacado el carácter distribuido de las Fuentes Renovables de Energía ya que se han presentado proyectos para las provincias de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Corrientes, Entre Ríos, Jujuy, Mendoza, Neuquén, Río Negro, San Juan, Santa Cruz y Santa Fe. En total, 22 empresas han participado siendo necesaria la evaluación de 51 proyectos, de los cuales 27 correspondieron a Energía Eólica (1.182 MW), 7 a Térmicas con Biocombustible (155,4 MW), 7 a Energía Solar Fotovoltaica (22,2 MW), 5 a Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (10,6 MW), 3 a Biomasa (52,3 MW) y 2 a Biogás (14 MW) (Secretaría de Energía de la Nación, 2010). Luego del análisis de los aspectos técnicos, institucionales, ambientales y empresarios de la Comisión Evaluadora, se realizó un orden de conveniencia económica que ponderó, el porcentaje de componente local de las propuestas (certificado por ADIMRA; Asociación de Industriales Metalúrgico de la República Argentina), los precios ofertados y el tiempo de habilitación de las centrales. En este sentido, se ha determinado conveniente la adjudicación de un total de 895 MW de potencia distribuidos de acuerdo al siguiente detalle: “Eólica” 754 MW; “Térmica con Biocombustibles” 110,4 MW; “Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos” 10,6 MW; “Solar Fotovoltaica” 20 MW. Asimismo, se han relanzado procesos licitatorios para la provisión de energía eléctrica proveniente de los renglones correspondientes a Geotermia, Solar Térmica, Biogás y Residuos Sólidos Urbanos. Sobre los precios oportunamente presentados en las ofertas se solicitó una mejora que arrojó valores de

hasta el 20% de descuento en algunos casos. Como resultado de estos descuentos, los precios por MWh de energía eléctrica entregados en el punto de conexión, son los siguientes: para los 17 proyectos de Energía Eólica seleccionados desde u\$s/MWh 121 a u\$s/MWh 134 (promedio ponderado del conjunto u\$s/MWh 126,9); para los 4 proyectos Térmicos con Biocombustibles seleccionados desde u\$s/MWh 258 a u\$s/MWh 297 (promedio ponderado del conjunto u\$s/MWh 287,6); para los 5 Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos seleccionados desde u\$s/MWh 150 a u\$s/MWh 180 (promedio ponderado del conjunto u\$s/MWh 162,4); para los 6 proyectos de Energía Solar Fotovoltaica seleccionados desde u\$s/MWh 547 a u\$s/MWh 598 (promedio ponderado del conjunto u\$s/MWh 571,6). Cabe destacar que, con excepción de los contratos asignados a las Térmicas con Biocombustibles, los precios se mantienen fijos durante los 15 años de vigencia del Contrato. (Secretaría de Energía de la Nación, 2010).

Según Mattio, H. (2010) Argentina tendrá en los próximos años la siguiente capacidad instalada teniendo en cuenta la incorporación de los proyectos adjudicados durante la licitación del GENREN. Enarsa volvió a licitar las fuentes que en la primera instancia quedaron desiertas o fracasadas. En total se re-licitaron 129 MW de residuos sólidos urbanos, 30 MW de geotérmica, 25 MW de solar térmica, y 20 MW con biogás. Fines de Julio de 2010 se recibieron las nuevas ofertas:

Residuos sólidos urbanos	56 MW
Solar térmica	50 MW
Biogás	20 MW
TOTAL	126 MW

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación, 2010.

Adicionalmente se realizaron nuevos procesos competitivos para energía eólica (200 MW), Biomasa (100 MW), y térmicas con biocombustibles (100 MW). El día 16 de Septiembre de 2010 se recibió las ofertas correspondientes a energía eólica. Se recibieron ofertas por un total de 1.209 MW de potencia instalada. Esto representa seis veces más que la potencia solicitada originalmente. Se presentaron 9 empresas para un total de 26 proyectos. Teniendo en cuenta el GENREN I y el GENREN II, más los proyectos que se están desarrollando y los nuevos estudios que se llevaran a cabo en los próximos años en el territorio Nacional, se ha estimado que la penetración eólica en la matriz energética podría alcanzar los 8.000 MW en los próximos 10 años. (Mattio, H. 2010).

6. Conclusiones

El objetivo de este trabajo ha sido analizar las potencialidades de la energía eólica en la provincia de Buenos Aires poniendo especial énfasis en examinar los obstáculos regulatorios presentes para desarrollar este tipo de tecnología a escala nacional.

Del trabajo se desprende como conclusión que los países que muestran los mayores avances en materia regulatoria respecto a la inserción de las energías renovables en sus matrices, han optado por el mecanismo regulatorio denominado **“feed in tariff”** que le garantiza al generador un precio asegurado de la energía que produce y vende en el mercado. Este es el sistema que han elegido países como Alemania y España. Argentina que presenta una débil penetración de las fuentes renovables en la oferta eléctrica nacional ha optado por el mecanismo regulatorio de **“cuotas”** para el acceso a la red. Este sistema es ventajoso para aquellos Estados con problemas de financiamiento, pero no asegura inversiones privadas. Sin embargo, es necesario remarcar que en el pasado año se ha puesto en funcionamiento el programa GENREN I y GENREN II, en el que no se le paga al generador un sobreprecio sino que se le garantiza un precio por la energía efectivamente generada más una razonable tasa de ganancia.

Por lo tanto, se concluye que **solo para los proyectos que integran el GENREN** estamos operando por primera vez en Argentina el sistema **“feed in tariff”**. Sin embargo es necesario aclarar que en el contexto de este trabajo se han dejado fuera de análisis, las consideraciones relacionadas con los actuales problemas de las tarifas eléctricas, su alejamiento de los precios en el MEM, los posibles senderos de ajuste y los impactos de los mismos sobre las políticas de las fuentes nuevas de energía. Por último es necesario señalar que, es verdad que Argentina y en particular la provincia de Buenos Aires cuenta con un gran potencial natural para la provisión de energía a través de la energía contenida del viento. Sin embargo para que esa energía efectivamente pueda ser aprovechada es necesario crear un mecanismo en el que puedan competir con las fuentes convencionales a través de mecanismos de incentivos formulados por el Estado.

Para lograr un despegue más significativo de este tipo de tecnologías a escala nacional es necesario contar con condiciones de mayor estabilidad y previsibilidad, unidas a adecuados sistemas regulatorios, para atraer mayor competencia y reducir así los costos a la sociedad. Se necesita un fuerte compromiso político y social, con colaboración y trabajo conjunto de instituciones y gobierno. Mecanismos eficientes y competitivos de financiamiento basados en un marco regulatorio integral, transparente, cierto y de largo plazo.

Referencias

Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina.
<http://www.adeera.com.ar>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
<http://portalweb.cammesa.com>

Secretaría de Energía. <http://energia3.mecon.gov.ar/home/>

Energía Argentina Sociedad Anónima. <http://www.enarsa.com.ar/>

Cámara Argentina de Generadores Eólicos. <http://www.cadege.org.ar/>

Energía Provincial Sociedad del Estado. <http://www.epse.com.ar/>

<http://solucionessolares.blogspot.com/2008/09/proyectan-construir-en-salta-la-primer.html>

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
<http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>

Agencia para la Promoción y Desarrollo de Inversiones del Neuquén. ADI- NQN S.E.P.
<http://adinqn.gov.ar/geotermica.htm> P

PERMER. <http://energia.mecon.gov.ar/permer/permer.html>

Brendstrup, H., 2009. “Desarrollo y fabricación de aerogeneradores de alta potencia con tecnología propia: 1,5 mw para vientos clase i”. Instituto de energía y desarrollo sustentable comisión nacional de energía atómica.

Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable (2010) “Energías renovables para la generación de electricidad en Argentina.” IEDS-CNEA.

CLIMATE CHANGE AND ENERGY POLICY EFFORTS IN CHILE: UP IN SMOKE?

Dr. Luis Mundaca ²⁷²

International Institute for Industrial Environmental Economics at Lund University P.O. Box 196, 221 00 Lund Sweden.

Abstract

The purpose of this study is to preliminarily evaluate Chile's energy and climate policy performance historically (1971-2007). The objective of the research paper is to estimate different indicators in relation to energy and CO₂ emission intensities, and identify policy instruments in the light of estimated trends, major structural issues and aggregated impacts. The methodology is framed by a top-down decomposition analytical approach driven by policy evaluation. Based on time series data (1971-2007), results show a strong correlation or coupling between economic growth, energy use and CO₂ emissions. Chile has not yet passed the transition point of maximum energy intensity —or reduced energy intensity change— but irregular and temporal efficiency improvements are identified. Explicit policies to promote energy efficiency, except price mechanisms, are not identified before 2005. CO₂ emissions doubled between 1990 and 2007, and energy security crises (severe droughts and cuts in natural gas imports) have triggered negative rebound carbon effects. Except for the introduction of natural gas, carbon intensity patterns suggest no effectiveness of policies to decarbonise the energy mix. Explicit policy instruments to promote the development of renewable energy are identified only after 2004. It is concluded that energy and climate policy efforts to effectively diversify and decarbonise the energy matrix have been rather passive and fragmented for the period under analysis. Recently implemented initiatives are creating a much needed portfolio of policy instruments, but results suggest that ambitious long-term targets are critical to increase energy security, encourage a much less carbon-intensive economy and prepare the country for a potential Post-Kyoto Climate International regime.

Keywords: Carbon intensity, Chile, Climate policy, Energy intensity, Energy policy, Emission intensity, Policy evaluation.

Introduction

Chile's economic development has been widely recognised as successful story by several international organisations (e.g. World Bank, International Monetary Fund, and the World Economic Forum). The country has been the fastest-growing economy in Latin America for many years in a row and it has been consistently leading the region as the most competitive economy. Already back in the late 1990s, while the world was coping with the economic crisis in Asia, Chile's economy was growing between 4% and 5%, completing more than 15 consecutive years of

²⁷² Corresponding author. Tel.: +46 46 2220257; Fax: +46 46 2220240. E-mail address: Luis.Mundaca@iiee.lu.se

positive growth; doubling income per capita measured in terms of purchasing power. Lately, the 2008 financial crisis had much less impact in Chile's economy than expected, as the country implemented various counter-cyclical fiscal policies. Again, the international community focused on what could be learnt from Chile. An institutional framework that regulates banks and credit markets, combined with a tight monetary policy in place; which obliges fiscal accounts to move into surplus in good economic times to finance fiscal deficits during bad economic times, provided effective monetary policy handles to fence Chile's economy from the global economic downturn. It is argued that a solid macroeconomic management, strong focus on international trade, very low public debt, and the subsidiary role of the Government (i.e. role that limits the presence and role of the state in commercial activities) —among other aspects— have allowed Chile to maintain high economic growth in the region despite the recent global economic decline (see OECD, 2008).

Internationally, however, it has been also recognised that Chile's impressive economic growth has had important negative environmental implications (e.g. World Bank, 1994). Like many countries around the world, Chile is confronting the very complex policy challenge of driving a sustainable economic growth, increasing energy security and reducing greenhouse gas (GHG) emissions – let alone poverty alleviation, income distribution and other environmental and social objectives *per se*.²⁷³ From the energy and climate policy point of view, many aspects arise when one looks at Chile's impressive economic growth. Undoubtedly, energy production and consumption shares a fundamental relationship with economic growth and climate change policy, either explicit or implicit. At the international level, it is argued that the fundamental challenge for countries like Chile in making energy-related policies contribute to a more sustainable economic development is how to expand the provision of energy services in such a way that this enlargement is compatible with economic, environmental and social goals at the same time, being “environmentally sound, as well as safe, affordable, convenient, reliable, and equitable” (Johansson and Goldemberg, 2002:1).²⁷⁴

Chile started the liberalisation of its electricity market back in 1982 —well ahead of many IEA member countries. Driven by several energy crises, energy security, for instance, has been very high on the policy agenda. Chilean authorities have also confronted serious environmental and social challenges in relation to hydro power (e.g. Pangué and Ralco) and fossil fuel-based energy supply projects (e.g. Barracones). These episodes are critical examples of the policy trade-offs that countries like Chile need to solve in order to balance legitimate energy, economic, social aspirations. In parallel, and because energy markets are becoming more liberalised around the world, it is argued that public sector oversight is needed much more than ever to greatly reinforce markets' benefit to society, the economy and the environment (Goldemberg and Johansson, 2004; IAC, 2007). In other words, if the ultimate policy goal of any government is to encourage a sustainable energy-economy future, energy systems should not be left to market forces alone. Public policies are indeed needed.

Against this brief background, the paper at hand is to be taken as a first research building block aiming at evaluating Chile's energy and climate policy performance, either *ex-ante* or *ex-post*.

²⁷³ Note that in this paper, the term energy security refers to the availability of affordable and reliable energy resources/fuels at all times.

²⁷⁴ The term *energy service* refers to the delivered benefits of useful energy consumption, such as heating, refrigeration, lighting, cooking, transportation, etc., as opposed to the simple provision of units of energy as such (kWh).

Based on descriptive time series analysis, one point of departure of this exploratory study is the need to learn and gather factual knowledge about trends and policies that have driven the development of energy and climate policy issues; moreover when a lack of evaluation studies is identified. Research attempts like this one, in particular in developing countries, are often hampered by the usual lack of data to quantitatively assess policy efforts. This is still more critical in countries in which policy evaluation is uncommon. Another point of departure is that up-to-date documentation of energy and climate policy mitigation studies is often rare and scattered in developing countries (cf. Levine et al., 2007). Thus, relevant information is sometimes unknown—or incorrectly acknowledged— by the international community interested in such aspects.²⁷⁵ With due

limitations, this paper attempts to fill both information gaps.

That said, the objective of the research presented in this paper is twofold. First, it aims at estimating and analysing different indicators in relation to energy, economic and CO₂ intensities from an ex-post macro perspective. The focus of the paper is on major structural issues and aggregated impacts of policy efforts (or events) affecting energy use and CO₂ emissions. Second, it aims at identifying explicit policy instruments addressing energy use and resulting CO₂ emissions in particular. Here, the specific focus of the paper is to recognise the significance of policy efforts in the light of the estimated indicators. To guide the research, the paper seeks to answer the following questions: What can be said about Chile's historical energy and climate policy performance? What has the country done in order to increase its security of energy supply? Are recent energy and climate policy efforts (if any) significant when looking at ex-post national policy effects? The study takes energy efficiency and renewable energy policy as the main focus for such assessment.

The structure of the paper is as follows. Section 2 describes the undertaken methodology and the research approach adopted and applied in this research. It stresses key aspects that need to be taken into account for data collection and analysis. Section 3 presents the main findings of this study. In the light of estimated indicators and trends, quantitative results are merged with historical policy developments. To provide some perspective of Chile's performance, a brief regional/international comparison is also presented. Finally, Section 4 offers concluding observations. It focuses on key remarks as far as the research questions are concerned. Further research is suggested.

The paper must be considered as a background study and starting point for further research and analysis. The main target audience of this paper is the international scientific and policy community interested in energy and climate policy developments in Chile.

Method and approach

The methodology was framed by a top-down analytical approach and driven by both policy-oriented research and policy evaluation. Policy-oriented research aims to solve societal problems through improved public policies (cf. Fischer, 1995). Its focus is on actionable factors or variables,

²⁷⁵ For instance in February 2011, the Chilean Minister of the Environment complained against the US Energy Information Administration for incorrectly estimating Chile's CO₂ emissions for the year 2009: an increased of 74% compared to 2008. Chilean authorities claimed that in fact CO₂ emission levels were reduced by 3.8% for the same period (see LaTercera, February 2nd 2011)

either complementing theoretical constructs or taking preference over them (Hakim, 2000). Policy evaluation is herein understood as the activity of applied social science dealing with multiple methods of investigation that support policy-making in solving public problems (Dunn, 1981). This research takes its point of departure in the fact that public policy, and policy instruments in particular, are the object of policy evaluation.

When it came to the estimation of trends in the evolution of different economy, energy and environmental issues, this exploratory study is based on descriptive time series analysis. It built upon the I=PAT equation, which was initially used to put emphasis on the contribution of a rising global population on environmental impacts. The IPAT equation addresses the contribution of population (P), affluence or level of consumption (A) and technology (T) to environmental impacts (I). The latter can be expressed in terms of resource depletion or waste accumulation. For details see Ehrlich and Holdren (1971) and Holdren and Ehrlich (1974). For the purpose of using the I=PAT equation, the 'Kaya Identity' (Kaya, 1990) was then used as a macro decomposition evaluation method for the energy-related environmental policy analysis. This method is based on a set of indicators that quantitatively estimates trends for key energy, economic, demographic and environmental aspects driving CO₂ emission levels. It is given by the following equation:

$$GDP \ Energy \ CO \ CO_2 \ emissions = Pop \times \times \times ^2$$

$$\frac{GDP}{Pop} \times \frac{Energy}{GDP} \times \frac{CO_2 \ emissions}{Energy}$$

(1)

where the formula conveys the level of CO₂ emissions as a function of four indicators: (i) population (Pop), (ii) Gross Domestic Product (GDP) per capita²⁷⁶, (iii) energy intensity (Total Primary Energy Supply [TPES] per unit of GDP) and (iv) carbon intensity (CO₂ emissions per unit of energy). Indicators were estimated using time series data from the IEA (2009). Note that IEA database for this study excludes emissions from biomass. Data for CO₂ emissions only relates to fuel combustion. The scope of the study was Chile for the period 1971 to 2007; using 1971 as index unless otherwise stated. However, a different base year (1990) was taken in order to approach the sensitivity of the results to the chosen base year (more below).

From a regional/international perspective, Chile's performance was briefly examined with the use of the Climate Analysis Indicators Tool (CAIT).²⁷⁷ This was done in order to offer an international perspective of Chile's performance. CAIT is an analytical tool that focuses on global climate change figures and makes available a broad database of GHG emissions data and climate-relevant indicators; like the ones covered by the I=PAT equation. To that end, the study uses the period 1990 to 2007 instead, with 1990 as the baseline year because is the legally binding reference year of the Kyoto Protocol. At all events, it is important for the reader to bear in mind that there is an enormous degree of cross-sectional heterogeneity in energy use across the region. At the risk of oversimplifying, energy use is neither stagnant nor homogeneous and differences arise from

²⁷⁶ Note that in this paper, GDP is measured in units of purchasing power parity (ppp).

²⁷⁷ CAIT was developed by developed the World Resources Institute. For further information, please visit <http://cait.wri.org/> ⁷ In Spanish: Comisión Nacional de Energía (CNE).

dissimilar income levels, living standards and economic activities —among several factors. One can safely say that, similar to the (irregular) development of economies over history, energy use and CO₂ emissions fluctuate (significantly) across countries. Therefore, comparisons must be taken with due caution.

Regarding the identification of explicit policy instruments addressing energy- and resulting CO₂ emissions, an extensive literature review was carried out. Documentation – mostly from the Chilean National Commission of Energy⁷– and press articles were gathered and examined. The research approach aimed to identify the importance and usefulness of recent policy efforts as far as energy and CO₂ estimated trends are concerned. To a limited extent, and to support the research work, the methodology also entails discourse and text analysis. This is done in order to address the substance of the reviewed material and contextual organisation related to the issues under inquiry.

It has to be stressed that the findings of this paper must be taken as a first and preliminary research step to quantitatively evaluate energy and climate policy efforts in Chile. Due to intrinsic data uncertainties and the exploratory nature of the research, the quantitative focus of this paper is mostly on trends and historical policy insights rather than specific numbers.

Main findings

The correlation between energy use, economic activity as measured in GDP, population and industrialization processes has been well illustrated since the industrial revolution for many countries. Chile seems to show no exception to that trend (see Figure 1). Results show a strong correlation between economic growth, energy use and CO₂ emissions. Measured in GDP_{ppp}, Chile's income level has increased by a factor of four since the base year (1971). Relative to 1971, the estimated trend confirms the country's strong economic credentials. In terms of energy supply, measured in TPES, Chile's energy use has also grown rapidly to fuel such economic growth; nearly 3 times compared to what was required back in early 1970s.

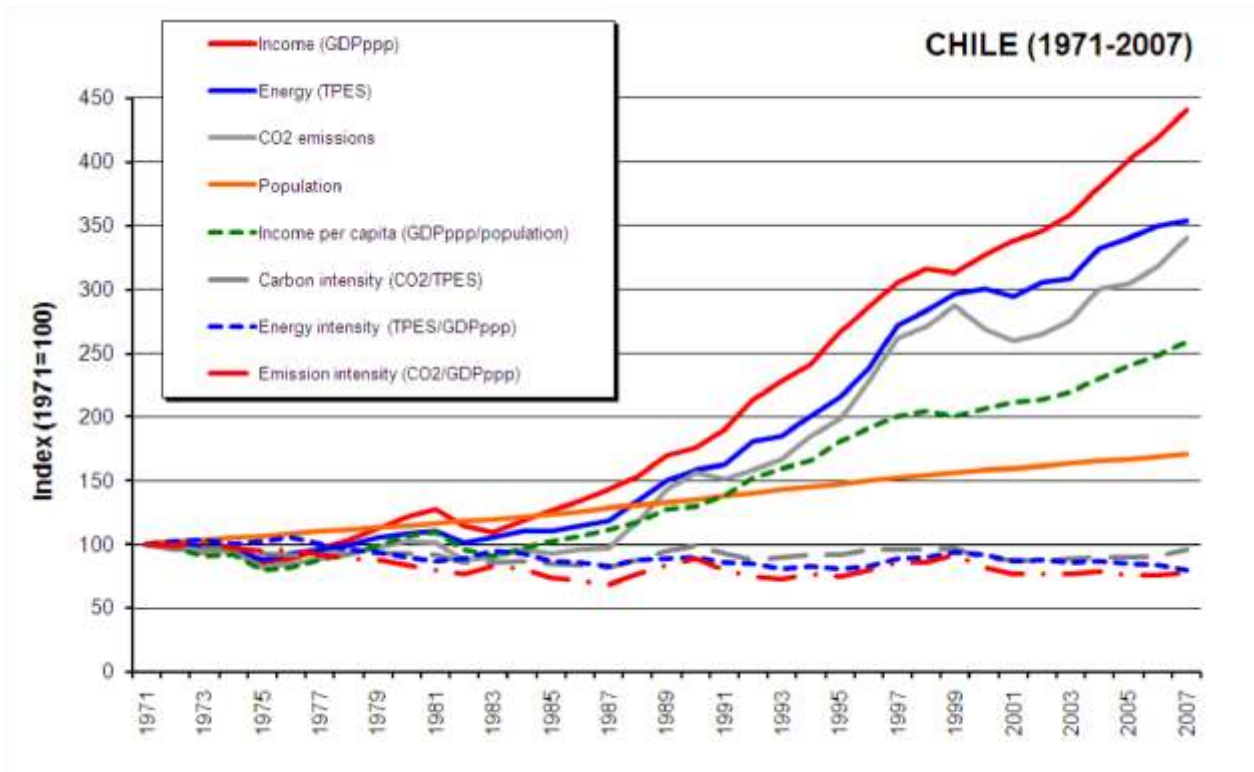


Figure 1: CO₂ emissions and related energy use and economic intensities for Chile (1971-2007)
Data source: IEA (2009)

Energy use has grown considerably in Chile. Among several aspects, high inflation in the early-mid 1970s, combined with high fuel prices and price controls resulted in large losses and lack of investment in publicly owned electric utilities. Such aspects laid the foundations for the liberalisation of the sector later on. After the economic recession that hit the country in the early 1980s, the Electricity Law was enacted in 1982 and can be recognised as of high policy effectiveness that increased substantially power capacity and enlarged access to electricity. For instance, whereas access to electricity in the country reached nearly 62% in 1982, the privatisation and subsequent liberalisation of the electricity market —including a successful rural electrification programme— resulted in more than 98% of the Chilean population with access to electricity (CNE, 2003). After early 2000, one can observe that the growth of incremental energy use was reduced. This can mostly attributed to the energy security crisis triggered by severe reductions in natural gas imports (more details below). In 2004, the authority stressed that Chile required an additional capacity of 350 MW to satisfy growing demand.²⁷⁸

That said, estimated growing energy use stresses the importance of energy efficiency policy (more below) in end use sectors; notably for the case of the industrial, transport and residential sectors, accounting for 42%,

33% and 20% of total final energy use by 2007 respectively (CNE, 2007).

By the end of the period under analysis, Chile's energy use is now compared to some selected countries and regions in Table 1. Chile's performance is comparable to (or better than) other

²⁷⁸ Blanlot, V. in "Cuarto apagón eléctrico en Santiago desde el inicio de la crisis del gas" (LaTercera, June 10th 2004).

countries. For instance, Chile's energy use is lower than Brazil, Argentina and México; however higher than Peru and Colombia, or even Portugal. Certainly, the size of the economy, production and consumptions activities and lifestyles, among many determinants, heavily drives energy use. In absolute terms, Chile ranks 46 among 186 countries; comparable to Colombia or Greece (no shown Table 1). On a per capita basis though, the situation is different and energy use is similar to other countries from Latin America (LATAM). One could argue that this consumption level was reached regardless of whether policy instruments to use energy efficiently were being effective at that time. Values are in the proximity of 2 toe per capita; above average values for LATAM and MERCOSUR.²⁷⁹

Table 1: Energy use in 2007

	Thousands toe	Rank (of 186)	% of world total	toe per person	Per capita rank
Argentina	73	28	0.63	1.9	61
Brazil	236	10	2.02	1.2	73
Chile	31	46	0.26	1.9	60
Colombia	29	47	0.25	0.7	101
Peru	14	77	0.12	0.5	112
México	184	15	1.58	1.8	64
Italy	178	16	1.53	3.0	40
Portugal	25	55	0.21	2.4	53
South Africa	134	20	1.15	2.8	46
Spain	144	18	1.23	3.2	38
South Korea	222	11	1.90	4.6	21
USA	2,340	1	20.1	7.8	9
EU-27	1,759	-	15.1	3.6	-
LATAM	725	-	1.3	1.3	-
MERCOSUR	316	-	2.7	1.3	-
LDC**	176	-	1.5	0.3	-

* toe: tonnes of oil equivalent

** LDC: Least developed countries

Data source: CAIT (2011)

However, if we now estimate the relative growth of energy use using 1990 as base year, the picture looks different (see Figure 2). One can observe that Chile's energy use has increased but not by a factor of three. Compared to 1990, energy use has grown by 120% in 2007. Still, energy use growth in Chile is higher compared to other countries from the region (e.g. 50% in Brazil).

²⁷⁹ The MERCOSUR (in Spanish: Mercado Común del Sur) is a free trade and political agreement between Argentina, Brazil, Paraguay and Uruguay.

For further information visit <http://www.mercosur.org.uy/>

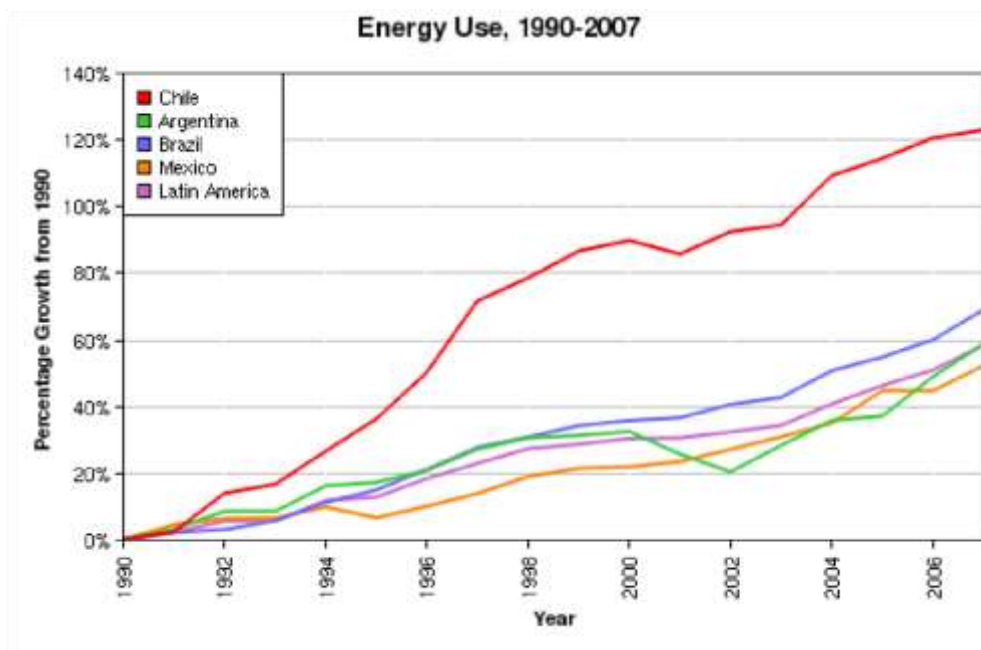


Figure 2: Energy use in Chile and selected countries, including Latin America (1990-2007) Data source: CAIT (2011)

Continuing with the examination of estimated indicators, we go back to Figure 1. One can observe that CO₂ emissions have increased by a factor higher than three, as compared to the base year (1970). During the period of analysis, Chile does not have national CO₂ emission standards in place. One can observe that a sharp decrease that took place between late 1990s and early 2000. This trend can be attributed to changes in Chile's electricity generation. By 1995, the electricity supply mix was composed by hydropower (60%), coal-based (35%) and oil and biomass (5%), approximately (CNE, 1995). However, the efforts to find additional supplies to fuel economic growth lead Chile to imports huge quantities of natural gas from Argentina: from 1.9 bcm in 1996 to 8.9 bcm 2004 (CNE, 2010).²⁸⁰ This cleaner source of fuel replaced costly and inefficient coal and oil-based power generation and increased its share in the electricity mix: from 1% in 1996 to nearly 33% in 2004 (CNE, 2004a). In turn, increased natural gas power capacity led to a drop in electricity prices.

However, one can also observe a rapid return to a high-growth rate of CO₂ emissions. Combined with higher energy use needed to fuel economic growth, this trend can also be linked to natural gas. In 2004, several restrictions on natural gas exports were imposed in Argentina due to internal political, economic and energy issues (e.g. Argentinean peso devaluation in 2001, very cold winter season). Chile, which had put high policy expectations in having Argentina as closed and reliable energy supplier, suffered a major energy security crisis. Natural gas imports fell by more than 90% after 2004, as Argentinean suppliers were obliged to meet internal demand before any export was made (LaTercera, March 10th, 2005). Several blackouts took place in the country and the industrial sector was severely affected with crisis and had to endure a 100% supply cut (see LaTercera,

²⁸⁰ bcm: Billions of cubic metres

March 10th, 21st and May 10th 2005). It was found that in 2007, exports of natural gas from Argentina to Chile stopped basically altogether.

Chile has no legally binding commitments under the Kyoto Protocol (KP). However, if one decides to take 1990 as baseline year instead —which is the legally binding reference year of the KP— Chile’s emissions doubled between 1990 (32.7 MtCO₂) and 2007 (71 MtCO₂). CO₂ emissions after 2002-2003 suggest that policy efforts have actually returned Chile to a high CO₂ emission path. Apart from the natural gas crisis, Chile’s important hydroelectric production was severely affected by droughts (1998-1999 and 2007-2008). To overcome this ‘hydro-gas’ double energy crises for electricity production, a contingency plan was put in place to convert combined-cycle natural gas fired-plants to open-cycle diesel-fired plants. Imports of oil products increased to cover the gap left by natural gas. Furthermore, the government’s response also included the promotion of coal for electricity production. Absolute emission standards for thermoelectric plants were not identified. In all, an upward CO₂ emission trend can again be observed by the end of period under analysis, but with a much lower rate when 1971 is chosen as base year.²⁸¹ Still, using 1990 as base year for CO₂ emissions, Chile’s historical growth rate of CO₂ emissions is clearly above selected countries by the end of 2007 (see Figure 3).

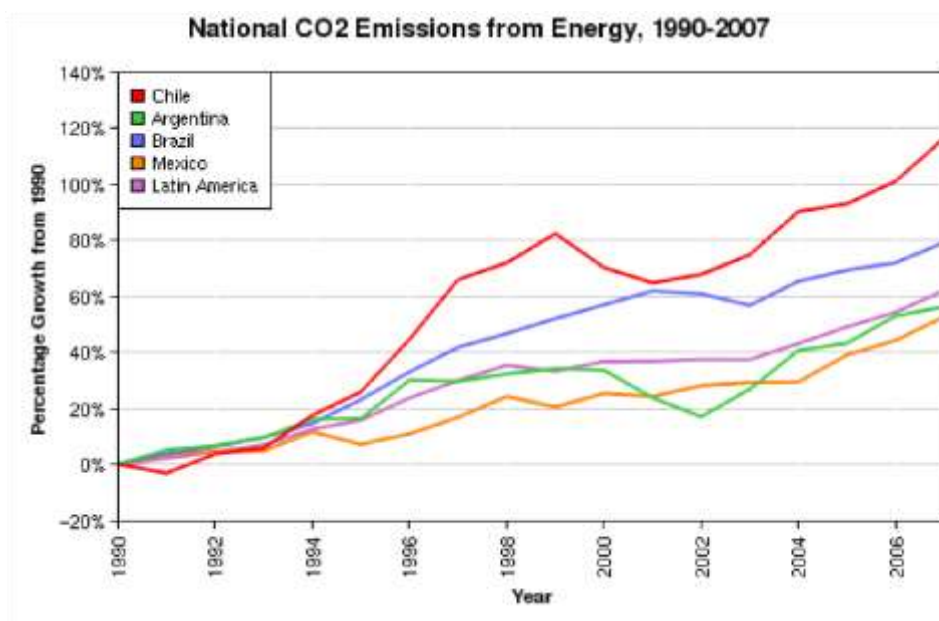


Figure 3: CO₂ emissions from energy use in Chile and selected countries, including Latin America & the Caribbean (1990-2007)

Data source: CAIT (2011)

Regarding cumulative CO₂ emissions from energy use for the specific period 1990-2007, absolute values are shown in Table 2. In absolute terms, Chile’s CO₂ emissions are much lower than

²⁸¹ Chile has also embarked in building large liquefied natural gas (LNG) terminals to avoid another “Argentinean crisis”. Terminals in Quintero (USD 940 million) and Mejillones (USD 500 million) will make Chile one of the largest importers of LNG in the region. Due long-standing border disputes with rich natural gas neighbouring countries (e.g. Bolivia), gas imports are very likely to come far outside the region (e.g. Russia, Yemen).

emissions from other countries in LATAM (Argentina, Brazil and México), and slightly lower than emission levels from countries like Colombia —or Venezuela, which is not included in Table 2 but has cumulative emissions of 2,455 MtCO₂-eq. Chile ranks 54 among 186 countries. On a per capita basis though, the reading is less clear for Chile’s performance if we consider this handful group of countries. On the one hand, it shows CO₂ emission levels higher than Brazil, Colombia, Peru, LATAM and MERCOSUR. On the other hand, values for Chile are lower compared to Argentina or México, for instance.

Table 2: Cumulative CO₂ emissions from energy use (1990-2007)

	MtCO ₂ -eq	Rank (of 186)	% of world total	tCO ₂ -eq per person	Per capita rank
Argentina	2,443	29	0.57	61.9	77
Brazil	5,302	19	1.23	27.9	104
Chile	951.9	54	0.22	57.2	81
Colombia	1,091	46	0.25	24.6	110
Peru	482.5	70	0.11	16.9	123
México	6,647	14	1.55	63.1	75
Italy	7,918	10	1.84	133.4	40
Portugal	1,021	50	0.24	96.3	56
South Africa	5,356	18	1.25	111.9	49
Spain	5,137	20	1.19	114.5	48
South Korea	7,496	11	1.74	154.7	26
USA	98,180	1	22.83	325.9	6
EU-27	72,661	-	16.90	146.9	-
LATAM	22,137	-	5.15	39.4	-
MERCOSUR	7,905	-	1.84	33.1	-
LDC	2,032	-	0.47	2.6	-

Data source: CAIT (2011)

Whereas the absolute cumulative values give a better reading of Chile’s CO₂ emission levels, the estimated relative trends and late policy efforts suggest some negative ‘locked-in’ CO₂ effects in the long term for the country. As a result of the energy crisis, and in an attempt to reduce the dependence on natural gas, official information reveals substantive investment and resulting capacity additions in coal-based and diesel power plants: approximately 15 000 MW by 2020 (CNE, 2009:). In turn, coal-based capacity additions were growing at a much faster rate than renewable energy installed capacity —mostly large hydro. This finding suggests a ‘fossil fuel path dependence’ that might accentuate historical CO₂ emission levels and eventually hamper the effectiveness of Chile’s climate policy efforts. In fact, modelling studies envisage a doubling of GHG emission levels between 2008 and 2025 (see POCH Consultores, 2009). Both, the 2006 National Strategy on Climate Change and the 2008-2012 National Action Plan on Climate Change provide different steps to move the country towards a less carbon intensive economy (e.g. energy efficiency programmes, awareness raising campaigns, CO₂ capture from microalgae). In 2010, Chile

also committed itself to undertake Nationally Appropriate Mitigation Actions (NAMAs) to reduce GHG by 20% below business-as-usual by 2020.²⁸²

When it comes to historical efficiency improvements in Chile's economic system, energy intensity (TPES/GDP_{ppp}) —a rather aggregate proxy for energy efficiency though— is used to address the degree of interdependence between economic growth, energy use and resulting CO₂ emissions.²⁸³ In this case the 'T' in the I=PAT equation illustrates, to some extent, the transition from traditional to commercial forms of energy and increased industrialization and motorization that has increased the use of energy per economic output in the country. As expected, energy has been critical to support economic growth, and energy intensity has been heavily dependent on the country's phase of economic activity. Historical data show temporal energy intensity improvements (e.g. between 1990 and 1995) compared to the base case. This is despite the fact that studies revealed large energy efficiency potentials, in the proximity of 55%, in the mid 1990s (see Claude, 1997:67). On the whole however, there is downward trend driven by high economic growth relative to energy use, resulting in energy intensity being reduced by 20% approximately by 2007 compared to the base year. In addition, specific energy intensity efficiency improvements were identified for the mining and residential sector only (see CNE, 2004b). From the estimated trends, one can also observe that Chile has not yet conclusively reached a long-term reduction in 'energy intensity change' (cf. Wilhite and Norgard, 2004). In other words, it is not possible yet to ascertain a steady and consistent long-term reduction in energy use relative to GDP_{ppp} growth (see also Figure 4). However, the chosen base year requires an in-depth sensitivity analysis of the results.

In absolute terms, one must acknowledge that Chile's energy intensity in 2007 was about 0.16 toe/thousand USD. This figure is comparable to the average energy intensity of IEA countries: 0.17 toe/thousand USD but higher than other countries from the region, for instance Brazil, Argentina and México (see IEA, 2009).

In terms of policy instruments, data show that energy efficiency policy efforts (if any) had ambiguous or limited effectiveness in reducing energy intensity —at least from an aggregated perspective. To a large extent, only market price mechanisms; which still do not fully internalise negative social and environmental impacts of energy production and consumption, were identified to be the single explicit instrument to foster energy efficiency improvements for most of period under analysis (cf. APEC, 2009). For instance, temporal energy intensity improvements correlate with high electricity marginal production costs —in the proximity of 150 USD/MWh— due the effects of the droughts (1998-1999) and restrictions in natural gas imports from Argentina. Chile's electricity residential tariffs (excluding taxes) were 0.13 USD/kWh approximately in 2006 (CNE, 2011). This value is higher than residential tariffs paid in countries like Norway, Switzerland, France or Canada, for instance.

²⁸² Chile has been criticised because the pledge refer to 2007 data that are not yet publicly available. See Climate Action Tracker, available at <http://www.climateactiontracker.org/country.php?id=2775>

²⁸³ Note that the author of the paper distances himself from the concept of 'decoupling', which refers to a situation in which resource impacts decline relative to economic growth. The term decoupling has often been used as a key transitional element to bridge the contentious debate about continuous economic growth and its negative environmental implications. For the author of this paper, the term decoupling is misleading and it should be understood as *no* coupling. Thus, I would argue that the distinction between *relative* and *absolute* decoupling is artificial.

Apart from energy prices, it is not possible to recognise any other explicit policy instrument to foster energy efficiency improvements until 2005. Furthermore, it was also identified that none of Chile's electric utilities encouraged main energy conservation activities among end-use sectors in the 1990s. It was found that if energy efficiency policies would have been implemented in the early 1990s, final energy use could have been reduced by 17% in 2002; including a reduction in energy intensity by 22% (see CNE, 2004: 97). It is identified that in 2005, the government in office officially launched the National Energy Efficiency Programme as the main framework to develop its energy efficiency policy (e.g. 2010-2020 Energy Efficiency Plan).²⁸⁴ At that time, the programme's main focus was on the residential sector via, for instance, the development or implementation of the following instruments: minimum efficiency standards for roofs and envelop insulation, awareness raising campaign, and labelling schemes for certain appliances (e.g. refrigerators). In 2009, Chile's National Commission of Energy proposed an energy saving target of reducing incremental electricity demand in 20% by 2020. This could reduce needed additional power capacity by 10% approximately (ca. 1 600 MW) (APEC, 2009:10).

Chile's carbon intensity of energy supply (CO₂/TPES) suggests, again, a 'fossil fuel path-import dependence' in the evolution of the energy system. Relative to 1971, one can observe a decrease in carbon intensity, reaching its lowest level by mid 1980s. One can argue that this was driven by, at least, (i) the late effects of the oil crisis in the 1970s when oil prices increased by a factor of four, and (ii) the economic recession in the beginning of the 1980s. Even though the introduction of natural gas in the late 1990s from Argentina diversified the energy mix and reduced CO₂ emissions, the pace of carbon intensity was marginally slowed down afterwards. In fact Chile, which has rather limited indigenous fossil energy resources, has, to the surprise of many, heavily relied on oil gas and coal to fuel its economic growth. In 2007, for instance, oil resources represented nearly 55% of Chile's energy supply mix, coal and natural gas accounted for 11%, while renewable (mostly hydro and biomass) represented 22% approximately (CNE, 2007). By the end of period under analysis, Chile was importing nearly 80% of its TPES in the form fossil fuels (CNE, 2010). Historical data strongly suggest that policy efforts have had little long-term effectiveness to decarbonise Chile's fuel mix supply. Only temporal effectiveness is observed for the period 1998-2000. Consistent with the CO₂ emissions trend discussed above, Chile's carbon intensity of energy supply is approaching baseline values by 2007.

As far as the role of renewable energy (not large hydro or biomass) in decarbonising the energy mix, it is not until 2004-2005 that one can identify explicit policy efforts to promote the use of non-conventional renewable energy (e.g. wind, solar, geothermal, biofuels). The so-called 'Ley Corta I' and 'Ley Corta II' introduced charge exemptions or subsidies —in the form of non-payment of excise for transmission— and long-term supply contracts between generators and distributors, respectively.²⁸⁵ One could argue that these policy developments came late if one looks at, for

²⁸⁴ The National Energy Efficiency Programme is now under the execution of the Chilean Energy Efficiency Agency. In 2006, the programme's budget was about USD 1 million. However in 2009, the programme's budget reached nearly USD 35 million. For further information visit <http://www.ppee.cl/>

²⁸⁵ Both policy initiatives were further consolidated when the Senate approved the 'Law for the Development of Non-conventional Renewable Energy' in 2008. The law obliges electricity companies to demonstrate that a given share of electricity is generated from non-conventional renewable energy: 5% between 2010 and 2014, up to 10% by 2024. The government has also implemented specific market-based policy instruments: grants for prefeasibility studies, direct investment support and guarantee bank loans, among others. For further information visit <http://www.corfo.cl>. A Centre for

instance, (i) the vast and diverse potential of renewable energy that the country has, and (ii) and high dependence on imports of fossil fuels. For the case of wind energy, for example, large potentials and policy recommendations to encourage its development had been already proposed back in the early 1990s (see CORFO, 1993).

As far as emission intensity ($\text{CO}_2/\text{GDP}_{\text{ppp}}$) is concerned, the estimated trend confirms path dependence in the evolution of Chile's energy system. Data show mostly an irregular trend and, in the last 10 years, decreasing emission intensity has been lowered more by falling energy intensity rather than carbon intensity as such. In other words, marginal relative improvements can be attributed mostly to increases in economic activity. From the climate policy point of view, the emission intensity trend confirms, again, that the decarbonisation of the fuel mix supply has been a major transitional policy challenge for Chile.

Figure 4 shows the development of relevant indicators of Chile's performance against the same for Latin America over the same period of analysis. The estimated trends reveal the following main aspects. First, energy use in the region for the whole period has grown by a factor of three, which is lower than the case in Chile. It is observed that after the mid 1990s, energy use needed to fuel economic growth was much higher in Chile than the average in LATAM; with Chile's economic activity growing at a higher pace than the region. Secondly, Chile's CO_2 emission trend has been, for the majority of the period under analysis, below the average trend in LATAM. Once Chile's trend was higher than the region, the massive introduction of natural gas in the energy mix put Chile back in Latin America's path by 2001 approximately. For the latest period, and driven by the double energy crisis, Chile's CO_2 emission trend is surpassing again the average trend of LATAM. Thirdly, Chile's energy intensity trend, albeit irregular, shows a better performance compared to LATAM. Whereas the region shows very little improvement and figures move very close to the baseline value, discontinuous improvements in Chile's primary energy intensity are still relatively better compared to LATAM. Fourthly, the figures reveal that LATAM has had higher carbon intensity than Chile, albeit the trends are converging. In fact, LATAM shows for most of the period under analysis no reduction in carbon intensity change. As whole, carbon intensity patterns suggest that more and stronger policy efforts are needed to accelerate the decarbonisation of economic systems in the region.

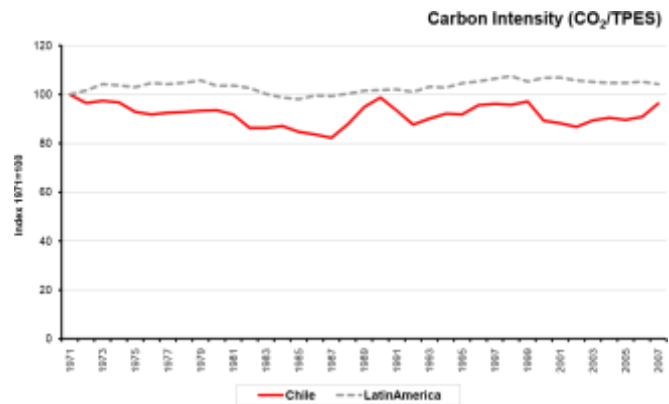
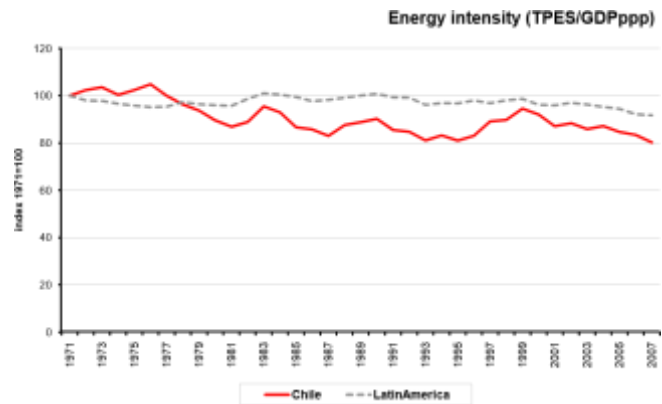
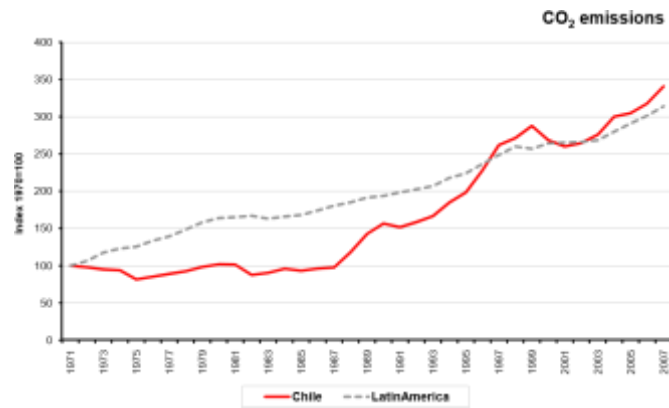
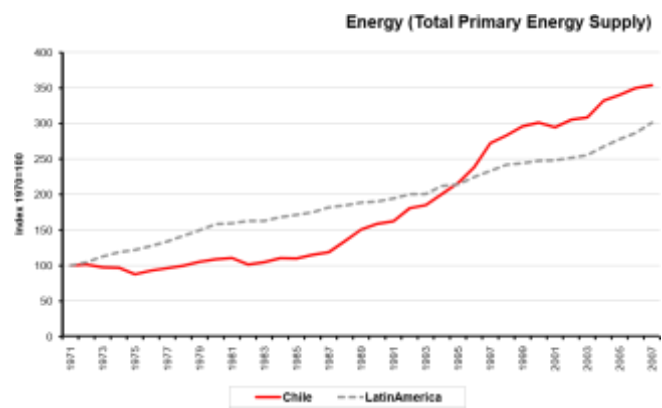


Figure 4: Selected indicators and intensities (1971-2007) for Chile and Latin America

Data source: IEA (2009)

- 14 -

Conclusions

The overall purpose of this study was to preliminarily evaluate Chile's energy and climate policy performance historically for the period 1971-2007. On the whole, results suggest that energy efficiency, renewable energy and climate policy efforts, either explicit or implicit, have been rather modest and fragmented for the period under analysis. Findings point out that a technology efficiency-based policy approach —if pursued— has fallen short of stabilising energy use and resulting CO₂ emissions. Energy and carbon intensities show irregular improvements and have not contributed to slow down CO₂ emission levels. In fact, marginal effects have been incapable of offsetting the effects of the enlargement of the country's economy. In turn, estimated indicators suggest that Chile has not yet passed the transition point of maximum energy intensity —or reduced energy intensity change. Setting aside imports of natural gas, carbon intensity patterns suggest no effectiveness of policy efforts —if any— to decarbonise the economy. From a regional/international perspective, Chile shows a higher growth of energy use and CO₂ emissions than other countries, however in absolute numbers, the country's performance is comparable to (or better than) some other countries.

Chile's energy system seems to be slow to change due to path dependencies. The estimated trends and energy security crises reveal that Chile has to find further and low-carbon energy supplies to sustainably address economic, energy and climate policy objectives. Results suggest passive (or forgotten) policy efforts to effectively diversify and decarbonise the energy matrix. Due to substantial potentials, high priority should be given to energy efficiency and renewable energy in first place. To that end, Chile's recent policy efforts go in the right direction to reformulate its energy and climate policy institutional framework. In fact, it is only after 2004-2005 that one can identify several explicit energy efficiency and renewable energy policy instruments addressing critical challenges the country has historically faced.²⁸⁶ At the risk of oversimplifying, results suggest that these new policy efforts need to be accompanied with long-term ambitious policy targets to support a less-intensive CO₂ economic growth and ensure energy security.

From the methodological point of view, the chosen base years (1971 and 1990) require more sensitivity analysis of the results. Furthermore, it should be emphasised that the aggregated level of the analysis strongly suggests the use of bottom-up evaluation policy approaches to complement the outcomes of this study. Newly implemented policy instruments offer a great opportunity to carry out ex-post evaluation studies to, for instance, verify results, withdraw inefficient policies or provide the corrections necessary to improve their performance and secure policy objective(s). To perform

²⁸⁶ The creation of the Ministry of Energy (in November 2009) must be considered a major foundation for the consolidation and reformulation of Chile's long-term energy (and climate) policy. The creation of the ministry was part of a series of legislative proposals outlined in the 'Energy Policy: New Guidelines' developed by the National Commission of Energy back in 2008 (see CNE, 2008). The policy guidelines aim at re-structuring and thus improving energy policy-making, evaluation and implementation

comparative ex-post evaluations, a key challenge will be the de-linking of effects of different policy instruments.

References

APEC (2009). Peer review on energy efficiency in Chile. Endorsed by the APEC Energy Working Group. Asia-Pacific Economic Cooperation. Final report 14 April 2009.

Available at http://www.ieej.or.jp/aperc/PREE/PREE_Chile.pdf

CAIT (2011). Climate Analysis Indicators Tool (CAIT) Version 8.0. Washington, DC: World Resources

Institute.

Claude, M. (1997). *Una vez más la miseria. ¿Es Chile un país sustentable?* Santiago de Chile: LOM Ediciones.

CNE (1995). Balance nacional de energía 1995. Available at

http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/06_Estadisticas/Documentos/balanc95.xls

CNE (2003). La electrificación rural en Chile. Available at

http://www.minenergia.cl/per/Logros_PER_1992-2002.PDF

CNE (2004a). Balance nacional de energía 2004. Available at

http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/06_Estadisticas/Documentos/balanc2004a.xls

CNE (2004b). Estimación del potencial de ahorro de energía mediante mejoramientos de la eficiencia energética de los distintos sectores del consumo en Chile.

CNE (2007). Balance nacional de energía 2007. Available at

http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/06_Estadisticas/Documentos/BNE2007.xls

CNE (2008). Energy Policy: New Guidelines - Transforming the energy crisis into an opportunity. Available at

<http://www.eechile.net/pree/text/pp/Chile%20Energy%20Policy.pdf>

CNE (2010). Hidrocarburos - Exportaciones e Importaciones. Available at

http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Hidrocarburos.html

CNE (2011). Tarificación electricidad. Available at

http://www.cne.cl/cnewww/opencms/07_Tarificacion/01_Electricidad/index.html

CORFO (1993). *La energía eólica en Chile. Evaluación de su potencial*. Subgerencia de Estudios y Programas. Gerencia de Desarrollo Tecnológico CORFO.

Dunn, WN. (1981). *Public policy analysis*. Englewood Cliffs: Prentice-Hall.

Ehrlich PR. & Holdren JP. (1971). Impact of population growth. *Science* 171:1212-17.

- Fischer, F. (1995). *Evaluating public policy*. Belmont CA: Wadsworth Group.
- Goldemberg, J., & Johansson, T. B. (Eds.) (2004). *World energy assessment - Overview 2004 update*. New York: UNDP.
- Hakim, C. (2000). *Research design: Successful designs for social and economic research*. (Second ed.). London: Routledge.
- Holdren JP. & Ehrlich PR. (1974). Human population and the global environment. *American Scientist* 62:282-292.
- IAC (2007). *Lighting the way. Toward a sustainable energy future*. Amsterdam: InterAcademy Council.
- IEA (2009). *CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2009*. Paris: International Energy Agency.
- Johansson, TB. & Goldemberg, J. (Eds.) (2002). *Energy for sustainable development - A policy agenda*. New York: UNDP.
- Kaya, Y, (1990). Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios. Paper presented to the IPCC Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group, Paris.
- LaTercera (February 2nd, 2011). Ministro de Medio Ambiente confirma error en cifras de aumento de CO₂ de Chile.
- LaTercera (June 10th, 2004). Cuarto apagón eléctrico en Santiago desde el inicio de la crisis del gas.
- LaTercera (March 10th, 2005). Cortes de gas llegan a su máximo en la zona central y afecta al 100% de las industrias.
- LaTercera (March 21st 2005). Informe anticipa riesgo de apagones a partir de 2006 por falta de gas.
- LaTercera (May 10th 2005). Frío en Argentina eleva cortes de gas en Chile. Levine M, Üрге-Vorsatz D, Blok K, Geng L, Harvey D, et al. 2007. Residential and commercial buildings.
- In *Mitigation of Climate Change - Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, ed. B Metz, O Davidson, P Bosch, R Dave, L Meyer, pp. 387-446. Cambridge UK/New York: Cambridge University Press.
- OECD (2008). To Benefit from plenty: Drawing lessons from Chile and Norway. OECD Development Centre. Policy Brief No 37. Paris: OECD. Available at <http://www.oecdilibrary.org/docserver/download/fulltext/5kzdkqvrrmmv.pdf?expires>

[=1300832293&id=0000&accna
me=guest&checksum=B33DCA66D6984E326AF8522F73D6B563](#)

Poch Consultores (2009). Proyecciones de gases de efecto invernadero en el sector energético. In Mellado, P. Eficiencia Energética, Reducción de emisiones de CO2 y Huella de Carbono. Available at [http://www.cgfmdl.cl/documento/seminario/MR1 -
PPEE.pdf](http://www.cgfmdl.cl/documento/seminario/MR1-_PPEE.pdf)

Wilhite, H., and Norgard, J., 2004: Equating efficiency with reduction: A self-deception in energy policy. *Energy & Environment*, 15(6): 991-1009.

World Bank (1994). Chile – Managing environmental problems: Economic análisis of selected issues. Environment and Urban Development Division. Country Department I. Latin America and the Caribbean Region. Report No. 13061-CH.

EL ESQUEMA TARIFARIO Y LA REGULACIÓN POR PRICE CAP. FUNDAMENTOS, EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS

SEBASTIÁN SEVERINO²⁸⁷

Magister y Licenciado en Economía

Facultad de Ciencias Económicas-Universidad Nacional de Cuyo-Mendoza, Argentina

Ciudad Universitaria-Parque General San Martín-Mendoza, Argentina

Teléfono +54261-4494009

Introducción

El presente trabajo analiza, a partir de la revisión de los modelos básicos de regulación del monopolio sin y con información asimétrica, detectar la necesidad de una regulación como la del price cap.

A partir de allí, y sobre la base del análisis del mercado de distribución de electricidad, detectar las características que debe contener toda tarifa a fin de abrir la discusión sobre los distintos aspectos que debe enfrentar el regulador cuando debe establecer un esquema y un nivel de tarifas.

En tercer lugar se plantea una revisión del mecanismo de price cap como herramienta del regulador para alcanzar algunos de los objetivos planteados en la sección anterior.

Las conclusiones a las que se arriba es que la fijación de tarifas a costo marginal deriva en problemas de sustentabilidad que afectan a la empresa, por lo que existe la necesidad de migrar hacia esquemas de remuneración a costos medios que tengan en cuenta la fijación de mark ups en un esquema de precios a la Ramsey-Feldstein, que también consideren los aspectos de equidad distributiva.

Asimismo, aunque la tarificación usando price caps representó un cambio copernicano en la regulación de los monopolios naturales con información asimétrica, los comportamientos estratégicos y oportunistas de empresas reguladas y reguladores han limitado sus ventajas. Si a esto se le suma que la evolución de los monopolios naturales es hacia la oferta de servicios múltiples y a la inserción de mayor competitividad, pintan un panorama bastante complicado para la regulación en el futuro, dentro del cual las ventajas del price cap no aparecen muy claras.

La regulación del monopolio natural

En 1982, Baron y Myerson publicaron el artículo pionero sobre el tema. En esencia parten de la existencia de dos fallas de mercado: el monopolio natural y una estructura

²⁸⁷ Licenciado en Economía, UNCuyo y Magister en Políticas Públicas, UTDT.

de información imperfecta, en la que una de las partes tiene menos información que la otra.

La primera justifica la intervención del Estado como regulador sobre la base de la eficiencia y el bienestar económicos. La intervención del Estado estaría destinada a limitar o evitar que las firmas monopolistas puedan discriminar precios y mercados.

Los servicios públicos se caracterizan por:

Economías de escala en firmas uniproducción: esta situación se da cuando la escala mínima eficiente de operaciones es grande en comparación a la demanda del mercado. Es el caso típico de las industrias de redes.

Economías de alcance en firmas multiproducción: el concepto es similar a la de la anterior característica.

Altos costos hundidos como inversión inicial.

Inversión directa con usuarios finales.

Bienes no almacenables.

Desde el punto de vista de la eficiencia se justifica que exista una sola red de transmisión o distribución, por ejemplo, de electricidad, de gas, de telecomunicaciones, rutas y líneas férreas.

La estructura de información puede ser fuente adicional de competencia imperfecta.

Con información completa, el regulador debe formular una política de precios que cumpla con un doble objetivo:

Minimizar la pérdida de bienestar social: para ello debe aplicar precios subóptimos – a la Ramsey- que sean cercanos a los de eficiencia (costos marginales).

Garantizar la viabilidad económica de la firma: principalmente que le permita cubrir sus altos costos fijos.

Pero si existe información incompleta, los precios regulados a la Ramsey no alcanzarán los resultados que se atribuye a la aplicación esta clase de precios ya que el monopolista está en condiciones de obtener una renta adicional asociada a la asimetría de información (rentas de información).

Las asimetrías existen porque el regulador no conoce:

Todas las características tecnológicas de la firma: es un problema de selección adversa en el que el regulador debe ofrecer un menú de contratos para que la regulada enfrente incentivos a usar la tecnología más eficiente.

El verdadero esfuerzo en ganar eficiencia productiva: se trata de un problema de riesgo moral en el que el regulador debe diseñar contratos que incentiven la eficiencia de la regulada en materia de gestión gerencial y productiva.

Regulación de Monopolios Naturales con Información Completa

Cuando existen Economías de Escala o de Alcance en un mercado, no es posible introducir una competencia efectiva dentro del mercado porque se duplican los costos fijos de manera innecesaria, malgastando recursos escasos que tienen un mejor uso alternativo.

A su vez, los costos sociales asociados a la entrada y salida de empresas, hasta que la empresa dominante se consolida como único proveedor, pueden ser muy altos.

El segundo aspecto a tener en cuenta es la aceptabilidad de las pérdidas netas de bienestar asociadas a la fijación de precios subóptimos por parte del regulador.

Si la misma es tolerable se puede establecer un sistema de competencia *por* el mercado a través de un esquema de subasta de la concesión por la operación y administración del servicio de red o incluyendo en el contrato de concesión un esquema flexible de renegociación del contrato que haga creíble la amenaza de entrada por parte de competidores potenciales.

Este esquema es conocido como *Mercados Contestables*, en los cuales una empresa puede entrar y salir rápidamente del mismo, capturando beneficios de corto plazo. Para ello deben existir bajos costos de entrada y de salida. Esta situación puede llevar a una crisis, una vez que las empresas se retiran, ya que durante su estadía en el sector mantienen precios cercanos a su costo marginal de operación.

En caso de no poder introducir los mecanismos antes mencionados, la regulación a través de precios a la Ramsey es una política óptima.

Si no fuera tolerable, el regulador debe aplicar precios de eficiencia cercanos al costo marginal, aunque esto implique un subsidio directo a la firma, con las distorsiones que estas transferencias generan en otros sectores y las resistencias en términos políticos a su aceptabilidad.

El modelo

Parte del supuesto de que el regulador conoce la estructura de costos de la firma y por lo tanto está en capacidad de monitorear el desempeño de la firma. Es útil en sistemas eléctricos públicos centralizados como es el caso de Francia y Colombia.

La aplicación de una política de precios con el doble objetivo que se mencionara anteriormente implica que el regulador debe maximizar el excedente del consumidor sujeto a la restricción de viabilidad operacional del monopolio natural.

En general los reguladores tienen incluida en su función de bienestar social algún objetivo redistributivo, por lo que debe incluirse en la función objetivo el costo de oportunidad de los fondos públicos que se van a destinar a efectivizar la transferencia

deseada (subsidios a algún segmento de usuarios del servicio público). Sin embargo es necesario tener en cuenta que cada peso de transferencia tiene un costo social –precio sombra- superior al peso debido a las distorsiones que genera su recaudación a través de impuestos.

Las soluciones alternativas son las siguientes:

Que la firma siga una política de equilibrio operativo y que el regulador fije una política de costos marginales y se comprometa con un nivel de transferencias que cubran los costos fijos del monopolista.

Que el regulador no haga ninguna transferencia y fije un precio mayor al Costo Marginal de operación de manera que los ingresos cubran el total de gastos operativos y fijos. De esta manera existe un equilibrio contable entre los ingresos y gastos del monopolista.

En el segundo caso se está expresando la solución de precios *a la Ramsey* que permite al regulador disminuir el markup del monopolista con precios subóptimos (porque son superiores a los costos marginales), lo que genera una producción inferior a la de eficiencia.

Sin embargo, no existen incentivos para que la empresa reduzca costos o incremente la productividad al no existir para ella restricciones presupuestarias.

Regulación de Monopolios Naturales con Información Imperfecta

La regulación directa de costos pierde vigencia bajo este contexto, ya que el regulador pierde capacidad de monitoreo del desempeño de la firma. Esta situación se da particularmente cuando el Estado ha desregulado los mercados a través de la eliminación de barreras a la entrada y de la creación de incentivos a que la inversión privada provea infraestructura pública.

Esto ha generado la necesidad de diseñar nuevos mecanismos que permitan una regulación efectiva que garantice la viabilidad de las reformas encaradas.

Uno de los nuevos instrumentos fue el diseñado por Littlechild denominado como *regulación de precios techo o Price Cap (RPI-X)*.

Surge la necesidad de estudiar el problema del principal-agente como un *problema de agencia* por la existencia de información incompleta e imperfecta que se puede representar como un diagrama de árbol en el que el regulador no conoce el verdadero parámetro de costos marginales del monopolista.

La solución es un equilibrio no cooperativo de negociación, lo que lleva al regulador a diseñar un contrato que cumpla con las siguientes condiciones:

Que el regulador maximice su función objetivo.²⁸⁸

Que el contrato sea compatible con el tipo de costos marginales que tiene el monopolista (agente).

Que el agente acepte el contrato de manera que la decisión de revelar sus costos marginales lo conduzcan a una situación de equilibrio.

Bajo este esquema, para minimizar la asimetría de información el regulador debe fijar un precio cercano al segundo óptimo y ofrecer una transferencia que le permita a la empresa cubrir sus costos fijos y operativos.

De esta manera, la empresa producirá una cantidad asociada al nivel de segundo óptimo y prácticamente desaparecerán sus beneficios extraeconómicos.

La clave pasa por la determinación y minimización de la renta y la distorsión en la producción generados por la asimetría de información.

El modelo

Se trata de un problema de selección adversa, en el que el regulador no conoce ni puede observar el verdadero tipo al que la empresa pertenece (en el caso más simple se supone que existen dos tipos).

El modelo supone que la empresa produce un bien que es no transable en el mercado, por lo que su único ingreso proviene de una transferencia directa del regulador.

Se plantea entonces que el regulador tiene incertidumbre acerca de cuál es la probabilidad de que el monopolista sea eficiente.

Para representarla, el regulador la estima y actualiza siguiendo la regla de Bayes, a partir de la creencia previa que el regulador tiene sobre el verdadero tipo del agente.

El regulador debe ofrecer un contrato que se corresponda con el verdadero tipo de la empresa y que esta lo acepte.

Así, el problema de maximización del regulador está restringido por los incentivos de compatibilidad y los incentivos racionales, que son los que definen las posibilidades que se deben usar para el diseño del menú de contratos a diseñar por el regulador.

La combinación de ambas restricciones deriva en una propiedad adicional denominada *propiedad de implementabilidad* de los contratos, que implica que un contrato es implementable cuando la producción de la firma eficiente es mayor o igual a la producción de la firma no eficiente.

²⁸⁸ Se supone que el regulador es benevolente, por lo que la función objetivo que busca maximizar es la del bienestar de la sociedad.

Por otra parte, la existencia de asimetrías de información permitiría a la empresa obtener rentas de información al declararse ineficiente cuando en realidad no lo es. Esto muestra que existe la posibilidad de que la empresa decida un tipo de contrato que no sea el que se ajuste a su realidad. Las restricciones de compatibilidad de incentivos controlan esta situación.

El problema de maximización del principal

El regulador debe tratar de minimizar las rentas de información a través de un contrato que sea efectivo, implementable y eficiente.

En consecuencia, el regulador maximizará el excedente social esperado sujeto a las restricciones de compatibilidad y participación.

Se alcanza una solución de equilibrio de Nash que representa las acciones de equilibrio que utilizará la empresa como respuesta estratégica a las acciones del regulador en busca de maximizar su ingreso.

De esta manera el excedente social tendrá dos componentes:

Uno de eficiencia que el regulador desea imponer.

La renta de información esperada por el agente.

Por lo que el excedente social será neto del pago que debe hacerse por su renta de información.

Como se mencionara anteriormente, no existe una solución única sino un conjunto de ellas, debido a la cantidad de restricciones que tiene el problema. Es importante mencionar que en el conjunto de soluciones habrá algunas restricciones que no operarán, es decir, no serán efectivas, pero que darán solución al problema global.

Las conclusiones a las que arriba el modelo de Baron y Myerson son las siguientes:

El precio de segundo óptimo de la firma eficiente tiende al costo marginal si el costo de oportunidad de los fondos públicos es despreciable. En este caso la producción del tipo eficiente será equivalente a su producción de eficiencia.

En el caso de la firma ineficiente, el precio de segundo óptimo incluiría una renta de información y su nivel de producción sería inferior a su nivel de eficiencia.

En el caso de la empresa eficiente, la transferencia del regulador será superior como compensación a la no obtención de rentas de información. Esa sería una suerte de renta positiva bajo la condición de que la empresa produzca una cantidad cercana a la de eficiencia.

Comentarios finales a esta sección

El resultado más importante es que la asimetría en información es costosa para la sociedad. El regulador debe entonces diseñar mecanismos que promuevan la eficiencia y disminuyan la transferencia de rentas al agente.

El problema se reduce a dos asimetrías: el regulador no conoce el verdadero tipo del agente y no puede monitorear el esfuerzo del agente para incrementar su eficiencia.

El modelo de Laffont y Tirole es un modelo de selección adversa y riesgo moral, para el cual la solución es un esquema de price cap tal que para la empresa eficiente es óptimo incrementar su esfuerzo y revelar sus costos marginales con el fin de incrementar sus beneficios por ganancias en productividad.

El desafío es implementarlo de manera de minimizar los costos asociados a las rentas de información.

La Distribución de electricidad. Una actividad monóplica

La existencia de un monopolio se relaciona con la existencia de economías de escala – cuando los costos medios de producción disminuyen a medida que aumenta la escala de producción, lo que implica rendimientos crecientes a escala.

En esta situación, a medida que se incrementa la producción, la empresa afronta costos cada vez más bajos y, si se encontrara en un ambiente competitivo, tales reducciones en costos se verían reflejadas en menores precios, por lo que los superbeneficios del empresario se trasladarían a los consumidores.

Pero un monopolista natural está protegido de la competencia por las características propias de la actividad productiva que realiza, por lo que sabe que puede cobrar el máximo precio que están dispuestos a pagar los usuarios por cada cantidad, cobrando un precio mayor y produciendo una cantidad menor que la que se produciría si la actividad se realizara en un ambiente competitivo.

La actividad de distribución de electricidad consiste en instalar, operar y mantener instalaciones y equipos que permitan conectarse con las empresas transportistas y canalizar el fluido eléctrico hasta el punto donde se localizan los usuarios. Adicionalmente, debe encargarse de las actividades relacionadas con la facturación y cobranza de los servicios prestados.

Las inversiones realizadas en el equipamiento y la infraestructura son muy importantes en monto y tienen largos períodos de vida útil, cercana a los 30 años.

La existencia de economías de escala y de altos costos hundidos iniciales tipifican a esta actividad como un monopolio natural.

Además, el artículo 1º del Decreto Nº 1.398/92 reglamentario de la Ley 24.065 caracteriza al transporte y a la distribución de electricidad como servicio público por su condición de monopolio natural, indicando que su regulación consistirá en la fijación de tarifas y en el control de la calidad de la prestación del servicio.

A partir de esta disposición, el esquema de regulación de la distribución de electricidad puede resumirse en las siguientes premisas:

Tarifas Reguladas: Precio Mayorista (estacional) + Valor Agregado de Distribución (VAD).

Calidad: Penalidades con devolución al usuario sobre la base del valor de la Energía No Suministrada (ENS).

Concesión de Mercado versus Obligación de suministro.

Períodos de gestión cortos: renovables bajo licitación competitiva.

La Regulación del Servicio Público de Distribución

Bajo este marco legal, es el Poder Concedente –el Estado- quien debe fijar los precios máximos que puede aplicar el prestador del servicio monopólico.

La regulación de tarifas debe tender entonces a replicar las condiciones de competencia en ese mercado, es decir, que la empresa monopólica cobre un precio inferior y produzca una cantidad superior. Más precisamente, la cantidad socialmente óptima.

Para ello resulta necesario definir una empresa de referencia con costos eficientes con la cual se comparará a la empresa monopólica. La pregunta es si el regulador se encuentra en condiciones de emular la competencia. Existen casos en que, al menos, se ha intentado.

Los problemas de asimetría de la información en contra del regulador, al no conocer acabadamente los costos de producción, la tecnología adecuada, etc... pueden derivar en tarifas más cercanas a las monopólicas.

A su vez, el regulador no conoce la valoración que los usuarios tienen del servicio.

En tercer término, el regulador debe arbitrar entre intereses contrapuestos por lo que la actividad regulatoria se transforma en un conflicto de intereses.

Por lo tanto el éxito de la regulación estará determinado, en gran parte, por la realización de un buen diseño tarifario, lo que implica la utilización de métodos correctos para la fijación de las mismas, lo que requiere de un conocimiento acabado de los principios jurídicos y económicos de la tarifación.

Principios Tarifarios

Según Bitu y Born²⁸⁹, una tarifa *adecuada* es aquella que: *“satisface las condiciones de equilibrio económico-financiero de la empresa concesionaria, señala al consumidor la*

²⁸⁹ Bitu, R y Born, P., Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos, OLADE.

dirección del uso racional y de la conservación de la energía eléctrica y atiende los principios básicos de eficiencia económica, equidad, justicia, estabilidad y modicidad, además de considerar los objetivos específicos atribuidos al sector eléctrico.”

De esta definición se desprenden los principios clave para una buena tarifación:

Sostenibilidad: las tarifas deben proveer a las empresas de ingresos suficientes para cubrir los costos, posibilitar una rentabilidad razonable para el capital invertido²⁹⁰ y garantizar la expansión del sistema. Es clave para la sustentabilidad del servicio. Está establecido por el artículo 40 de la Ley 24.065 (Marco Regulatorio Eléctrico).

Eficiencia Productiva: las tarifas deben estimular el mejor empleo posible de los recursos escasos, por lo que deben obligar a los prestadores a minimizar costos. Está consagrado en el artículo 40 inciso b de la Ley 24.065.

Eficiencia Asignativa: las tarifas deben señalar a los usuarios y consumidores la dirección del mínimo costo y promover el uso racional y la conservación de la energía. Está contemplado por el artículo 40 inciso d de la Ley 24.065.

Equidad: las tarifas deben asegurar igualdad de tratamiento de usuarios que utilizan el sistema eléctrico de manera semejante (equidad horizontal) y del tratamiento distintivo de aquellos usuarios con menores recursos (equidad distributiva) a través de tarifas subsidiadas. Está incluido en el artículo 44 de la Ley 24.065, que a su vez establece, en el artículo 70, un gravamen a toda operación de compra de energía en bloque, cuyo producido conforma el Fondo Nacional de la Energía, el cual se destina en un 60 % al Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a usuarios finales y un

40 % al Fondo de Desarrollo Eléctrico del Interior

Simplicidad: para que sean comprendidas por los usuarios.

Estabilidad: una estructura tarifaria que se mantiene durante un tiempo razonable también contribuye a que los usuarios comprendan las tarifas.

Aditividad: que las tarifas resulten ser la sumatoria de tarifas establecidas para cada actividad (generación, transporte, distribución). Este objetivo está contemplado en el artículo 40 inciso c de la Ley 24.065 y ampliado en el Decreto reglamentario de la Ley.

Derivado de este objetivo es que los usuarios deben abonar en la tarifa:

la energía consumida según el período horario en que se utilizó.

²⁹⁰ Las características del término “razonable” son descriptas en el artículo 41 de la Ley 24.065 (temporalidad y espacialidad, similitud del campo de aplicación e integridad financiera de la empresa), aunque con esa descripción sólo se modera lo que en Derecho se denomina un “concepto jurídico indeterminado”. Es importante agregar que el modelo regulatorio establecido “no asegura” rentabilidad alguna al concesionario, sino que sólo la posibilita, estando la misma supeditada por la eficiencia (relación entre ingresos y costos) y por la eficacia (cumplimiento en tiempo y forma con el servicio para el que fue contratada).

Potencia puesta a disposición.

Servicios de las empresas transportistas (capacidad, costos de conexión, pérdidas y cánones de ampliación).

Retribución a la actividad propia de distribución.

Transparencia: el diseño y determinación de las tarifas debe ser público y accesible a cualquier usuario. A los fines de colaborar en este objetivo se instauró la Audiencia Pública, cuyo procedimiento se reglamenta para que:

No se produzcan actos ilegítimos;

Sea contemplado el interés de particulares, quienes podrán exponer y presentar pruebas que sean tenidas en cuenta al momento de la toma de decisiones.

Las decisiones de las autoridades públicas sean tomadas con un riesgo de error menor que si no existiera este instituto.

Sirva como mecanismo de consenso de la opinión pública.

En general resulta difícil cumplir con todos estos principios, por lo que la tarifación debe asumir cumplir en determinado nivel con cada uno de ellos para que pueda observarlos a todos de manera equilibrada.

Los principales trade-offs a los que se enfrenta el regulador son los siguientes:

Sostenibilidad vs. Eficiencia: la tarifación a costos marginales es considerada como la manera de alcanzar la asignación eficiente de recursos, aunque esto afecta a la viabilidad económico-financiera del prestador. En esta situación, la tarifación a costos medios resuelve el problema de sostenibilidad pero genera pérdidas de eficiencia. La solución de compromiso sería establecer la prevalencia de uno de estos principios, debiendo el Poder Concedente proceder a la remediación de los efectos no deseados en el otro aspecto.

Eficiencia vs. Equidad: la aplicación de subsidios cruzados para establecer un sistema tarifario equitativo implica fuertes pérdidas de eficiencia, razón por la cual el régimen regulatorio inicial prohibió esa clase de subsidios, en la medida en que no fueran explicitados. La tarifación con precios *a la Ramsey-Feldstein* permite conseguir un arbitraje equilibrado entre estos principios.

Sostenibilidad vs. Equidad: la existencia de fuertes subsidios directos por parte del Poder Concedente a los fines de cumplir con criterios de equidad distributiva pueden derivar en importantes problemas de sostenibilidad si el Poder Concedente no cumple o se demora en el pago de los mismos, poniendo en peligro incluso la sustentabilidad del servicio.

Nivel y Estructura Tarifaria

En general se hace mención a que la tarifa debe ser “justa y razonable”. En tal sentido, una tarifa sería “razonable” en la medida en que signifique una adecuada retribución para el concesionario y “justa” si además no implica discriminar arbitrariamente entre los usuarios.²⁹¹

Este es un punto de partida indiscutible, aunque la discusión se centra en los significados que cada uno le da a los términos “adecuada retribución para el concesionario” y a “justa”. Las pistas sobre su definición se encuentran en la técnica de fijación de las tarifas, analizando tanto el nivel como la estructura tarifaria.

El nivel tarifario se podría analizar como el ingreso medio por KWh vendido más el ingreso medio por KW de potencia puesto a disposición de los usuarios, ya que esos ingresos le permitirán al prestador alcanzar su punto de equilibrio bajo la tasa de retorno autorizada.

La estructura tarifaria se refiere a los distintos precios resultantes que, por diferencias razonables, existan en el costo entre los distintos tipos de servicios teniendo en cuenta la forma de prestación, la ubicación geográfica (criterio que en todo el territorio provincial está prohibido por la Ley 6.497) y cualquier otra característica que el regulador considere relevante (por ejemplo, cuestiones de equidad distributiva de ingresos).

Así, las ideas de justicia y razonabilidad se encuentran contempladas por dos puntos de vista diferentes: el legal y el técnico-económico, los cuales tienen estrecha relación ya que, como se pudo observar, la sostenibilidad y la eficiencia productiva están relacionadas con el nivel tarifario mientras que la eficiencia asignativa y la equidad tienen relación con la determinación con la estructura tarifaria.

Aquí es que surge el primer trade-off de los mencionados –entre sustentabilidad y eficiencia- ya que, mientras la fijación de precios iguales a los costos marginales permite alcanzar la asignación eficiente de los recursos, maximizando la utilidad social, esto puede producir pérdidas y conducir a la inviabilidad de la prestación.

Si la eficiencia fuera el único objetivo, entonces los precios de la empresa deberían ser uniformes e iguales a los costos marginales; si se busca sostenibilidad, los precios deberían ser iguales a los costos medios.

Una alternativa de pensamiento es fijar el nivel tarifario a costos medios, tratando de minimizar la pérdida de bienestar social que ello importa distribuyendo las diferencias entre costos marginales y costos medios entre los diferentes segmentos de mercado de manera inversamente proporcional a las elasticidades de demanda de esos segmentos. A esta alternativa se la denomina **Precios a la Ramsey**.

Si bien con este método se garantiza el principio de sostenibilidad con una mínima pérdida de eficiencia, no están consideradas las cuestiones que hacen a la equidad. Martín Feldstein (2001) incorporó de manera explícita consideraciones de tipo

²⁹¹ Mayral, Héctor, Revista Argentina de Derecho Administrativo, Doctrina.

distributivo, maximizando una función de bienestar social que depende de manera explícita de las utilidades individuales, dando de esta manera, distintas ponderaciones a la utilidad de cada persona²⁹² y a partir de allí corrigió la regla de Ramsey, distribuyendo la diferencia entre costos marginales y costos medios con el siguiente criterio: una mayor proporción mayor mientras menor sea la elasticidad de demanda (la inversa del criterio de Ramsey) y la característica distributiva del bien (un extra aportado por Feldstein).

En el caso de la Argentina post crisis de fin del siglo XX, es importante mencionar que desde entonces el requisito de razonabilidad ha quedado relegado por cuanto este podría desembocar en situaciones que resultarían inaceptables para la sociedad, dándosele lugar prioritario en la agenda regulatoria de la actualidad al objetivo de equidad.

Los aspectos principales relacionados con este objetivo son:

El acceso al servicio: es un aspecto en el que, dado el nivel de urbanización de nuestro país ha sido menoscabado, aunque la continua migración hacia las grandes ciudades y la marginalidad de gran parte de la población han tornado a este aspecto en nuevamente relevante. Desgraciadamente, los avances en la universalización rural fueron escasos durante la última década debido a que la regla que primó fue la de la sustentabilidad de los negocios combinada con un Estado que se retiró de sus actividades subsidiarias en los casos en que el mercado no atendiera a comunidades en donde los beneficios no pudieran ser apropiados por el prestatario privado.

La capacidad de pago de los usuarios: justamente, la pauperización que se produjo desde fines de la década del 90 fue la que hizo poner de relevancia este aspecto.

Si bien se han observado avances en la evolución de la población bajo la línea de pobreza y, sobre todo, bajo la línea de indigencia, el regulador debe enfrentar un nuevo reto que es el de diseñar una estructura que considere la situación de pobreza e indigencia⁷ sin exacerbar la discrecionalidad regulatoria y el surgimiento de subsidios cruzados. Todo esto demuestra que la estructura tarifaria es una herramienta clave para aumentar la equidad distributiva.

Regulación por Price Cap

En la práctica existen dos clases de mecanismos para evitar que las empresas prestadoras de servicios monopólicos cobren precios excesivos: regulación por price cap y regulación de tasa de retorno.

²⁹² Esto significa que la valoración social de \$ 1 adicional de ingreso para los más pobres es mayor que para los ricos. ⁷

En la actualidad más del 50 % de las personas se encuentran por debajo de la línea de pobreza y dentro de ellas, el 16% es indigente.

En este último caso el regulador fija la tasa de retorno sobre el capital invertido y establece el vector de precios que la empresa regulada puede cobrar de manera de alcanzar la tasa de retorno establecida. El mecanismo de revisión tarifaria se activa cuando la tasa de retorno que recibe la empresa en la práctica es distinta de la establecida por el regulador.

En las últimas décadas la regulación por price cap ha sido adoptada debido a que le daría a las empresas incentivos más poderosos hacia la búsqueda de la eficiencia. Bajo este esquema, el precio regulado es ajustado periódicamente por la tasa de inflación más o menos un determinado porcentaje (el factor X que se verá más adelante), sin tener en cuenta la variación en las ganancias de las empresas reguladas.

Este mecanismo regulatorio es uno de los ejemplos exitosos de la teoría económica aplicada, quizás debido a que consigue que se combinen la fundamentación rigurosa desde el punto de vista teórico con los requerimientos de los policy makers de contar con una herramienta que sea fácil de entender y fácil de aplicar.

En la teoría funciona porque el modelo en el que se basa captura de manera efectiva las asimetrías de información, la cual da origen a la necesidad de regulación. También funciona en la práctica debido a su capacidad para adaptar su regulación a firmas multiproducto y a la vez es aplicable para alcanzar resultados en términos de eficiencia productiva –ya que no distorsiona los incentivos de la firma a reducir costos ya que la empresa es la que retiene las ganancias derivadas de ese comportamiento- y de eficiencia asignativa –ya que reduce las distorsiones de precios relativos y la pérdida del monopolio-.

Típicamente se aplica a mercados monopólicos en donde la empresa maximizadora de beneficios enfrenta la restricción de precios fijada por el regulador, que impone un techo a los mismos.

El mecanismo de price cap tiene dos elementos básicos que lo constituyen:

Un vector de precios inicial, generalmente decidido por el regulador al inicio del período regulatorio.

Un mecanismo de ajuste temporal.

En general se ha demostrado que el mecanismo de price cap en el que el regulador fija exógenamente el set de precios, tiene propiedades no deseables con relación a la eficiencia asignativa (Armstrong y Vickers). Si en lugar de ello, el regulador establece un set de precios permitidos basado en un mecanismo de ajuste basado en los precios cobrados por la firma en los períodos previos, este mecanismo se denomina Price Cap Dinámico.

Acton y Vogelsang (1989) identificaron cuatro características de este tipo de regulación.

El regulador establece el price cap. La firma regulada puede establecer un precio menor o igual al establecido por el regulador y se le permite apropiarse de cualesquiera fueran las ganancias que obtenga bajo este esquema.

En los casos de firmas multiproducto²⁹³ el regulador debe definir un cap para la canasta de los productos ofrecidos por la empresa. Este cap agregado toma la forma de un índice de precios promedio ponderados. Bajo este esquema, la empresa puede cambiar los precios de los bienes o servicios que ofrece mientras que el precio promedio ponderado de los mismos no supere el cap establecido por el regulador.

El regulador debe especificar que el price cap será ajustado a través del tiempo a través de un factor X que es exógeno a la firma.

En intervalos más largos de tiempo, el price cap debe ser revisado por el regulador y posiblemente cambiado, considerando los costos, la demanda y las condiciones de obtención de beneficios de la firma.

¿En qué medida y de qué manera la regulación por price cap puede alcanzar los niveles óptimos (en términos de eficiencia productiva) de precios, producción y uso de factores? ¿Es preferible este tipo de regulación a otras desarrolladas para alcanzar los mismos objetivos?

Las conclusiones se pueden resumir en los siguientes aspectos:

Si el price cap es fijado (o cambia a través del tiempo de manera exógena a la firma), la empresa regulada producirá con el mix de factores productivos que minimiza sus costos, invertirá en innovación costo efectiva y ajustará de manera óptima ante cambios en los costos.

La razón de ello es que la firma puede retener cualquier ganancia que obtenga de estos comportamientos, por lo que los incentivos están dados para que produzca eficientemente.

Por lo tanto la ganancia para la firma regulada se incrementa en comparación con una situación en que la firma no actúe minimizando costos (tal como ocurre, por ejemplo, en la regulación de tasa de retorno).

Sin embargo, a menos que la situación previa involucrara precios o tarifas superiores a los que se establecieron durante la regulación, las ganancias son retenidas en su totalidad por la empresa y los consumidores no se benefician de las ganancias de eficiencia productiva.

Si la empresa regulada produce más de un bien o servicio y el price cap es expresado como un índice de Laspeyres de los precios o tarifas de los bienes o servicios que ofrece la firma, la empresa regulada ajustará los precios o tarifas de los distintos bienes o servicios de manera de incrementar las ganancias sin producir pérdidas de excedente al consumidor.

²⁹³ Tal es el caso de las empresas distribuidoras de electricidad que están brindando servicio de internet o de televisión por cable aprovechando la infraestructura instalada.

En caso de que se produzcan cambios marginales en los precios, los beneficios son retenidos por la empresa en su totalidad. Si los cambios son de mayor magnitud los consumidores también se beneficiarán.

A través del tiempo el regulador revisará el price cap y lo ajustará de acuerdo a las ganancias obtenidas por la empresa durante el período de regulación, así como también teniendo en cuenta otros factores.

Esta revisión periódica es la esencia de esta forma de regulación, ya que provee los medios para que los consumidores también se beneficien de las ganancias de eficiencia obtenidas por las empresas reguladas.

Sin embargo la existencia de esta revisión también incluye la posibilidad de un comportamiento estratégico por parte de las firmas reguladas, quienes pueden tomar la decisión de no producir innovaciones un tiempo antes de la siguiente revisión para evitar una restricción de las ganancias más severa.

La forma en que se realizan las revisiones no está especificada. Dependiendo de qué es lo que espera que haga el regulador durante este proceso de revisión, la empresa regulada puede verse inducida a incurrir en costos significativamente superiores a los necesarios como una forma estratégica de comportarse⁹, similar a lo observado cuando se aplica el Mecanismo de Vogelsang-Finsinger.¹⁰

En tal sentido Cabral y Riordan (1989) mostraron que para una empresa maximizadora de beneficios regulada por el mecanismo RPI-X (una de las formas del price cap que se explica en el apéndice) existen incentivos a innovar e incrementar la eficiencia hasta un nivel X^* . Por encima de este valor del factor X no existen incentivos a innovar y a incrementar la eficiencia ya que el precio que obtengan no será suficiente como para cubrir los costos de estas acciones.

Si la revisión de precios es realizada como una revisión de precios similar a la del mecanismo de regulación de tasa de retorno, la distinción entre estos dos tipos de regulación se desvanece.

Es por ello que se requiere de investigaciones que profundicen sobre la forma y oportunidad en que deben realizarse las revisiones del price cap antes de concluir definitivamente sobre si el mecanismo de price cap induce a comportamientos óptimos o mejoras con respecto del mecanismo tradicional de regulación de tasa de retorno.

La existencia de asimetrías de información a favor de la empresa regulada acerca de tecnología implica que mientras menor sea la certeza que se tenga sobre los costos de la firma mayor deberá ser el precio tope impuesto para asegurarse que la empresa regulada sea sustentable.

Lewis y Sappington (1989) propusieron que en este caso se le permita a la empresa regulada elegir de entre un menú de opciones regulatorias, de manera de permitirle explotar su propio conocimiento acerca de sus capacidades y de las actividades

reductoras de costos. Su conclusión es que las empresas con alta productividad potencial eligen el price cap.

La existencia de información asimétrica y la aplicación continua del price cap hace que se converja a los precios a la Ramsey (similar a lo que se plantea en el Mecanismo de Vogelsang-Finsinger). Sin embargo esta convergencia sólo ocurrirá si el mecanismo regulatorio depende de la estimación sobre la base de las cantidades producidas en el período presente y no sobre la base de las cantidades producidas en los períodos pasados y si estas estimaciones resultan correctas (Neu, 1993). Esta convergencia no se aplica a las regulaciones del tipo RPI – X aplicada continuamente en el tiempo.

Si los niveles de incertidumbre fueran altos, es preferible una regulación del tipo costo plus.¹¹

9

Esta situación ocurre si la revisión tarifaria se realiza principalmente sobre la base del análisis de las ganancias de la empresa. 10

Vogelsang y Finsinger suponen que la firma regulada es miope, por lo que en cada período selecciona un vector de precios que maximice sus ganancias presentes sujeta a la restricción impuesta por el regulador. Su principal conclusión es que la secuencia de precios seleccionada por la empresa converge hacia la eficiencia asignativa (second best) propia de la aplicación de los Precios a la Ramsey con cero superbeneficios (es decir, aplicando los mayores márgenes de beneficios en aquellos bienes o servicios que tienen menor elasticidad de demanda). Brennan desarrolló un mecanismo muy similar en el que los superbeneficios empresarios crecen con el tiempo si se le permite seleccionar un vector de precios de manera que el índice de Laspeyres sea inferior a 1, propio del mecanismo RPI – X, el cual se describe en el apéndice. 11

Este tipo de regulación es recomendable si el objetivo es maximizar el beneficio. Si fuera maximizar el bienestar, seguirá siendo preferible la regulación del tipo Price Cap, ya que los altos precios límite establecidos serán menos dañinos al objetivo (Schmalensee, 1989).

Efectos de Corto y Largo Plazo de la Regulación por Price Cap

Aunque las propiedades de largo plazo son claramente importantes, los reguladores (y sus principales, los funcionarios políticos) también se preocupan por las propiedades de corto plazo de los mecanismos que se utilicen.

Así, en el debate práctico se le ha prestado mucha atención a la reducción específica en el índice de precios de Laspeyres de los bienes o servicios prestados por las empresas reguladas -más específicamente, el término X de la fórmula RPI – X- así como la longitud del período durante el cual ese término se mantiene fijo.

El vector de precios inicial del price cap, en cambio, ha recibido mucha menor atención. Quizás esto no sea sorprendente ya que las propiedades dinámicas del modelo son más interesantes que las condiciones iniciales, que en la práctica eran las prevalecientes al momento de las privatizaciones de los monopolios estatales.

Sin embargo, en aquellos sectores en donde el cambio tecnológico es muy dinámico o cuando se renegocian contratos se torna necesario “resetear” el mecanismo regulatorio y empezar de cero seleccionando un nuevo vector de precios inicial.²⁹⁴

Muy poca literatura está abocada a este tema. De Fraja y Iozzi (2000) muestran que seleccionar el vector de precios inicial que sea más conveniente en el período inicial²⁹⁵ es también conveniente en el largo plazo, al tener un mayor valor neto presente bajo el mismo criterio de bienestar. Esto contradice lo planteado por Vogelsang-Finsinger y por Brennan y tiene importantes implicancias en el sentido de que la firma, en tal caso, elegirá un sendero de tarifas que maximicen el bienestar en el corto plazo pero que podrían llevar a empeorar el bienestar en el mediano y largo plazo.

Los autores concluyen que las características del mecanismo regulatorio son de gran importancia para alcanzar los objetivos del regulador y que las empresas reguladas tienen fuertes incentivos a solicitar renegociaciones tarifarias en la búsqueda de tarifas que permitan maximizar los objetivos de corto plazo del regulador, aún cuando estas tarifas signifiquen un empeoramiento en el mediano y largo plazo. Estos incentivos son aún mayores cuando la fórmula de revisión del price cap se basa en un índice de precios del tipo de Laspeyres.

De todas maneras, es muy difícil para el regulador predecir con niveles aceptables de confianza qué cambios en productividad se darán en la próxima década o quinquenio, por lo que se torna muy difícil la formación de un set de tarifas que permita maximizar el bienestar de largo plazo. En general, lo que se observa es que durante el período que media entre revisiones tarifarias, el regulador monitorea la tasa de retorno de la firma. Si es alta, se revisa el factor X.

Si las revisiones tarifarias son infrecuentes (cada cinco años o más) las regulaciones por price cap o de tasa de retorno tienen efectos diferentes sobre el sector. En particular la regulación por price cap pone bajo un mayor riesgo a la empresa. Por ejemplo, si los costos se incrementan, sus ganancias disminuyen ya que no puede incrementar sus tarifas hasta la siguiente revisión tarifaria.

Bajo la regulación de tasa de retorno la actualización tarifaria está permitida siempre y cuando la tasa de retorno se mantenga inalterada.

En cambio, si los costos de la empresa se reducen, la regulación por price cap es más ventajosa para la firma ya que le permite apropiarse de las ganancias por menores

²⁹⁴ Tal es el caso si se permite que las empresas distribuidoras de electricidad presten servicios de internet y televisión por cable a sus usuarios.

²⁹⁵ Conveniente en el sentido de que maximiza el bienestar social.

costos. En este caso los usuarios soportan parte del riesgo empresarial y, por lo tanto, el costo de capital para el empresario es inferior.²⁹⁶

Bajo una regulación por price cap, el costo de capital es inferior al del promedio (betas menores que uno) pero superiores a los de las empresas sujetas a una regulación de tasa de retorno. Esto indica que en ambos casos las empresas reguladas tienen un costo de capital inferior al promedio. El riesgo superior asociado a la regulación por price cap se ve compensada por la posibilidad de obtener mayores ganancias derivadas del comportamiento minimizador de costos que le permite a las empresas reguladas por este mecanismo apropiarse de esas ganancias de eficiencia, al menos hasta la próxima revisión tarifaria.

Cuál es el futuro del price cap

La regulación por price cap representa un cambio fundamental en la naturaleza de la regulación de un contrato y en el traslado del riesgo hacia la empresa, el cual es balanceado con la posibilidad de obtener mayores beneficios derivados del ahorro en costos.

Es muy pronto aún para concluir al respecto del éxito o del fracaso de este mecanismo regulatorio, aunque el comportamiento estratégico de los reguladores es una amenaza que se debe tener en cuenta.

En este sentido el denominado *oportunismo regulatorio* involucra acciones tomadas por el regulador que reducen la rentabilidad de la firma regulada en el corto plazo, lo cual representa una amenaza para la aplicación del price cap en el largo plazo debido al cambio de reglas que esto significa.

En tal sentido, la fijación de precios máximos combinada con subsidios por insuficiencia de ingresos a las distribuidoras torna a la regulación en un híbrido entre regulación por price cap y regulación por tasa de retorno en el que se torna muy necesario establecer cuáles serán las reglas por las cuales se determinarán quién se apropia de las ganancias de eficiencia, por cuánto tiempo, cuáles son los incentivos a invertir y de qué lado están –si el que debe invertir es el Estado o el concesionario- y bajo qué parámetros se realizará la revisión tarifaria.

La posibilidad de que las empresas reguladas puedan prestar otros servicios como el de Internet y el de televisión por cable, en general ambos sujetos a competencia, complejiza el entorno en el cual debe diseñarse y desarrollarse la regulación.

La transición hacia estructuras más competitivas en el mercado de distribución de la electricidad a través del pago por uso de la infraestructura tornará más complejo el

²⁹⁶ Básicamente, los betas son menores. Los betas miden el grado en que las ganancias de una empresa varían con relación a un portafolio de inversiones diversificado. Mientras más alto el beta mayor es el riesgo asociado a invertir en esa empresa o sector o país.

diseño y la implementación de soluciones regulatorias que balanceen los intereses de inversores y usuarios sin crear problemas en el mercado.

Asimismo, la amenaza de entrada de nuevos competidores en el futuro incrementará el riesgo al que estén sujetas las inversiones en el mercado, por lo que el futuro se torna más incierto aún.

Finalmente, los problemas energéticos a los que se enfrenta la región tornan imprescindible incrementar la “microgestión” en el sentido de que deben buscarse alternativas que, sin afectar al desarrollo económico, permitan hacer un uso más racional de la energía. En tal sentido, la regulación por price cap podría ser desfavorable.

En tal sentido, ante la pregunta de si existen perspectivas para la regulación por price cap, la respuesta es muy difusa.

APÉNDICE: EL RPI – X

En cierta medida la empresa goza de flexibilidad ya que puede cobrar cualquier precio siempre que esté por debajo del tope impuesto por el regulador. Esta flexibilidad puede incrementarse mucho más si se establece una canasta de bienes o servicios que esta provea.

De allí surge la variante del price cap denominada RPI-X, en donde un precio promedio para un conjunto de bienes o servicios no debe exceder un índice de precios minoristas menos una constante exógena fija (X).

Esta alternativa es la base para la regulación de los servicios en gran parte del mundo.

La restricción que la empresas reguladas por este tipo de mecanismo enfrentan es:

$P \leq RPI - X$ Donde:

P: índice de precios al que el monopolista ofrece la canasta de bienes o servicios (puede ser un promedio simple o ponderado).

RPI (Retail Price Index): es un índice de Laspeyres

X: proporción asignada por la política regulatoria. Intenta captar una porción de las ganancias de eficiencia obtenidas por la empresa regulada.

Dado el problema de la información asimétrica, el mecanismo regulatorio implica una ganancia superior a la ganancia que maximiza el bienestar. También hay que tener en cuenta que la empresa regulada siempre querrá cobrar los precios o tarifas más altos posible.

Bajo este esquema, la empresa maximizadora de beneficios enfrenta incentivos a ser eficiente porque puede retener las ganancias de eficiencia hasta la siguiente revisión tarifaria.

Sin embargo, también involucra el incentivo a actuar estratégicamente evitando producir mejoras del tipo costo eficiente en momentos previos a la revisión tarifaria.

Si es necesario tener en cuenta cuestiones distributivas, se debe armar una estructura tarifaria que distinga claramente a los potenciales beneficiarios y considerar con una mayor ponderación a ese segmento.

La posibilidad de modificar las ponderaciones en la canasta del RPI a favor de las necesidades básicas limita al maximizador de ganancias en su intención de incrementar

precios o tarifas tanto como quisiera, así como al maximizador de bienestar de reducir los precios o tarifas tanto como quisiera.²⁹⁷ Así, la misma restricción puede tener efectos distributivos positivos o negativos, dependiendo de la función objetivo.

BIBLIOGRAFÍA

ALEXANDER, I. e IRWIN, T., Price caps, rate of return regulation and the cost of capital, Public Policy for the Public Sector, Note N° 87, World Bank, Washington, Septiembre de 1996.

ARMSTRONG, M. y VICKERS, J., Welfare effects of price discrimination by a regulated monopolist, Rand Journal of Economics, 22, págs. 571-580, 1991.

DE FRAJA, G. e IOZZI, A., Short term and long term effects of price cap regulation, University of York and Università di Roma Tor Vergata, 2000.

MOLINA, Julio C., La Regulación de la Distribución de Electricidad, CEARE, Buenos Aires, 2006, 20 págs.

POMBO, Carlos, Regulación de Monopolios Naturales con Información Asimétrica, Serie Documentos N° 23, Universidad del Rosario, Abril de 2002, 21 págs.

TRAIN, Kenneth, The Optimal Regulation, MIT Press, 1991, 328 págs.

WEISMAN, D., Is there hope for price cap regulation?, Kansas State University, 2006.

²⁹⁷ En este caso se hace mención al regulador que le otorga una importancia más allá de lo razonable al aspecto de la equidad distributiva, desestimando los demás principios y objetivos tarifarios, poniendo en riesgo la sustentabilidad de la prestación del servicio.

SESIÓN 10

PROPUESTA DE CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA EN EL PERÚ AL AÑO 2030

Ricardo Roman Alejos Garcia
Tesisista de la Maestría en Energética
Universidad Nacional de Ingeniería.
Lima - Perú

Av. Malachowsky 254 Dpto 401 Torres de Limatambo San Borja Lima 41

054 1 2248569

054 1 999104482

OBJETIVO

Los objetivos del servicio encargado son los siguientes:

Elaborar la proyección de la matriz energética de largo plazo (2011 – 2040) mediante la elaboración de tres (3) escenarios de desarrollo.

Las proyecciones se han elaborado utilizando el software LEAP (Long range Energy Alternatives Planning system) y sus resultados presentados en archivos de hojas de cálculo Excel.

El objetivo del presente informe es presentar los resultados de las proyecciones de la matriz energética de largo (2011-2040) conforme a las premisas planteadas en el primer informe.

Alcances

El alcance del presente informe es presentar las proyecciones de la matriz energética de largo plazo 2011-2040. Correspondiente al segundo informe previsto para el servicio. Para ello se ha establecido los siguientes alcances:

Resultados de las simulaciones indicando la conformación de la matriz energética estimada al año 2040 para cada caso, dividida en porcentaje.

Metodología Utilizada.

La metodología utilizada para la simulación de la matriz energética es la denominada técnica de escenarios. Esta técnica es un instrumento de prospectiva que nos permitirá disminuir la incertidumbre en la toma de decisiones puesto que la incertidumbre es inevitable en la evolución futura de los sistemas socioeconómicos (como es el sector energía).

Esta metodología de escenarios nos permite realizar la exploración del futuro con el objeto de analizar estados posibles del sistema energético nacional y sus eventuales implicancias con sobre otros aspectos más específicos como podría ser un sector económico de la cadena de suministro de una fuente de energía.

Los escenarios son una imagen posible del estado del sistema energético en el futuro. Estos escenarios deben tener una consistencia y compatibilidad interna de tal forma que los criterios asumidos para las diferentes variables e hipótesis que conforman un escenario, respondan a un marco de referencia.

Para reducir el grado de incertidumbre para la toma de decisiones, es necesario utilizar varios escenarios que puedan ser contrastados entre sí, con la finalidad de cubrir las posibles rutas de desarrollo del sistema energético. En la práctica es usual utilizar una variedad limitada de escenarios, generalmente no más de dos o tres, tratando de mantener la cualidad de que se trate de un conjunto de imágenes del futuro contrastadas. Para la formulación de un escenario debe tomarse en cuenta el contexto internacional y nacional que se pretende analizar.

La prospectiva, por lo tanto permite reducir el grado de incertidumbre respecto a las condiciones futuras, sobre la cual no se puede tener certeza. Y lo que hace es explorar el comportamiento de las variables relevantes en el futuro, bajo la modalidad de “qué pasaría sí...”, mediante el uso de las técnicas de escenarios.

Software LEAP

El Modelo LEAP (Long- range Energy Alternatives Planning System) fue desarrollado por el Stockholm Environment Institute – (SEI-US). Su primera versión data de 1975. A fines de los '90 el modelo fue actualizado, (DOS a Windows). Es regularmente actualizado por el SEI-US, y una serie de instituciones académicas internacionales, entre ellas Fundación Bariloche actualmente se encuentra en su versión 2008.0.0.93.

Su principal objetivo es brindar un soporte integrado y confiable en el desarrollo de estudios de planeamiento energético integrado. Es del tipo “botton – up” y consiste esencialmente en un modelo energético – ambiental basado en escenarios, del tipo “demand-driven”.

Es utilizado principalmente para determinar la evolución del sistema energético en países industrializados como países en desarrollo, para regiones (incluyendo varios países) o para propósitos de planeamiento local. El Sistema energético representado por LEAP se compone de la siguiente manera:

Demanda: Evaluación detallada de la composición de la demanda por sector, subsector, usos finales y equipamientos. Crecimiento de la demanda determinado por las relaciones de competencia entre combustibles, intensidades energéticas equipamientos de transformación y cambios estructurales definidos por el usuario.

Transformación: Evaluación detallada de la configuración del sistema de oferta actual y futura. Definición a detalle de las estructuras de transformación definidas por el usuario. Disponibilidad de algoritmos flexibles que permitan definir múltiples entradas y salidas tales como en los casos de cogeneración de calor y electricidad.

Recursos: Representación simple de recursos renovables y no renovables. Presentación de detalle de recursos de biomasa Balance oferta/demanda: Presentación completa del balance proyectado. Cálculos iterativos que permiten simular los lazos de retroalimentación del sistema.

Base de datos utilizada.

Como parte de las actividades de Commend Energy se han desarrollado bases de datos históricas y con proyecciones de más de 100 países incluido el Perú sobre los balances de energía utilizando información de IEA.

La base de datos consta de los balances de energía históricos desde el año 1980 al año 2007, esta información será verificada con los balances publicados por el Ministerio de Energía y Minas y debidamente actualizada para los 2008 y 2009 y corregida de ser el caso. En el Anexo A se tiene las condiciones para la utilización de dicha base de datos.

CONTEXTO INTERNACIONAL

Crecimiento Económico Global

En los últimos años la economía mundial se caracterizó por un alto nivel de crecimiento económico explicado por el dinamismo de las economías emergentes, en particular China y la India, y el alto crecimiento en los Estados Unidos. Sin embargo, a principios del 2008, la economía mundial entró en una fase de desaceleración a raíz de la crisis en el sector hipotecario de alto riesgo (subprime) en los Estados Unidos. Esta crisis ha generado una caída del crecimiento económico entre los países desarrollados principalmente en los Estados Unidos y Europa, sin embargo la misma ha podido ser atenuada en parte por las economías en desarrollo a nivel mundial.

La crisis financiera internacional afectó a la región de América Latina y el Caribe, que en su conjunto creció a una tasa promedio anual de 5,3% durante el periodo 2004 – 2008, las más alta en los últimos 30 años. Bolivia y Venezuela con un promedio para el periodo de 10,5%, Argentina 8,4%, Perú 7,4%, el Caribe 5,9%, Centro América 3,7%. Solo dos países de la región crecieron por debajo del 2% Jamaica y Haití.

Esta situación se explica principalmente por el alto precio de las materias primas, y la creciente demanda de bienes y servicios por parte de los países desarrollados, han sido el sustento para alcanzar estos niveles de crecimiento.

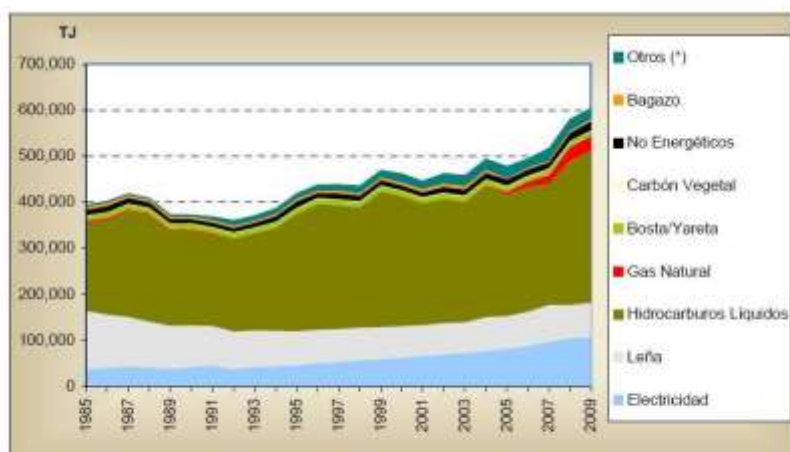
La crisis económica internacional por otro lado atenuó el problema energético del país, puesto que en los últimos 7 años, el Perú, había mostrado cifras de crecimiento económico altas, con un promedio de alrededor de 7%, para el año 2008 se creció en 9.8%. Sin embargo para el año 2009 sólo se creció 0.8 %, por lo cual la demanda de energía siguió la misma tendencia durante el 2009.

DESARROLLO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA

Consumo de energía por fuentes

El consumo final de energía del Perú se ha caracterizado por el mayor uso de hidrocarburos líquidos, sin embargo, después de la entrada en operación de Camisea se está sustituyendo dichos hidrocarburos por gas natural. Con respecto a otro energético, durante los últimos años se ha experimentado un fuerte incremento de la demanda de electricidad con tasas de crecimiento elevadas por encima del 5%. Debido a la prohibición de la comercialización del Kerosene en las zonas rurales se le ha reemplazado por GLP y en otros casos se ha vuelto a utilizar leña en el uso cocción.

Desarrollo del consumo final de energía nacional



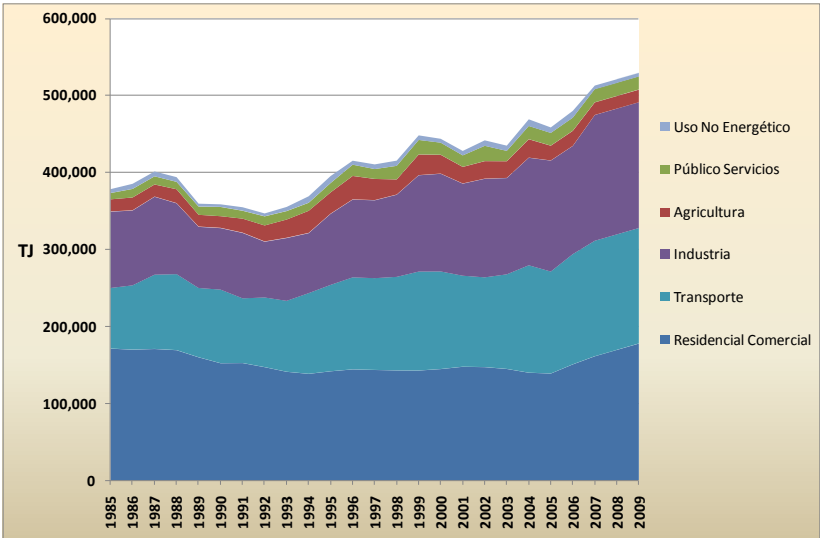
(*) Carbón Mineral y derivados
Fuente: Matrices Energéticas desde 1985 hasta 2009

Consumo de energía por sectores

Como se puede apreciar en los gráficos siguientes los tres sectores de mayor consumo energético son el Residencial-Comercial, Transporte e Industria entre ellos cubren casi el 90] % de consumo de energía nacional en una proporción más o menos similar, es decir más o menos de 30% del total. En el sector residencial el principal energético utilizado es la leña, la bosta y la yareta si bien como se ha indicado anteriormente que su consumo viene disminuyendo a la par del incremento del consumo eléctrico, esto podría significar que el mayor nivel de electrificación nacional y el mayor uso de la electricidad en el sector industrial principalmente minería a contribuido al cambio de la matriz energética, es decir que el desarrollo económico por si mismo implica un cambio paulatino de la matriz

energética nacional pasando del uso de recursos como la leña a fuentes convencionales como la electricidad, el gas natural o los derivados de los hidrocarburos.

Desarrollo del consumo final de energía por sectores



CONTEXTO del año base 2009

Consumo de energía por fuentes y sectores.

El contexto del año base se caracteriza por el mayor consumo de hidrocarburos líquidos, en los últimos años debido al proyecto Camisea el gas natural se ha venido utilizando, principalmente en los sectores de transporte e industria. La importación de otras fuentes de energía (petróleo principalmente) en el 2008 llegó a ser 6 veces más cara que el precio del gas natural de Camisea por lo que en condiciones similares futuras será más rentable para el país la sustitución de los hidrocarburos líquidos por gas natural en donde sea posible. En el cuadro siguiente se muestra la variación del consumo de energía por fuentes para el año base 2009 comparado con el año anterior 2008.

Consumo de Energía por Fuentes

Año 2008 y 2009 (TJ)

FUENTE	2008	2009	VARIACIÓN (%)
Carbón Mineral	21 957	22 949	4.5
Leña	71 812	75 130	4.6
Bosta & Yareta	10 299	10 299	0.0
Bagazo	12 248	12 201	-0.4
Energía Solar	302	302	0.0
Coque	1 612	1 337	-17.1
Carbón Vegetal	2 087	2 008	-3.8
Gas Licuado	43 622	47 397	8.7
Gasolina Motor	44 169	51 988	17.7
Kerosene-Jet	27 156	27 660	1.9
Diesel Oil	161 781	172 046	6.3
Petróleo Industrial	35 861	30 845	-14.0
No Energéticos de petróleo y gas	10 612	11 864	12.0
Gas Distribuido	30 548	32 197	5.4
Gas Industrial	1 714	0	-100.0
Electricidad	105 247	106 852	1.5
TOTAL	581 028	605 094	4.1

Fuente: Balance Nacional de Energía 2009 – Ministerio de Energía y Minas

Consumo de Energía por Sectores

Año 2008 y 2009 (TJ)

SECTOR	2008	2009	VARIACIÓN (%)
Res. Comercial y Público	166 189	175 655	5.7
Transporte	210 093	228 789	8.9
Agropecuaria, Agroindustria y Pesca	18 434	19 364	5.0
Industria y Minería	167 967	162 289	-3.4
No Energético	18 344	18 997	3.6
TOTAL	581 028	605 094	4.1

Fuente: Balance Nacional de Energía 2009 – Ministerio de Energía y Minas

Por otra parte la Balanza Comercial de Hidrocarburos del País es deficitaria y depende de forma importante del precio internacional del petróleo (precio WTI). En el 2008 el déficit de la Balanza Comercial fue de US\$ 7 millones por día reduciéndose a US\$ 2.5 millones por día en el 2009 mayormente por el efecto del precio internacional del crudo que antes de la crisis económica logró pasar los 140 US\$ por barril y luego cayó hasta el orden los 40 US\$.

Así, para el Perú el proyecto Camisea representa el proyecto energético más importante de las últimas décadas pues su entrada en operación significó atenuar el impacto de los precios internacionales de petróleo en el Perú, a la vez que en el periodo del 2005 a 2008, el país creció económicamente a tasas cercanas al 9% en promedio y le permitió contar

con un energético barato y poco contaminante para ser utilizado en transporte e industria y reemplazar a los derivados de petróleo.

Producción de energía primaria

En el año 2009, la producción de energía primaria fue 633 591 TJ superior en 10,9% respecto al año anterior. Este incremento, se debió principalmente al aumento de la producción de gas natural y sus líquidos, el cual en relación al 2008 se incremento en 29,1%. Por otro lado, desde hace algunos años, se mantiene una tendencia decreciente en la producción de petróleo crudo, debido a un menor rendimiento de los pozos en operación.

En la estructura de producción de energía primaria, los hidrocarburos continúan siendo la fuente principal producida. La producción de energía comercial (conformada por todas aquellas fuentes de energía susceptibles a ser fácilmente compradas o vendidas en un mercado) representó el 82,7% del total.

Producción de Energía

Año 2008 y 2009 (TJ)

FUENTE	2008	2009	VARIACIÓN (%)
Energía Comercial			
Petróleo Crudo	162 295	150 133	-7.5
Hidroenergía	85 637	89 523	4.5
Gas Natural + LGN (*)	212 930	274 922	29.1
Carbón Mineral	3 900	9 440	142.1
Subtotal	464 762	524 018	12.7
Energía No Comercial			
Leña	77 029	80 149	4.1
Bagazo	18 870	18 823	-0.3
Bosta & Yareta	10 299	10 299	0.0
Energía Solar (**)	302	302	0.0
Subtotal	106 500	109 572	2.9
TOTAL	571 262	633 591	10.9

Importación y exportación de energía primaria

La importación de energía primaria durante el año 2009 fue 232 612 TJ, de los cuales el petróleo crudo representó el 90,4% y el carbón mineral el resto. Con relación al año anterior, la importación de energía primaria aumentó en 3,2%.

El petróleo crudo importado es utilizado para satisfacer los requerimientos de las refinерías, que no pueden ser abastecidas por nuestra producción, debido a la baja calidad

del crudo nacional. Durante el año 2009, se vendió al exterior 40 323 TJ de energía primaria, petróleo crudo en su totalidad, ver cuadro siguiente. Con relación al año anterior, las exportaciones se han incrementado en 5,6%, debido a la intensificación de la producción de los pozos y la incorporación de nuevos.

Importaciones y exportaciones de energía primaria

Año 2009

(TJ)

FUENTE	IMPORTACIONES	EXPORTACIONES	SALDO
Petróleo Crudo	210 363	40 323	(170 040)
Carbón Mineral	22 248	0	(22 248)
TOTAL	232 612	40 323	(192 288)

Fuente: DGH, SUNAT

RESUMEN DE LOS ESCENARIOS SIMULADOS

La elaboración de los escenarios de mediano y largo plazo toma en cuenta la infraestructura comprometida mediante contratos y licitaciones que ingresarán en el sector energía en los próximos 6 años. Asimismo el desarrollo de mediano plazo se tendrá en cuenta la proyección de la coyuntura actual y el impacto futuro de las condiciones actuales de consumo y producción, el análisis se centrará en la coyuntura de los próximos de la generación de electricidad.

Lo anteriormente establecido en la política energética nacional será considerada para todos los escenarios, las condiciones particulares de cada uno de los escenarios se muestra en resumen en el siguiente cuadro para las consideraciones utilizadas para la demanda de energía.

Condiciones asumidas por escenario para la Demanda.

			Demanda					
Nombre	Horizonte	Años	Economía	PBI	Electricidad	Gas Natural	Exportación Gas Natural	Hidrocarburos
Escenario A	Mediano Plazo	2011 - 2016	Desarrollo Alto	6.0%	10.0%	PRH + Plan de Obras de GGEE al 2016	Si	Mayor a PRH
Escenario B	Mediano Plazo	2011 - 2016	Desarrollo Medio	5.0%	8.0%	PRH + Plan de Obras de GGEE al 2016	Si	Plan Referencial Hidrocarburos
Escenario I	Largo Plazo	2011 - 2040	Desarrollo Alto	5.0%	8.0%	PRH + varia GGEE + Petroquímica 2013	Si Hasta el 2029	Mayor a PRH - cambio a gas natural en sector transporte e industria
Escenario II	Largo Plazo	2011 - 2040	Desarrollo Medio	4.5%	7.0%	PRH + varia GGEE + Petroquímica 2013	Si Hasta el 2029	PRH - cambio a gas natural en sector transporte e industria Hidrocarburos
Escenario III	Largo Plazo	2011 - 2040	Desarrollo Bajo	4.0%	6.0%	PRH + varia GGEE + Petroquímica 2015	Si Hasta el 2029	Menor a PRH - cambio a gas natural en sector transporte e industria

Del mismo modo en el cuadro siguiente se resume las condiciones para la oferta utilizada en los escenarios simulados.

Condiciones asumidas por escenario para la Oferta.

			Oferta				
Nombre	Horizonte	Años	Electricidad	Gas Natural	Reservas GN	Hidrocarburos	Reservas HC
Escenario A	Mediano Plazo	2011 - 2016	COES + Licitaciones + Reserva Fría + RER	Ampliación hasta 450 MMPCD hacia Lima	-	Existente	-
Escenario B	Mediano Plazo	2011 - 2016	COES + Licitaciones + Reserva Fría + RER	Ampliación hasta 450 MMPCD hacia Lima	-	Existente	-
Escenario I	Largo Plazo	2011 - 2040	Hidroeléctricas principalmente + Nuclear 2030 + RER	1800 MMPCD de producción 2020	11.0TCF	Existente	Sin Nuevas Reservas
Escenario II	Largo Plazo	2011 - 2040	Hidroeléctricas principalmente + Nuclear 2030 + RER	1800 MMPCD de producción 2030	11.0TCF + Nuevas Reservas	Existente	Nuevas Reservas
Escenario III	Largo Plazo	2011 - 2040	Hidroeléctricas principalmente + Nuclear 2030 + RER	Hasta 1550 MMPCD	11.0TCF + Nuevas Reservas	Existente	Nuevas Reservas

RESULTADOS de Escenarios Prospectivos del 2011 al 2040

Los resultados de los escenarios prospectivos han sido elaborados considerando los proyectos de infraestructura energética que se planean desarrollar en las próximas dos décadas. Asimismo el desarrollo de largo plazo ha tenido en cuenta el impacto futuro de las condiciones de consumo y producción. Los valores de las tendencias económicas han

tomado en cuenta los objetivos del plan Bicentenario elaborado por CEPLAN al 2021, en adelante se consideró un crecimiento promedio en cada escenario.

Crecimiento Económico

Crecimiento Económico

La proyección de la demanda de energía tanto de hidrocarburos como electricidad tomará en consideración un desarrollo económico Alto con el fin contrastar los valores del escenario tendencial I del sistema energético nacional.

2017 - 2021 = 6.0 %

2022 - 2026 = 5.0 %

2027 – 2040 = 4.5 %

Escenario I

Demanda

Electricidad

Para el caso de la electricidad se consideró las proyecciones elaboradas en el Plan Referencial de Electricidad al 2025, las mismas que han sido debidamente actualizadas. Después de las cuales se asumirá un crecimiento Alto de la demanda vegetativa.

Gas Natural

Para el largo plazo el proyecto de exportación de Perú LNG terminará su contrato en el año 2028 y acumulará un total de 4.2 TCF de consumo de las reservas totales. Para medir su impacto con el actual nivel de reservas se asumirá la capacidad de transporte de Gas Natural. En este punto existe riesgo de falta de capacidad de transporte hacia Lima para generación eléctrica sin embargo en este escenario dicha condición no será considerada, se asumirá que no existen restricciones en el largo plazo.

En los campos de proyección de consumos residenciales e industriales se utilizará la demanda proyectada en el plan referencial de hidrocarburos así como en los procesos de fijación de tarifas de gas natural, ajustando las mismas de acuerdo al crecimiento económico asumido para este escenario. Se continuará con las conversiones a GNV hasta donde sea posible.

Hidrocarburos

Se consideró la sustitución de los hidrocarburos líquidos derivados de petróleo por combustibles como el gas natural y las energías renovables.

Oferta

Electricidad

La generación eléctrica se considera que no se desarrollarán nuevas centrales a gas natural después del ingreso de la capacidad comprometida en Chilca. El ingreso de nueva generación dependerá de la disponibilidad y certificación de nuevas reservas.

En el campo de la energía Nuclear se considerará la entrada en operación de esta tecnología después del año 2030, considerando que su maduración demora aproximadamente unos 15 a 20 años. La central nuclear a analizar tendrá una capacidad de entre 1000 MW y 3000 MW.

El desarrollo de centrales hidroeléctricas se considerará en todo el horizonte de análisis. Se considerará el desarrollo Intensivo de energías renovables no convencionales (ERNC) de acuerdo al avance de los costos de contar con generación basada en dicha fuente. El parque generador utilizado para este escenario se muestra en el Anexo de Plan de Obras de Generación para el escenario I.

Gas Natural

Se considerará el desarrollo de gasoductos regionales al norte y al sur pero sin nueva capacidad de producción ni tampoco el desarrollo de nuevas reservas.

Hidrocarburos

En este capítulo de los hidrocarburos lo que se plantea observar es el impacto del desarrollo de reservas de Hidrocarburos en la matriz energética, pero principalmente en la seguridad de suministro.

Para el petróleo se ha considerado los descubrimientos de las empresas Talisman y Perenco realizados en la selva norte. Se considera su desarrollo en los años 2014 y 2018 con una cantidad de 300 millones de barriles por cada uno. Se considera el desarrollo de nuevas reservas de petróleo en el año 2025.

Para el gas natural las reservas corresponden a los descubrimientos realizados durante el año 2009 por las empresas Petrobrás y Pluspetrol en los lotes 57 y 58 aledaños a Camisea,

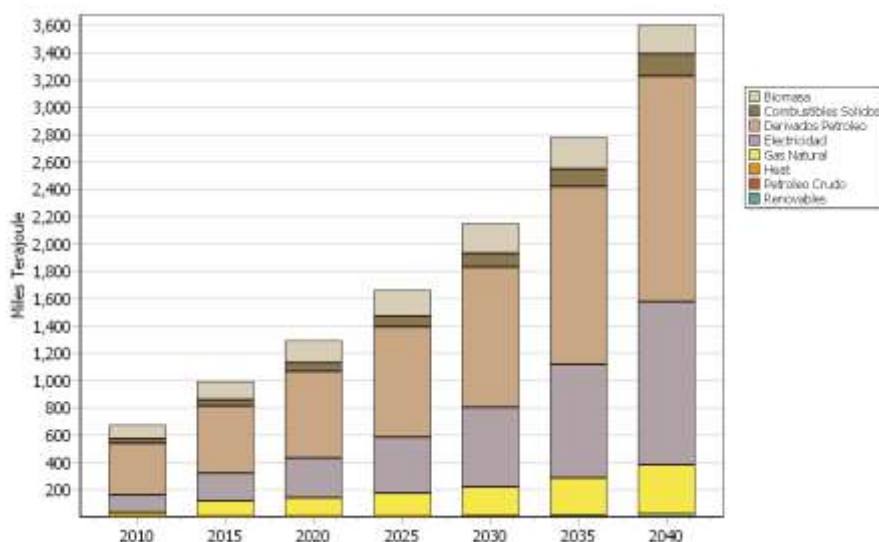
considerando que en cada lote se desarrollarán reservas por 1.5 TCF en el 2015. Asimismo el desarrollo de nuevas reservas en la década del 2020.

Resultados del Escenario I

A partir de los supuestos, se ha obtenido la proyección de demanda de energéticos para cada uno de los sectores de consumo. Los análisis muestran que la demanda de energía final crecerá a una tasa del 5.5 % promedio anual en el periodo 2010 - 2040, que equivale a un aumento de aproximadamente 2 930 000 Terajoules.

Demanda de Energía Final

(Terajoules)



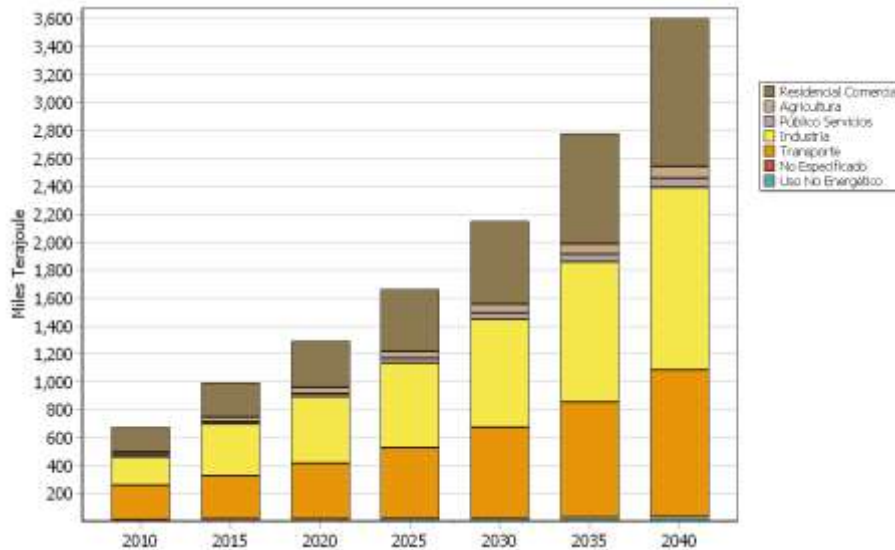
Demanda de Energía Final por fuentes

(Terajoules)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	102	131	162	193	219	232	214
Combustibles Sólidos	33	48	63	80	101	128	163
Derivados Petróleo	379	492	632	806	1024	1301	1650
Electricidad	125	202	291	412	585	834	1195
Gas Natural	32	114	136	165	207	269	361
Renovables	3	4	6	8	11	15	21
Total	674	992	1290	1663	2148	2779	3604

La demanda estimada en el escenario base por sectores económicos se muestran en la Figura siguiente. La distribución de la demanda muestra un rápido crecimiento de los sectores construcción y cemento seguido de comercial, transporte e industrial.

Distribución Sectorial del Consumo



Demanda de Energía Final por sectores

(Terajoules)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Residencial Comercial	179	245	331	443	593	793	1061
Agricultura	21	31	42	52	63	73	84
Público Servicios	16	21	26	34	43	55	70
Industria	201	368	476	606	778	1005	1303
Transporte	245	312	398	507	646	824	1050
No Especificado	0	0	0	0	0	0	0
Uso No Energético	12	15	17	21	25	29	35
Total	674	992	1290	1663	2148	2779	3604

Escenario II

Demanda

Crecimiento Económico

La proyección de la demanda de energía tanto de hidrocarburos como electricidad tomará en consideración un desarrollo económico medio de los últimos 10 años con el fin de prevenir los requerimientos tendenciales del sistema energético nacional y establecer una línea de referencia sobre la cual contrastar los otros escenarios.

2017 - 2021 = 5.0 %

2022 - 2026 = 4.5 %

2027 – 2040 = 4.0 %

Electricidad

Para el caso de la electricidad se considerará las proyecciones elaboradas en el Plan Referencial de Electricidad al 2025. Después de las cuales se asumirá un crecimiento medio de la demanda vegetativa.

Gas Natural

El consumo para nueva generación eléctrica se tendrá que restringir a partir del 2014, excepto una central de ciclo simple en Ilo como parte del desarrollo del gasoducto sur. El proyecto de exportación de Perú LNG se mantiene hasta el fin del contrato en el año 2028. Se continúa las conversiones a GNV y se expande la demanda residencial pero a menor ritmo que en (Escenario I)

Hidrocarburos

Se considerará la sustitución de los hidrocarburos líquidos derivados de petróleo por combustibles como el gas natural y las energías renovables.

Oferta

Electricidad

La generación eléctrica se considera que no se desarrollarán nuevas centrales a gas natural después del ingreso de la capacidad comprometida en Chilca. El ingreso de nueva generación dependerá de la disponibilidad y certificación de nuevas reservas.

En el campo de la energía Nuclear se considerará la entrada en operación de esta tecnología después del año 2030, considerando que su maduración demora aproximadamente unos 15 a 20 años. La central nuclear a analizar tendrá una capacidad de entre 1000 MW y 3000 MW.

El desarrollo de centrales hidroeléctricas se considerará en todo el horizonte de análisis. Se considerará el desarrollo Intensivo de energías renovables no convencionales (ERNC) de acuerdo al avance de los costos de contar con generación basada en dicha fuente.

El parque generador utilizado para este escenario se muestra en el Anexo de Plan de Obras de Generación para el escenario II.

Gas Natural

Se considerará el desarrollo de gasoductos regionales al norte y al sur así como de nueva capacidad de producción en el campo debido al desarrollo de nuevas reservas.

Las nuevas reservas se han adicionado reservas en el año 2016 la cantidad de 3 TCF. Estas reservas corresponden a los descubrimientos realizados durante el año 2009 por las empresas Petrobrás y Pluspetrol en los lotes 57 y 58 aledaños a Camisea, considerando que en cada lote se desarrollarán reservas por 1.5 TCF. Adicionalmente a este desarrollo de reservas se considera que se podrá desarrollar 2.0 TCF adicionales en el largo plazo a partir del año 2025.

Hidrocarburos

Se considera que el abastecimiento de la demanda será atendido con las refinerías existentes, además en el mediano plazo se espera la reducción del porcentaje de Azufre en los combustibles así como la continuidad de la estructura de precios de combustibles.

En este capítulo de los hidrocarburos lo que se plantea observar es el impacto del desarrollo de reservas de Hidrocarburos en la matriz energética, pero principalmente en la seguridad de suministro.

Para el petróleo se ha considerado los descubrimientos de las empresas Talisman y Perenco realizados en la selva norte. Se considera su desarrollo en los años 2014 y 2018 con una cantidad de 300 millones de barriles por cada uno. Se considera el desarrollo de nuevas reservas de petróleo en el año 2025.

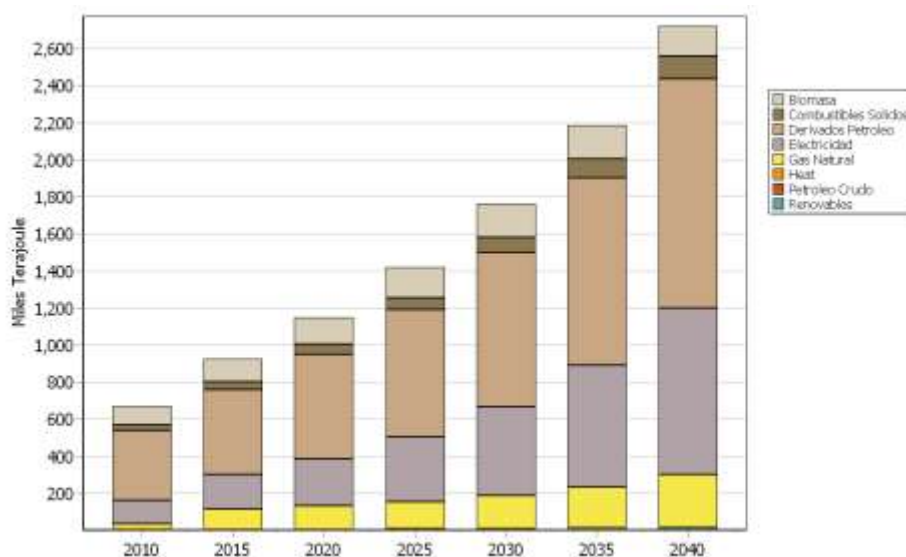
Resultados del Escenario II

A partir de los supuestos, se ha obtenido la proyección de demanda de energéticos para cada uno de los sectores de consumo. Los análisis muestran que la demanda de energía

final crecerá a una tasa del 4.3% promedio anual en el periodo 2010 - 2040, que equivale a un aumento de aproximadamente 2 050 000 Terajoules.

Demanda de Energía Final

Escenario II - (Terajoules)



Demanda de Energía Final por fuentes

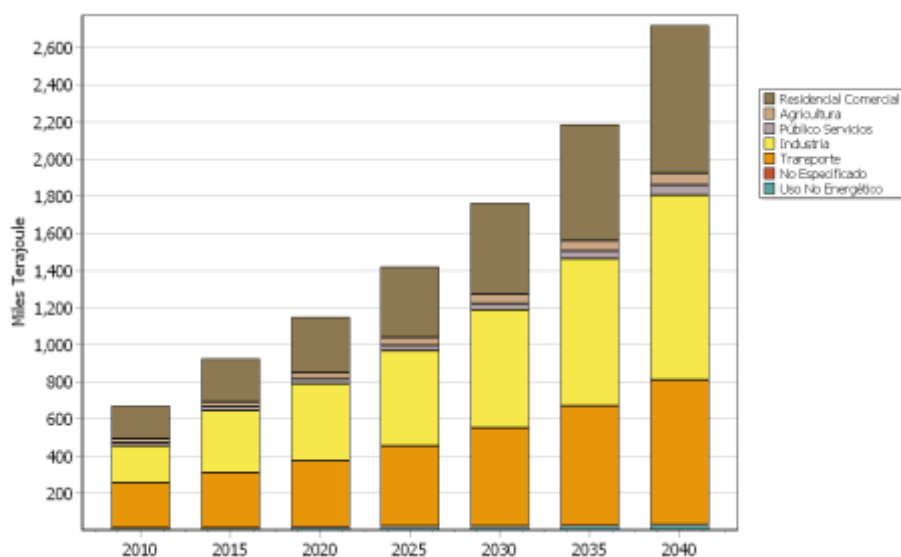
Escenario II - (Terajoules)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	102	124	147	166	181	183	161
Combustibles Sólidos	33	43	54	66	81	100	123
Derivados Petrolero	376	459	562	685	835	1016	1236
Electricidad	125	186	256	349	476	653	898
Gas Natural	32	109	125	148	179	223	287
Renovables	3	4	5	7	9	12	15
Total	671	925	1149	1421	1761	2187	2720

La demanda estimada en el escenario base por sectores económicos se muestran en la Figura siguiente. La distribución de la demanda muestra un rápido crecimiento de los sectores construcción y cemento seguido de comercial, transporte e industrial.

Distribución Sectorial del Consumo

Escenario II - (Terajoules)



Demanda de Energía Final por sectores

Escenario II - (Terajoules)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Residencial Comercial	179	234	301	384	491	626	799
Agricultura	21	28	35	42	49	56	63
Público Servicios	16	20	24	29	35	43	52
Industria	201	335	415	512	636	794	996
Transporte	242	294	357	434	528	642	780
No Especificado	0	0	0	0	0	0	0
Uso No Energético	12	14	17	19	22	26	30
Total	671	925	1149	1421	1761	2187	2720

Escenario III

Demanda

Crecimiento Económico

La proyección de la demanda de energía tanto de hidrocarburos como electricidad tomará en consideración un desarrollo económico bajo con el fin contrastar los valores del escenario tendencial I del sistema energético nacional.

2017 - 2021 = 4.5 %

2022 - 2026 = 4.0 %

2027 – 2040 = 3.5 %

Electricidad

Para el caso de la electricidad se considerará proyecciones por encima de las elaboradas en el Plan Referencial de Electricidad al 2025. Asumiendo un crecimiento económico bajo de la demanda vegetativa.

Gas Natural

El consumo para nueva generación eléctrica se tendrá que restringir a partir del 2014 y se analizará, el proyecto de exportación de Perú LNG se mantiene hasta el fin del contrato. Se continua las conversiones a GNV y se expande la demanda residencial pero a mayor ritmo que en (Escenario I). Además de ello se considerará el desarrollo de la petroquímica.

Hidrocarburos

Los mayores consumidores de hidrocarburos líquidos seguirán siendo el sector Transporte e Industrial. En el caso del sector transporte se considera el impacto de nueva tecnología como vehículos híbridos y la mejora de la calidad de los combustibles.

Oferta

Electricidad

La generación eléctrica se considera que no se desarrollarán nuevas centrales a gas natural después del ingreso de la capacidad comprometida en Chilca. El ingreso de nueva generación dependerá de la disponibilidad y certificación de nuevas reservas.

El desarrollo de centrales será hidroeléctrico principalmente hasta el año 2030. Incluirá los proyectos de la Amazonia comprendidos en el convenio con Brasil.

En el campo de la energía Nuclear se considerará la entrada en operación de esta tecnología después del año 2030, considerando que su maduración demora aproximadamente unos 15 a 20 años. La central nuclear a analizar tendrá una capacidad

de entre 1000 MW y 3000 MW de ser necesario se evaluará el ingreso de mayor capacidad.

El desarrollo de centrales hidroeléctricas se considerará en todo el horizonte de análisis. Se considerará el desarrollo Intensivo de energías renovables no convencionales (ERNCC) de acuerdo al avance de los costos de contar con generación basada en dicha fuente.

El parque generador utilizado para este escenario se muestra en el Anexo de Plan de Obras de Generación para el escenario II.

Gas Natural

Se considerará el desarrollo de gasoductos regionales al norte y al sur así como de nueva capacidad de producción en el campo debido al desarrollo de nuevas reservas.

Las nuevas reservas se han adicionado reservas en el año 2016 la cantidad de 3 TCF. Estas reservas corresponden a los descubrimientos realizados durante el año 2009 por las empresas Petrobrás y Pluspetrol en los lotes 57 y 58 aledaños a Camisea, considerando que en cada lote se desarrollarán reservas por 1.5 TCF. Adicionalmente a este desarrollo de reservas se considera que se podrá desarrollar 2.0 TCF adicionales en el largo plazo a partir del año 2025.

Hidrocarburos

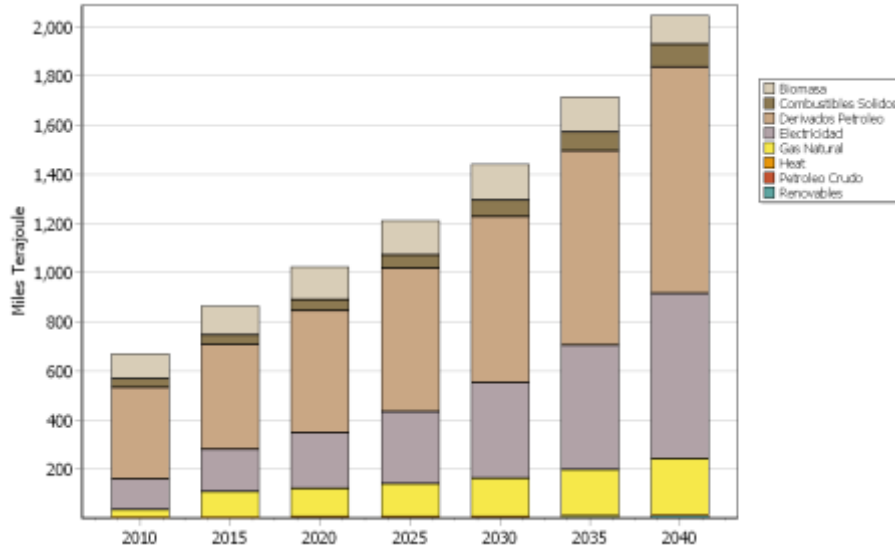
Se considera que el abastecimiento de la demanda será atendido con las refinerías existentes, de ser necesario en el futuro se determinará la necesidad de ampliaciones o nuevas refinerías, además en el mediano plazo se espera la reducción del porcentaje de Azufre en los combustibles así como la continuidad de la estructura de precios de combustibles.

Resultados del Escenario III

A partir de los supuestos, se ha obtenido la proyección de demanda de energéticos para cada uno de los sectores de consumo. Los análisis muestran que la demanda de energía final crecerá a una tasa del 3.3% promedio anual en el periodo 2010 - 2040, que equivale a un aumento de aproximadamente 1 380 000 Terajoules.

Demanda de Energía Final

Escenario III - (Terajoules)



Demanda de Energía Final por fuentes

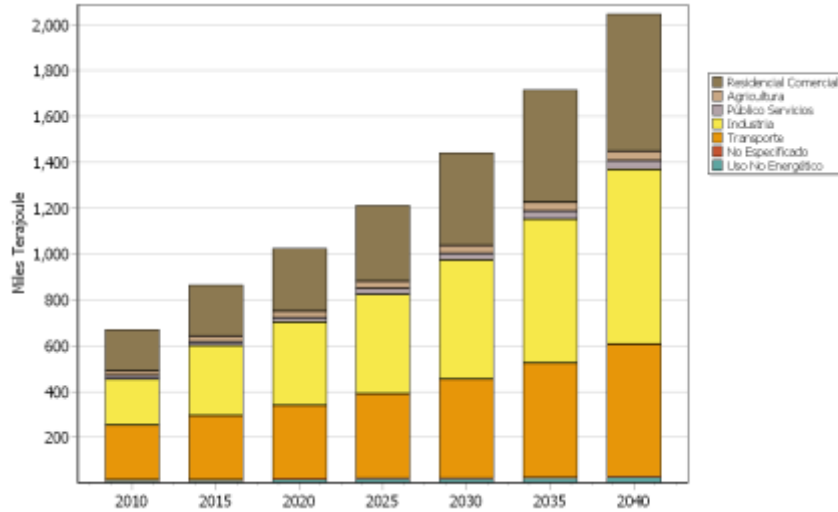
Escenario III - (Terajoules)

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	102	118	132	143	148	143	120
Combustibles Solidos	33	38	45	54	65	77	92
Derivados Petroleo	374	428	499	582	678	790	921
Electricidad	125	172	225	295	387	509	673
Gas Natural	32	104	116	133	156	187	231
Renovables	3	4	5	6	8	9	12
Total	668	864	1023	1213	1441	1716	2047

La demanda estimada en el escenario base por sectores económicos se muestran en la Figura siguiente. La distribución de la demanda muestra un rápido crecimiento de los sectores construcción y cemento seguido de comercial, transporte e industrial.

Distribución Sectorial del Consumo

Escenario III



Demanda de Energía Final por sectores

Escenario III - (Terajoules)

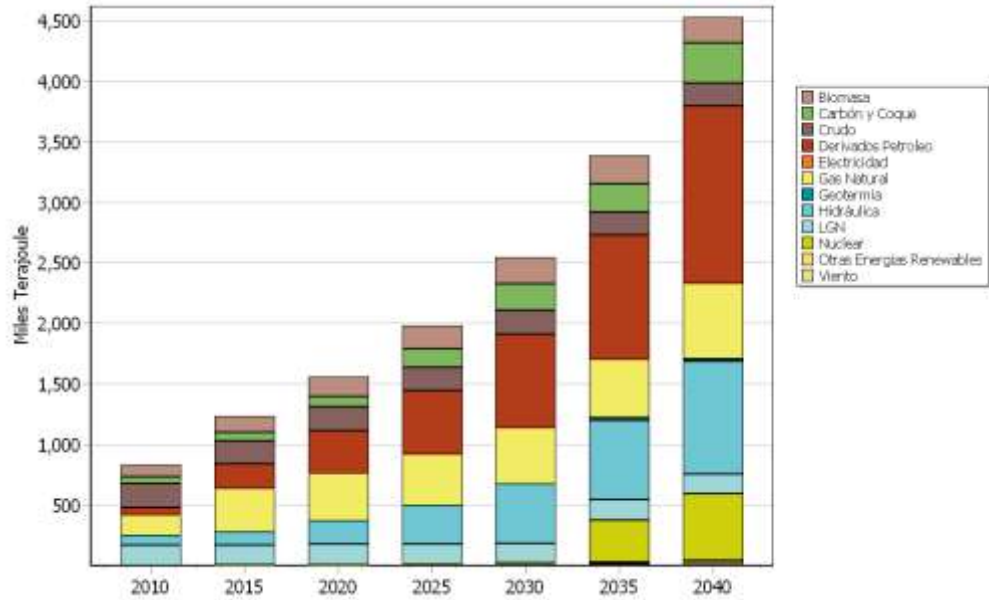
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Residencial Comercial	179	223	274	333	405	493	600
Agricultura	21	24	28	31	35	38	42
Público Servicios	16	18	21	25	29	33	39
Industria	200	306	362	433	520	628	762
Transporte	240	278	322	373	432	500	579
No Especificado	0	0	0	0	0	0	0
Uso No Energético	12	14	16	18	20	23	26
Total	668	864	1023	1213	1441	1716	2047

Requerimientos Primarios – Por Escenario

A continuación se presentan los resultados de los requerimientos primarios para los distintos escenarios, en forma detallada, por fuente energética.

Requerimientos Primarios – Escenario I

Crecimiento de Demanda Alto



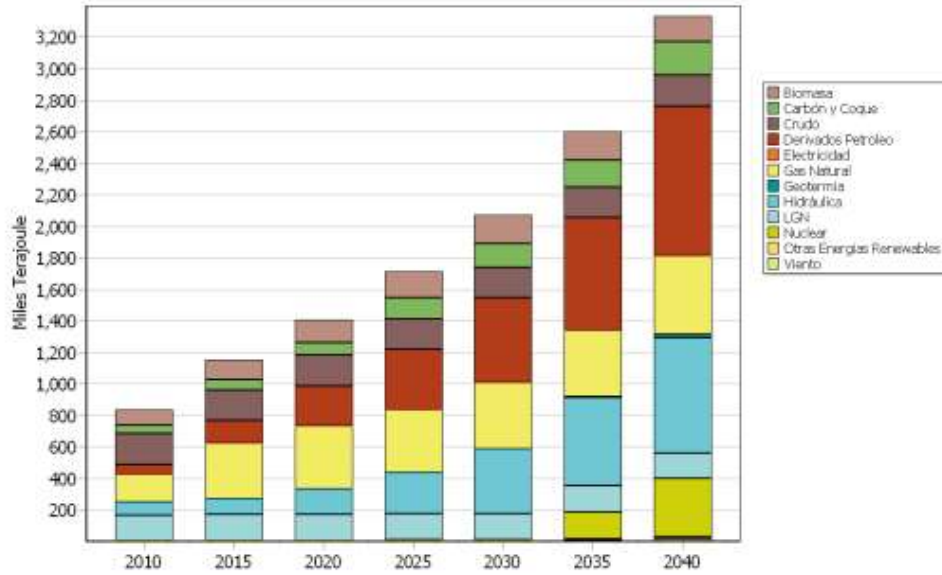
Requerimientos Primarios – Escenario I

Crecimiento de Demanda Alto

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	102	131	162	193	219	232	214
Carbón y Coque	54	72	90	151	219	233	327
Crudo	194	194	194	194	194	194	194
Derivados Petrolero	65	205	352	532	776	1030	1465
Electricidad	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	171	360	400	419	465	475	623
Geotermia	0	0	0	0	0	22	23
Hidráulica	79	101	191	316	486	659	926
LGN	165	165	165	165	165	165	165
Nuclear	0	0	0	0	0	347	551
Otras Energías Renovables	3	4	6	8	11	15	21
Viento	0	2	2	5	8	14	19
Total	832	1234	1562	1982	2544	3387	4528

Requerimientos Primarios – Escenario II

Crecimiento de Demanda Medio



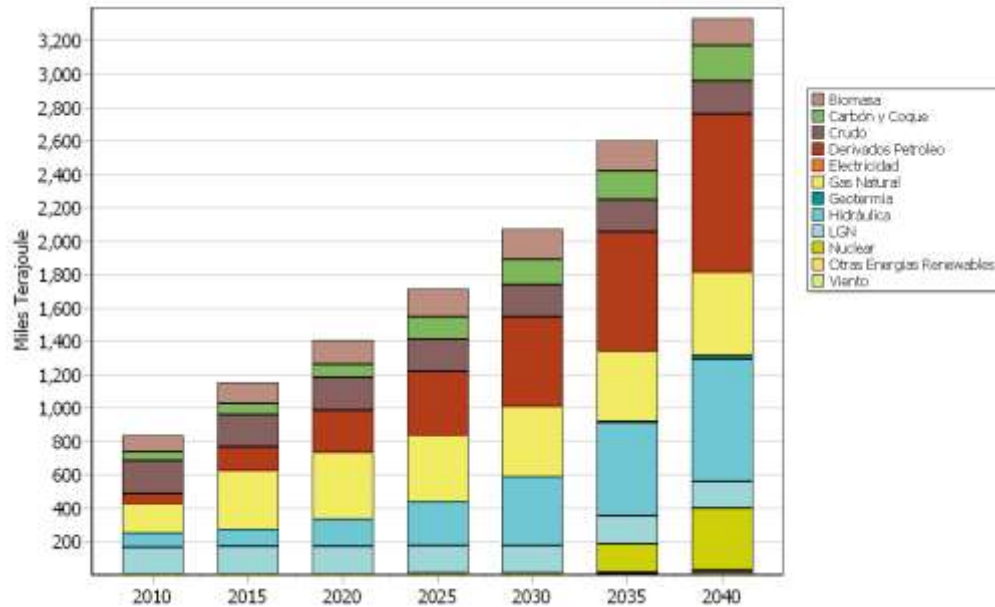
Requerimientos Primarios – Escenario II

Crecimiento de Demanda Medio

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	102	124	147	167	181	183	162
Carbón y Coque	54	65	79	133	150	169	215
Crudo	194	194	194	194	194	194	194
Derivados Petroleo	61	148	257	384	539	718	953
Electricidad	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	181	351	395	398	420	418	495
Geotermia	0	0	0	0	0	7	23
Hidráulica	78	99	162	263	408	559	729
LGN	165	165	165	165	165	165	165
Nuclear	0	0	0	0	0	170	367
Otras Energías Renovables	3	4	5	7	9	12	15
Viento	0	2	2	2	3	6	15
Total	838	1152	1407	1714	2070	2600	3333

Requerimientos Primarios – Escenario III

Crecimiento de Demanda Bajo



Requerimientos Primarios – Escenario III

Crecimiento de Demanda Bajo

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Biomasa	102	118	133	143	148	143	120
Carbón y Coque	53	58	69	79	131	121	139
Crudo	194	194	194	194	194	194	194
Derivados Petróleo	59	114	191	277	376	478	614
Electricidad	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	180	328	362	389	396	376	425
Geotermia	0	0	0	0	0	0	15
Hidráulica	78	91	135	208	307	414	571
LGN	165	165	165	165	165	165	165
Nuclear	0	0	0	0	0	169	175
Otras Energías Renovables	3	4	5	6	8	9	12
Viento	0	2	2	2	3	5	11
Total	835	1075	1256	1465	1729	2076	2441

conclusiones

La composición de la matriz energética actual basada en combustibles fósiles derivados de petróleo debe cambiar hacia otros combustibles como el gas natural, los líquidos de gas natural y en el caso del sector eléctrico hacia la hidroelectricidad. Este proceso de cambio es lento y todavía se verían los resultados de un cambio de matriz energética en los próximos 10 años.

El precio del abastecimiento de energía en el mediano plazo estará influenciado fuertemente por el precio del petróleo debido a nuestra alta dependencia de dicho energético, frente a ello es necesario establecer una nueva política de aplicación del Impuesto Selectivo al Consumo, ya que este afecta principalmente a los combustibles derivados del petróleo que son la mayor parte utilizados en el sector transporte. Los criterios a tomar para ello deben ser la de afectar menos a los vehículos eficientes y que utilizan combustibles menos contaminantes de tal forma de redireccionar el consumo a combustibles menos contaminantes.

Es necesario asegurar la instalación de nueva infraestructura de transporte en el muy corto plazo, principalmente la nueva capacidad de transmisión eléctrica al norte y al sur, así como la ampliación de capacidad del ducto de gas natural hacia la zona de Chilca. Finalmente en el sector eléctrico es necesario asegurar la instalación del proyecto de reserva fría que actualmente busca instalar 200 MW en Talara, 200 MW en Trujillo y 400 MW en Ilo pues con ello se evitarán posibles contingencias en el sector electricidad.

El uso de la energía Nuclear debe iniciarse en el próximo quinquenio para poder disponer de dicho recurso hacia la década del 30 cuando si es que se instala agresivamente centrales hidroeléctricas será el periodo en que se llegue al límite de reservas explotables de hidroelectricidad frente a lo cual será necesario introducir esta nueva energía para poder tener una matriz más diversificada.

En el caso de energías renovables la participación de estas en la matriz de producción de energía eléctrica debería mantenerse con las normas actuales, hasta poder evaluar si las capacidades de intensidad de viento y solar, así como la geotermia son realmente tan beneficiosas como se dice. Al respecto instalar aerogeneradores tiene el problema de la variabilidad del viento y de la necesidad de tener siempre una generación de respaldo térmica, por el lado de la energía solar en la parte de generación eléctrica su contribución es mínima puesto que en la hora de punta dicha tecnología no permite producir electricidad. Es necesario hacer un seguimiento y evaluación permanente a los proyectos

de energías renovables que actualmente se han licitado y estarán entrando en operación hasta el 2013.

Un punto importante en el desarrollo del sector energético es la seguridad energética, que según las simulaciones realizadas podría verse disminuida por el agotamiento alguna fuente relevante de energía como podría ser el gas natural (década del 30) o el petróleo (década del 20), esto dependiendo de que no se hayan desarrollado nuevas reservas que las existentes al día de hoy. Frente a este posible agotamiento es necesario establecer una política de perforación de pozos que nos permita explorar el territorio con mayor efectividad y cantidad de tal forma de poder reponer las reservas actuales con nuevas reservas en el futuro. La falta de conocimiento de la cantidad exacta de reservas es una debilidad que afectaría cualquiera medida de política que pudiera implementarse.

La principal dificultad para el abastecimiento de energía de la población pobre es el costo de instalación de infraestructura versus la capacidad de compra en el mercado energético, pues generalmente es en zonas pobres en donde el consumo de energía per capita es mucho menor y por lo tanto un mercado como este no permite el desarrollo de inversión privada que busca siempre una rentabilidad. Por ello el Estado debería de continuar la promoción de la electrificación rural mediante la tecnología convencional de expansión de redes así como de la utilización de recursos y tecnología renovable como eólica y solar ahí en donde sea más económico hacerlo. Debido al bajo nivel adquisitivo será necesario generar un subsidio a la inversión en la infraestructura evitando el subsidio al precio del energético. Como conclusión de esto se debe indicar que la estrategia de energización de la población pobre debe estar integrada de manera multidisciplinaria para establecer estrategias de desarrollo económico de tal forma de elevar el nivel de consumo de energía y la capacidad de pago de las poblaciones para permitir la sostenibilidad de los proyectos y el mantenimiento de las instalaciones.

En el campo de la competitividad del sector energía podría tenerse dos enfoques uno interno y otro externo. En el primero es introducir mayores mecanismos de competencia en los sectores eléctrico y de hidrocarburos sin embargo, debido al tamaño de mercado pequeño no es posible desarrollar la suficiente competencia a pesar de utilizar mecanismos como las subastas en el sector eléctrico que han permitido comprometer inversiones nuevas en generación eléctrica y dentro de ella algunas centrales hidroeléctricas. En el segundo es apreciar la estrategia utilizada por otros países como Colombia ó Brasil que en asociaciones públicas privadas ó empresa públicas han mantenido empresas integradas verticalmente en los sectores brasileño y colombiano con inversiones en otros países como en el Perú (ISA - REP) logrando una competitividad de

una empresa nacional a un nivel internacional. En el caso de las empresas nacionales de petróleo, estas son en la mayor parte del mundo de propiedad estatal, en el caso peruano podría evaluarse la participación de Petroperú en toda la cadena de tal forma de hacer la más competitiva, lo mismo podría realizarse para el caso de Electroperú, pues ambas empresas no han podido ser privatizadas completamente y a su vez no se les permite desarrollarse bajo las reglas de mercado pues la normativa limita su capacidad de acción.

CENARIZAÇÃO DO IMPACTO DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O SETOR DE TRANSPORTE BRASILEIRO

Gregório da Cruz Araújo²⁹⁸

José Manoel Antelo Gomez²⁹⁹

1. Introdução

Ao longo da história, crescimento econômico e uso da energia sempre estiveram associados. Não obstante, mais recentemente entrou em pauta a crescente percepção dos impactos ambientais provocados por tal processo. Entendeu-se que o crescimento acelerado e mal planejado da produção e utilização energética implica em relevantes impactos ambientais que podem comprometer a própria continuidade do desenvolvimento econômico. Com efeito, tem-se cada vez mais o consenso sobre a necessidade de se estabelecer ações que busquem reduzir emissões futuras de gases poluentes, por meio de políticas públicas que promovam mudanças de hábito e alterações tecnológicas a fim de proporcionar a redução do uso de combustíveis fósseis nos sistemas energéticos dos países e na melhoria da eficiência no uso de combustíveis.

No plano mundial, a análise dos setores revela que o setor de transporte tem um importante papel na questão do controle de emissões de CO₂. Embora o setor tenha, em 2008, respondido por apenas 27% do consumo final de energia, somente relacionado ao consumido de derivados de petróleo, o setor foi responsável por 47% das emissões de CO₂ associadas ao total do consumido final de energia no mundo (IEA, 2010). No Brasil, o setor de transporte responde por um consumo energético da ordem de 28% do consumo final de energia do país (MME, 2010). O Brasil é o quarto maior emissor de gases de efeito estufa na atmosfera, sendo que as emissões brasileiras são predominantemente causadas por atividades não energéticas, relacionadas ao uso do solo, queimadas e atividades agrícolas representando algo em torno de 52% das emissões totais (MMA 2009). As estatísticas revelam que as emissões do setor de transporte representam aproximadamente 30% das emissões do país relacionadas à energia.

²⁹⁸ Economista, Petrobras. Doutorando IE/EPGE/UFRJ. gregorioaraujo@petrobras.com.br

²⁹⁹ Analista de Comercialização e Logística, Petrobras. Doutorando COPPE/PPE/UFRJ. jose.antelo@petrobras.com.br

Tabela 1: Consumo Energético Final por setor (em tep 103) – Brasil, 2009

Consumo Final	221.334	100%
Consumo Final Energético	206.364	93%
Setor Energético	24.414	11%
Residencial	23.227	10%
Comercial	6.179	3%
Público	3.717	2%
Agropecuário	9.453	4%
Transportes – Total	62.687	28%
Rodoviário	57.683	26%
Ferroviário	769	0,3%
Aéreo	2.875	1,3%
Hidroviário	1.359	0,6%
Industrial – Total	76.686	35%

Fonte: MME, Balanço Energético Nacional 2010

O objetivo do presente estudo é avaliar o impacto de algumas políticas públicas direcionadas para o setor de transporte no Brasil, de modo a quantificar variáveis chaves, tais como nível de atividade, consumo energético e emissão de CO₂ equivalente relacionadas ao setor. Para tanto, se elaborará dois cenários, um de referência e outro alternativo em que se diferenciem pela intensidade e extensão das políticas públicas de promoção dos biocombustíveis e da eficiência no transporte de passageiros e cargas.

2. Método

As projeções quantitativas dos cenários serão desenvolvidas apoiadas pelo modelo elaborado em conjunto pela IEA (Internacional Energy Agency) e WBCSD's Sustainable Mobility Project (SMP). O modelo IEA/SMP para o setor de transporte foi desenvolvido objetivando tratar todos os modais de transporte, bem como os diferentes tipos de veículos automotivos. Tal modelo produz projeções para o estoque de veículos, distância percorrida, uso de energia e outros indicadores (tais como emissão de gases de efeito estufa e acidentes nas vias rodoviárias) até o ano de 2050, tendo como base premissas com relação a um caso referência, permitindo, assim, o cotejo com outros casos e cenários que envolvam diferentes tipos de premissas. Este trabalho circunscrever-se-á ao Brasil e ao horizonte temporal que perdura até 2035.

O modelo não inclui nem um tipo de relação econômica, tal como, por exemplo, o uso de elasticidades, nem otimiza custos³⁰⁰. De fato, trata-se de um modelo contábil, ancorado na identidade “ASIF - Activity; Structure; Intensity; Fuel type” (IEA, 2004).

$$\text{Atividade} * \text{Estrutura} * \text{Intensidade} * \text{tipo de combustível} = \text{uso do combustível}$$

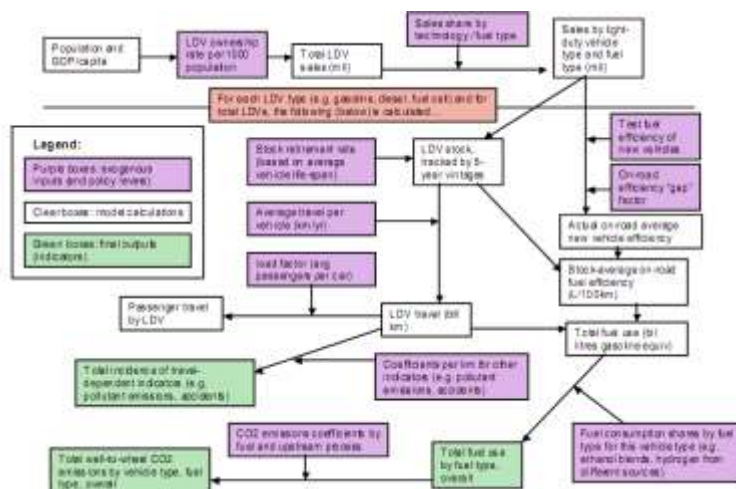
onde, a **Atividade** resulta do número de passageiros por quilômetro e tonelada por quilometragem percorrida; a **Estrutura** descreve a participação dos tipos de veículos (carro leve, caminhões de carga leve e pesado, ônibus, micro-ônibus, motocicletas e triciclos) na frota total, obtida pela interação da estimativa de vendas de novos veículos descontada por uma curva de sucateamento de estoque (para o caso de veículos leves) e projeções para outros veículos; a **Intensidade**: indica a eficiência do combustível, por meio de indicadores de rendimento médio dos veículos; e **tipo de combustível** ressalta impacto da introdução de tecnologias e combustíveis alternativos.

A escolha do modelo é justificada por sua estrutura mais simples em comparação aos seus substitutos; trata-se de um modelo flexível, permitindo adaptações; possui um nível bom de detalhamento, sendo um modelo conveniente às análises de políticas energéticas, permitindo, assim, apreciações de fatores dinâmicos que não apenas extrapolam o impacto dos acontecimentos passados para o futuro.

Para a elaboração dos cenários utiliza-se como premissa que o cenário de referência baseia-se em projeções sobre um conjunto possível de condições futuras, baseado em tendências recentes e em presunções de continuidade no comportamento de mercado em vários importantes indicadores. Já o cenário alternativo se configurará num maior número de políticas que proporcionem aumento da eficiência média da frota, maior uso do transporte coletivo e maior penetração de biocombustíveis, por meio do aumento do percentual de biodiesel na mistura com o diesel fóssil e premissas de aumento da participação de etanol na matriz do setor.

³⁰⁰ Para a definição de *inputs* será utilizado recursos estatísticos e análises econômicas

Figura 1 – Organograma do Modelo



Fonte: IEA (2004)

As premissas demográficas assumidas correspondem às projeções mais atualizadas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Para as premissas econômicas assumiram-se as projeções do PIB feitas pelo Fundo Monetário Internacional até 2015, sendo que para os decênios seguintes adota-se uma taxa de crescimento do PIB da ordem de 3,75% e 3,00%, respectivamente.

Tabela 2: Premissas Econômicas e Demográficas

Taxa de Crescimento Anual	2010-2015	2015-2025	2025-2030
Produto Interno Bruto (PIB)	5,70%	3,75%	3,00%
População	0,76%	0,56%	0,29%

3. Cenário de Referência:

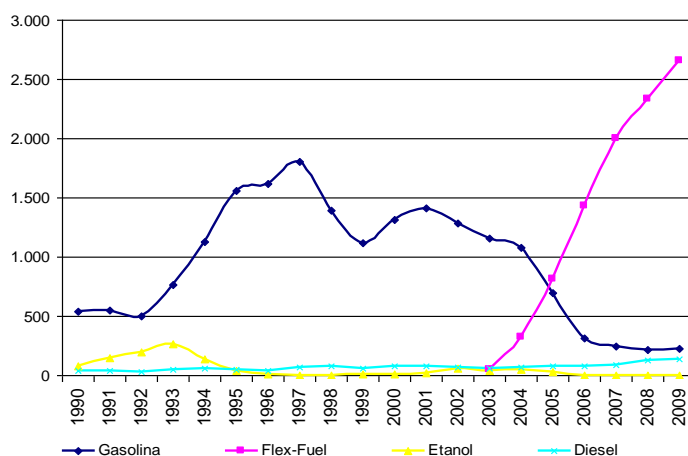
O cenário de referência baseia-se em projeções sobre um conjunto possível de condições futuras, baseando-se em tendências recentes e em presunções de continuidade no comportamento de mercado em vários importantes indicadores e variáveis. Nesse sentido, quantificaram-se as variáveis de entrada de acordo com as políticas existentes, avaliação da dinâmica tecnológica, projeções demográficas e econômicas.

i) **Premissas sobre os tipos de Combustíveis:**

Os dados de entrada referem-se aos percentuais de etanol na gasolina e de biodiesel misturado no diesel. Também é necessário informar o feedstock a partir do qual é produzido o etanol (grãos, cana de açúcar, celulose) e o biodiesel (óleos vegetais e outros processos).

Em relação ao percentual de etanol, tendo em vista o aumento da frota de carros flex-fuel (figura 2), considera-se um percentual de 45% de etanol misturado à gasolina, proveniente da cana-de-açúcar, em 2010, 50% em 2020, 55% em 2025 e 60% após 2030. Esses valores têm como objetivo corrigir uma lacuna do modelo, qual seja, a de não apresentar uma planilha para os veículos flex-fuel. Já para o biodiesel, foi utilizada uma mistura de 5%³⁰¹ para o horizonte considerado, obtido por processos de transesterificação de óleos vegetais e gordura animal.

Figura 2 – Vendas de Veículos Leves por tipo de combustível (em mil unidades)



ii) Premissas sobre Vendas e Frota de Veículos Leves:

Refere-se ao conjunto mais abrangente de premissas, contemplando as vendas por tipo de veículo, frota do ano base, rodagem média, eficiência (consumo de combustível por 100 quilômetros). Os veículos leves são divididos por tipo de combustível, sendo contempladas cinco categorias: veículos leves à gasolina/flex fuel, leves a diesel, híbrido à

³⁰¹ Com base na Lei nº 11.097 em 13/01/2005.

gasolina e a diesel, gás natural veicular. As variáveis chaves são a frota de veículos, a relação passageiro-quilômetro percorrido e o rendimento médio dos veículos³⁰².

Em relação ao tamanho da frota brasileira de veículos em circulação pairam grandes dúvidas. Até 1986, a Empresa Brasileira de Planejamento de Transportes (GEIPOT), publicava dados da frota nacional de automóveis com base na Taxa Rodoviária Única (TRU). Contudo, com a extinção da TRU em 1986, e o desmonte do próprio GEIPOT ao longo da década de 1990, os dados deixaram de ser publicados. Atualmente, o único órgão oficial que divulga estatística de frota é o Departamento Nacional de Trânsito (DENATRAN), baseado no licenciamento dos departamentos estaduais (DETRANS). Não obstante, as estatísticas de frota do DENATRAN evidenciam o uso de curva de sucateamento conservadora (ver Tabela 3), o que não captura o efeito da ausência, no Brasil, de mecanismos e incentivos para que os proprietários de veículos com mais de 15 ou 20 anos de idade registrem a real situação de seus ativos. Nesse trabalho optar-se-á por não desenvolver nenhuma metodologia para cálculo de uma curva de sucateamento adequada as condições brasileira, assumindo a frota estimada pela ANFAVEA, que apontam 27,548 milhões de veículos leves³⁰³.

Tabela 3: Frota Brasileira de Veículos – dez/2010 (mil unidades)

Automóvel	Motocicleta	Utilitário	Camioneta	Caminhonete	Caminhão	Ônibus	Micro-ônibus
37.188	13.950	269	2.444	4.286	2.143	452	271
57,4%	21,5%	0,41%	3,8	6,6%	3,3%	0,7%	0,7%

Fonte: DENATRAN

Tabela 4: Frota Brasileira de Veículos – 2009 (mil unidades)

Automóveis	Carros Comerciais	Caminhões	Ônibus	Total
23.612	3.936	1.635	460	29.643

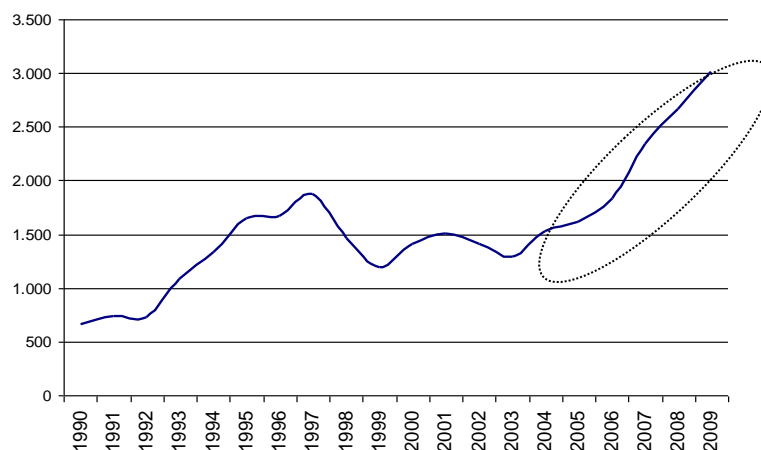
Fonte: ANFAVEA

³⁰² A frota de veículos é um dado de saída que resulta dos seguintes dados de entrada: vida média útil do veículo, frota de veículos para o ano base e tempo de vida útil do veículo;

³⁰³ Para literatura a respeito de curvas de sucateamento alternativas ajustáveis ao perfil brasileiro veja Mattos e Correia (1996), Losekann, Vilela, Iooty (2010).

Com relação às vendas internas para o ano base, obtivemos os dados no Anuário divulgado pela ANFAVEA. Vale ressaltar que as vendas de veículos leves de passeio têm crescido de forma acelerada nas últimas duas décadas (ver figura 3), com destaque para 1993-1997 e, mais recentemente, após 2004. Em 2009, as vendas de autoveículos leves somaram 3 milhões de unidades, com 88% do total sendo automóveis flex-fuel.

Figura 3: Licenciamento de Autoveículos Leves (Mil unidades)



Fonte: ANFAVEA(2010) – Autoveículos compreende veículos de passeio e comerciais leves

Tabela 5: Vendas Internas – Brasil, 2009 (unidade)

Automóveis	Carros Comerciais	Total Veículos leves	Caminhões	Ônibus
2.474.764	533.978	3.008.742	109.873	22.625

Fonte: ANFAVEA

A tabela 6 descreve a venda de veículos leves discriminada por tipo de combustível. Por meio dessa tabela podemos aferir a predominância da venda de carros flex-fuel (88%). Dado a porção do mercado dedicado às importações de veículos à gasolina e a parcela respondida pelos comerciais leves a diesel, entende-se que a parcela das vendas de Flex-fuel esteja próxima de seu máximo (algo próximo de 90% do total).

Tabela 6: Vendas Internas de Veículos Leves por tipo de combustível - Brasil, 2009

Gasolina	Etanol	Flex-fuel	Diesel	Total
221.732	70	2.652.298	134.642	3.008.742

Fonte: ANFAVEA

Provavelmente a maior das incertezas no setor de transporte é referente ao grau de penetração dos veículos elétricos (híbridos e à bateria). Os veículos elétricos, uma alternativa aos carros veículos convencionais, apresentam-se como uma inovação disruptiva portadora de grandes benefícios em termos de eficiência energética e controle na emissão de poluentes. São veículos mais eficientes no consumo energético porque são capazes de contar, em parte, com a potência de um motor elétrico. O fundamental em um carro híbrido é que o motor à combustão interna pode ser muito menor que aquele de um automóvel convencional. A maior parte dos automóveis precisa de um motor relativamente grande para produzir potência suficiente para a rápida aceleração do veículo. Em um motor pequeno, contudo, a eficiência pode ser melhorada pelo uso de peças menores e mais leves, pela redução do número de cilindros e pela operação do motor mais próximo à sua carga máxima (HYBRIDS, 2010)

Não obstante, suas vantagens têm demonstrado ser insuficientes ou inócuas para superar as grandes barreiras técnicas e de mercado que essa tecnologia enfrenta ao tentar competir com o paradigma secularmente dominante dos veículos à combustão interna³⁰⁴. Por se tratar de um novo paradigma, os veículos elétricos se encontram nos primeiros estágios de desenvolvimento tecnológico e comercial, portanto, rotas distintas em cada elo da cadeia disputam o status de solução predominante. Ademais, os riscos e as desconfiças percebidos pelos grupos de interesse tem se mostrado bastante elevados. Nesse contexto, a coordenação exclusiva de mercado é insuficiente para promover a tecnologia a partir do estágio em que se encontra³⁰⁵. Faz-se compulsório a elaboração e sustentação de políticas públicas de fomento. Sem políticas públicas bem coordenadas e que sejam capazes de incrementar a competitividade dos veículos elétricos frente aos veículos de combustão interna é pouco provável que os mesmos alcancem, no médio prazo, alguma participação relevante no mercado³⁰⁶. Para que as políticas sejam eficazes é

³⁰⁴ Hoje, estes veículos são mais caros que as tecnologias tradicionais. Particularmente no Brasil, devido à necessidade de importação e os elevados tributos desta operação. Um exemplo é o *Ford Fusion Híbrido* que custa R\$ 132 mil.

³⁰⁵ Pesquisa recente revelou que 83% dos americanos são a favor de pagar US\$ 3 mil a mais por um carro em 2025 se ele puder economizar US\$ 3 mil nos custos com combustível dentro de quatro anos após a compra do veículo (HYBRIDS)

³⁰⁶ Para o cenário C450, o recente IEA (2010) revisou suas projeções de penetração de veículos elétricos à bateria, para o ano de 2020, em 50%. As vendas de veículos elétricos que alcançavam 4%, em 2020, no IEA (2009b) atingem apenas 2% das vendas mundiais de veículos leves de passeio.

necessário considerar as distintas barreiras com as quais os veículos elétricos se deparam, mesclando diferentes instrumentos para agir sobre cada uma delas.

O primeiro grande obstáculo é a redução do custo relativo entre esses veículos e aqueles somente a combustão interna. Incentivos financeiros são essenciais. Nesse campo os instrumentos são vastos, englobando desde a tributação diferenciada (baseada no desempenho em termos de consumo e emissões) entre os veículos e combustíveis, passando pela sustentação de linhas de financiamento especial para aquisição de veículos elétricos, até incentivos à P&D através de benefícios fiscais a fim de percorrer mais rapidamente a curva de aprendizado. Nos estágios iniciais a isenção de impostos sobre a propriedade de veículos poderá ter que ser complementada com subsídios.

Outra questão crucial diz respeito à construção e disponibilização de uma infraestrutura adequada de recarga. As políticas públicas podem atuar no sentido de subsidiar o custo de desenvolvimento dessa nova infraestrutura de recarga, além de apoiar agentes de mercado que queiram suportar o risco de ofertar novos modelos de mercado, como o sistema de leasing de baterias. As políticas públicas também podem reduzir o risco do proprietário do veículo ao disponibilizar garantias para valor de revenda e substituição de baterias, assim como incentivos fiscais para aquisição de baterias.

Políticas públicas também podem auxiliar na mudança de comportamento (que são necessárias para adequar os inconvenientes causados pelo uso do carro elétrico), por meio de vantagens especiais aos proprietários de veículos elétricos como o acesso a áreas de circulação nos centros urbanos, assim como promover a prática de menores tarifas em pedágios e estacionamentos para estes veículos.

Metas de vendas adotadas por governos agem no sentido de reduzir incertezas e risco, estimulando maiores investimentos e redução dos custos. Diversos países já anunciaram metas de vendas, como por exemplo: Alemanha, Austrália, Canadá, China, Dinamarca, França, Irlanda, Israel, Japão, Nova Zelândia, Espanha, Suécia, Suíça, Reino Unido e Estados Unidos (IEA, 2009).

Com efeito, no cenário de referência, por conta da ausência de políticas assume-se uma pequena penetração de veículos híbridos (1%, em 2025, saltando para 12%, em 2035, das vendas totais)³⁰⁷.

Premissas de Atividade de Passageiros

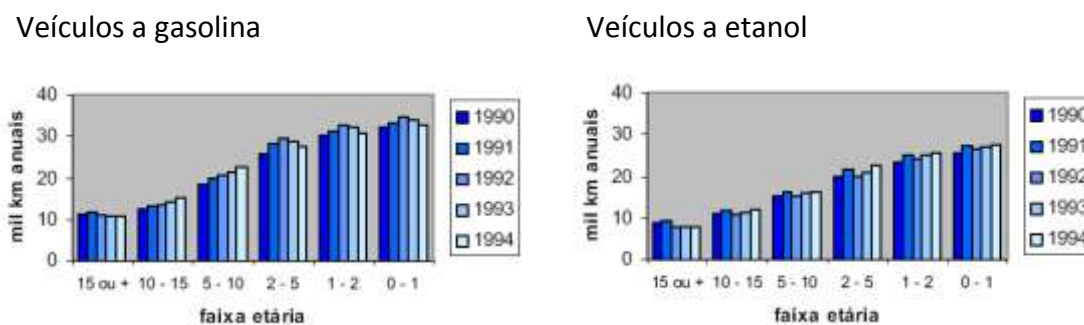
³⁰⁷ O modelo não está adaptado para veículos elétricos à bateria. Com efeito, para ambos cenários não será assumida nenhuma venda desse tipo de veículo. Para o caso do Brasil, essa premissa, no estágio atual da tecnologia e das expectativas de desenvolvimento, não impõe grandes prejuízos para modelagem.

No cálculo da relação passageiro-quilômetro percorrido, as variáveis de entrada são: média de passageiro por veículo e a média de distância percorrida por veículo/ano. Com efeito, temos como dado de saída o indicador de atividade de passageiros, isto é, passageiro-quilômetro percorrido, que é resultado da interação entre a frota, a quilometragem percorrida e o nível de ocupação médio por veículo.

Uma vez que não encontramos nenhum estudo no qual apoiar nossas estimativas, replicamos os dados apontados no modelo para América Latina. Assim, para o ano base a média de passageiros considerada foi de 1,74 decaindo, por quinquênio, em média 2% até atingir 1,57 em 2035.

Já para a distância média percorrida nos baseamos no relatório MCT (2006). A Figura 4 descreve a distância média percorrida por veículos a gasolina e etanol. Como o modelo não permite esse nível de discriminação, utilizamos a distância média indicada de 12.000 Km/ano, constante até 2035.

Figura 4: Distância média percorrida pela frota do ano (período 1990 até 1994)



Fonte: Retirado de MCT (2006)

Premissa de Rendimento médio – Veículos Leves

Já para o cálculo do rendimento médio dos veículos são utilizadas as seguintes variáveis de entrada, com escopo de medir a eficiência por tipo de combustível: eficiência média dos veículos novos L/100Km (para ano base), eficiência média dos veículos da frota L/Km (para o ano base), taxa de evolução da eficiência dos veículos novos; fator de conversão de combustíveis (litros de gasolina equivalente); média de ganho de economia de combustível por dirigir na estrada.

Os valores de intensidade energética foram mantidos os mesmos que os indicados pelo modelo para a América Latina. A perda de rendimento, em relação ao desempenho do veículo medido em condições controladas, por dirigir na estrada foi assumida da ordem de 25%. Os fatores de conversão entre os combustíveis foram baseados em Machado et al (2006)³⁰⁸.

Tabela 7: Síntese das premissas para os Veículos Leves

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Vendas de Veículos (milhões)	3,31	3,83	4,45	4,91	5,37	5,87
Composição das Vendas						
Gasolina/Flex	92,0%	91,5%	91,0%	87,5%	82,5%	79,5%
Diesel	5,0%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%
Híbridos	0,0%	0,0%	0,5%	4,0%	9,0%	12,0%
GNV	0,0%	0,0%	0,0%	1,0%	1,0%	2,0%
Frota Resultante (milhões)	28,75	42,13	58,35	73,42	83,37	91,36
Rodagem Média	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Eficiência da frota (L/100 km)	10,8	10,2	9,7	9,3	8,7	8,2

Premissa para Veículos Pesados (Caminhões e Ônibus)

O cálculo da frota é feito por meio de uma projeção baseada na frota do ano base e na taxa de crescimento da mesma, que é resultante da demanda por transporte de cargas em decorrência do cenário econômico projetado. O crescimento do tamanho da frota, dessa forma, é amenizado pela eficiência no sistema logístico que é dado pela média de carregamento por veículo. O tamanho da frota estimada, para 2010, de caminhões (grandes e médios) é de 2,921 milhões e para ônibus e micro-ônibus é de 460 mil unidades. Para a taxa de crescimento desses veículos adotamos 1,1 % para ônibus e 3,9% para caminhões de crescimento médio anual entre 2010-2035.

O cálculo das relações passageiro por quilômetro/ano e carga por quilômetro transportado/ano é análogo à planilha para os veículos leves. Para esses valores

³⁰⁸ Gasolina (1,00), Diesel (0,82); Etanol (0,72) e GNV (1,22)

replicamos os valores indicados pelo modelo para a América Latina. Assim, o número de passageiros médio por ônibus iniciou-se em 20 para o ano de 2010 e atingiu o valor de 16,8 em 2035, decaindo a uma taxa constante de 2,5% a cada cinco anos. A distância média anual percorrida por ônibus assumida foi de 40.000 Km por ano. Já para os caminhões, assumiu-se, com base no modelo, uma carga média transportada por veículo de 6 toneladas para os caminhões grandes (1,7 para os caminhões médios), constante até 2035, e uma distância média anual percorrida de 50.000 Km caminhões grandes (22.000 Km, caminhões médios).

Tabela 8: Síntese das premissas para os Veículos Pesados

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Caminhões						
Frota (em mil unidades)	2.921	3.947	4.888	5.759	6.631	7.634
Rodagem Média (km)						
Grandes	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Leves	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000	22.000
Carregamento médio (ton)						
Grandes	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Leves	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Ônibus:						
Frota (em mil unidades)	460,00	490,72	523,56	550,27	578,34	607,84
Rodagem média (Km)	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
Eficiência (litros/100 Km)						
Grandes	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00	33,00
Micro	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00

Premissas para outros segmentos

O segmento aéreo expandirá por conta do aumento da renda média da população e devido impulso que segmento terá por conta dos eventos esportivos no país (Copa do

Mundo e Olimpíadas). Com efeito, estima-se um crescimento no indicador passageiro-quilômetro da ordem de 6,4% a.a entre 2010-2035.

As vendas de motocicletas têm apresentado um ritmo de crescimento maior do que do segmento de leves. Estima-se um crescimento médio da frota da ordem de 4,3% a.a, entre 2010-2035, com uma rodagem média por veículo de 7.500 km por ano

Para os segmentos ferroviário e aquaviário foram replicadas as premissas que o modelo apresenta para América Latina, fazendo os ajustes devidos.

Resultados do Cenário de Referência

Em virtude das premissas assumidas, os resultados obtidos projetam um crescimento da frota de autoveículos e, por conseguinte, da demanda energética e emissões de gases poluentes. Esse crescimento do setor transporte retrata a evolução expansiva da renda per capita no país.

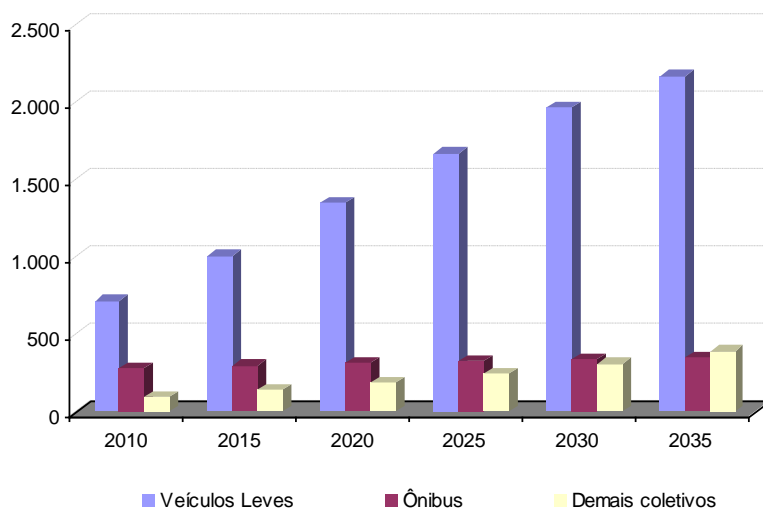
De fato, o desenvolvimento econômico e a mobilidade das pessoas ao longo da história apresentaram uma trajetória correlacionada. Os mesmos vetores que incrementam a produtividade dos fatores produtivos, expandindo a renda per capita e o padrão de vida das pessoas, atuam sobre os hábitos e valores culturais das sociedades e impulsionam suas necessidades por novos meios de locomoção. No cenário de referência projetado chama atenção o crescimento da relação veículos leves/1.000 habitantes, que salta de 149 unidades, em 2010, para 451 unidades, em 2030, expressando um crescimento anual médio da frota de leves de 5,1%. Observa-se também uma expansão relevante da frota de veículos pesados, particularmente da frota de caminhões (3,9% a.a).

Tabela 9: Evolução da Frota Brasileira de Veículos Leves – 2010/2035

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Gasolina/flex-fuel	26,65	38,86	53,59	66,98	77,82	84,72
Diesel	1,44	2,15	3,07	3,96	4,78	5,43
Híbridos	0,00	0,00	0,05	0,60	2,39	5,55
GNV	0,66	1,10	1,64	2,18	2,63	2,96
Total	28,75	42,12	58,34	73,72	87,61	98,65

Veículo por 1.000 habitantes	148,6	209,6	281,6	347,0	404,8	451,1
	4	9	5	3	4	8

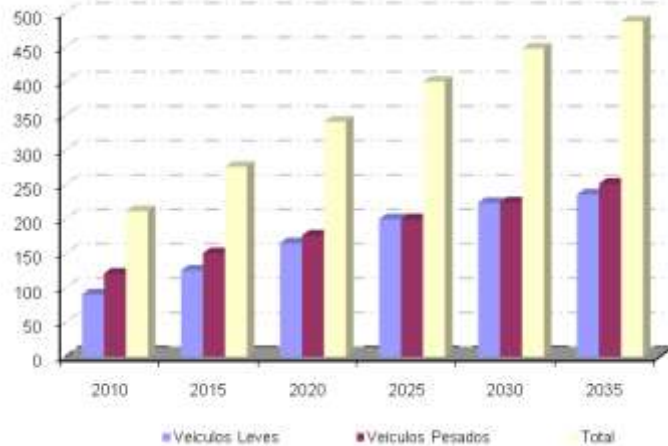
Figura 5: Atividade de Passageiros (bilhões de passageiros-quilômetros)



A Figura 5 resume o resultado da atividade de passageiros obtida no cenário de referência. Em 2010, projeta-se um total de 1.087 bilhões de passageiros-quilômetros percorridos/ano, sendo que o transporte coletivo representou 34% desse total. Em 2035, o indicador quase triplica, atingindo 2.909 bilhões de passageiros-quilômetros percorridos/ano. No período projetado, a representatividade do transporte coletivo³⁰⁹ (em 2035, reduz para 25% do total,) retrai-se por conta da diminuição do número médio de passageiros por ônibus, esse fato, por sua vez, explicado pelo aumento do peso do transporte alternativo feito por veículos menores (comerciais leves), mas, sobretudo, pelo crescimento dos veículos leves de transporte individual (automóveis e motocicletas). Deve-se ressaltar que embora o transporte por ônibus retraia sua participação no indicador (de 26%, em 2010, para 12%, em 2035), os demais modais de transporte coletivo incrementam sua participação de 9%, em 2010, para 13%, em 2035.

Figura 6: Emissões de CO₂ equivalentes no setor transporte (Mega toneladas)

³⁰⁹ O percentual referente ao total de transporte coletivo inclui os modais rodoviário (ônibus), metroferroviário, aéreo e aquaviário, porém não contempla a parcela referente ao transporte coletivo por veículos comerciais leves.



O consumo energético resultante no setor transporte (em decorrência do crescimento da frota, do nível de atividade passageiros e cargas transportadas) atingirá o valor de 167 Mtep, em 2035. Com efeito, isso representa um aumento de 131% em relação ao consumo de energia pelo setor no ano de 2010³¹⁰. A repartição do consumo energético entre os veículos leves e pesados retrata um crescimento do consumo de veículos leves (expressando maior ritmo de expansão da frota e nível de atividade do segmento), que salta de 43% do total (31 Mtoe), em 2010, para 52% (81 Mtoe) no final do período projetado.

As emissões de CO₂ equivalentes pelo setor transporte estão expressas na figura 6. As emissões são crescentes até 2035, de forma que nesse ano atinge o valor de 487 mega toneladas. Os veículos pesados respondem por um volume maior de emissões, não obstante, sua parcela retrai-se de 57%, no começo do período, para 52%, no final do período.

Cenário Alternativo

Políticas públicas se fazem necessárias à luz dos resultados obtidos no cenário de referência. Os níveis de consumo energético e de emissão de gases poluentes obtidos implicam em questões de segurança do abastecimento e cumprimento dos acordos de limitação da emissão de gases de efeito estufa.

³¹⁰ Para 2009, o Balanço Energético Nacional indicou um consumo energético do setor de transporte da ordem de 62,69 Mteps. A grande diferença com relação ao consumo energético gerado pelo modelo para 2010 (72,24 Mteps) explica-se pela desconsideração no balanço energético do consumo de combustíveis (bunker e QAV) para parcela do transporte que se refere aos trajetos internacionais.

As políticas públicas direcionadas ao setor de transporte podem ser agrupadas em dois grupos: no primeiro grupo residem às medidas para o melhor aproveitamento energético (eficiência energética) no transporte de cargas e pessoas, enquanto que no segundo grupo foca-se sobre o tipo do combustível, estimulando energéticos com menor impacto ambiental.

Em relação à promoção da eficiência energética podem-se sugerir as seguintes ações governamentais³¹¹: i) criar incentivos financeiros (tributação diferenciada, subsídio e crédito) aos consumidores para compra de veículos mais eficientes, como veículos menos potentes, híbridos, elétricos e veículos avançados a diesel³¹²; ii) medidas em matéria de jurisprudência que estipulem fortes exigências de inspeção e manutenção aos possuidores de veículos, bem como programas de informação (tais como selos automotivos); iii) implementação de procedimentos públicos de adoção de maior padrão de eficiência para a frota governamental de veículos, assim como encorajamento de procedimento similar dentro das maiores corporações privadas; iv) estimular a renovação mais rápida da frota, por meio da substituição de veículos velhos ineficientes por novos mais eficientes; v) aproximar os requisitos de eficiência por tamanho e classe de veículos aos benchmark internacionais; vi) fornecer suporte técnico e estimular as atividades de pesquisa e desenvolvimento de tecnologias que proporcionem melhor uso de energia; vii) estimular a diversificação dos modais logísticos, apoiando soluções multimodais que exijam menor intensidade energética por unidade de valor transportado; viii) promoção dos modais coletivos de transporte, financiando a expansão e qualificação do serviço prestado.

O segundo grupo de medidas que busquem incrementar a qualidade dos combustíveis queimados nos veículos, a fim de reduzir as externalidades negativas no transporte de pessoas e cargas. Dois tipos de ações podem ser adotados para alcançar tais objetivos: i) estabelecer regulações mais restritivas com relação à qualidade dos combustíveis fósseis, reduzindo a emissão de gases poluentes de efeito local e global; ii) promoção de combustíveis alternativos, como o GNC, mas, principalmente, biocombustíveis sustentáveis.

Evolução do etanol no mercado Otto brasileiro

O programa brasileiro ao etanol – ProÁlcool de 1975 – surge no contexto das crises do petróleo, por conta da alta dependência nacional da importação de derivados (particularmente gasolina). De acordo com Vieira (1999), o objetivo deste programa governamental era obter economia de divisas pela menor importação de petróleo e a

³¹¹ Essa parte da seção é baseada em ONU (2007).

³¹² Ver Szklo et al. (2005) exemplos de políticas públicas que impactam o setor de transporte

conseqüente redução da dependência de fontes de energia em relação aos países árabes. No entanto, também havia outra função para os incentivos dados por este projeto, incrementar uma forma alternativa de utilização da cana-de-açúcar, visto que os preços internacionais do açúcar estavam em baixa nesta mesma época. No primeiro período, que se estende até 1979, houve um aumento gradual da mistura de etanol anidro na gasolina³¹³. Além disso, o governo brasileiro atuou incentivando através de preços remuneradores, garantia de compra do combustível pela Petrobras e amplo financiamento público para a construção de usinas. Isso fez com que a produção de etanol anidro crescesse cerca de 50% a.a. entre 1975 e 1979.

A partir do final da década de 70 e início da década de 80, a proposta para combater a forte elevação dos preços internacionais do hidrocarboneto – em decorrência ao 2º Choque do Petróleo – consistia em propor a substituição de veículos movidos à gasolina por outros movidos a etanol hidratado. As vantagens oferecidas para essa troca de motorização da frota brasileira se deram através de benefícios fiscais (reduções de alíquotas de IPI, ICMS e IPVA) e garantia da manutenção de preços ao consumidor atrativos para os motores de Ciclo Otto movido a etanol (este produto possui um rendimento específico inferior ao da gasolina C). O primeiro veículo a etanol lançado foi o Fiat 147, em 1978. E a frota estimada de veículos a etanol hidratado cresceu aproximadamente 129% a.a. entre 1979 e 1985.

Em 1985, com contrachoque do petróleo, observa-se uma menor criticidade na dependência externa do petróleo. Além disso, com o sucesso na exploração de petróleo por parte da Petrobras e a entrada em operação de grandes hidrelétricas no país, somados ao advento das moratórias dos países emergentes e a redução dos recursos governamentais disponíveis para alocação no estímulo ao desenvolvimento do mercado de etanol, a premência da manutenção de fortes subsídios para o ProÁlcool se mostrou desnecessária. Como consequência, observa-se um descasamento entre a continuidade na evolução da demanda por etanol, mantida pela permanência dos subsídios³¹⁴, e a estagnação da oferta pela retirada dos estímulos anteriores. Some-se a isso, a forte evolução dos preços do açúcar fazendo com que as usinas destinassem uma parcela maior da sua produção para este produto em detrimento do etanol.

A diminuição da produção do energético implicou, em 1989, numa crise de desabastecimento. A perda de credibilidade no suprimento desdobrou-se em drástica redução do número de veículos vendidos assim como no consumo do combustível. A partir deste momento, observa-se um retorno ao consumo de gasolina fruto dos problemas de suprimento de etanol, bem como da diminuição dos preços internacionais

³¹³ Cabe ressaltar que havia variações significativas deste percentual pelo país dada a disponibilidade de etanol em cada um dos estados brasileiros.

³¹⁴ Para o consumidor ainda se manteve a política de veículos subsidiados, além do preço mais vantajoso deste produto sobre o da gasolina.

do hidrocarboneto. Na década de 90 com a estabilização econômica e o aprofundamento da abertura de mercado, o número de carros à gasolina cresceu enormemente em detrimento dos veículos a etanol.

Com o advento dos carros flex fuel, em 2003, e a rápida aceitação da tecnologia no mercado brasileiro (ver figura 2), observa-se o ressurgimento do mercado de etanol brasileiro. Com o veículo flex fuel, o consumidor goza de flexibilidade para a tomada de decisão, tornando o etanol realmente um substituto viável para a gasolina. Além do forte crescimento da frota flex fuel, o aumento consistente dos preços do petróleo tem colaborado para os ganhos de competitividade do etanol frente à gasolina.

A partir da expectativa de continuidade da escala dos preços internacionais do petróleo (IEA, 2010), junto à manutenção da sustentabilidade do etanol brasileiro por meio dos ganhos de produtividade e advento de novas tecnologias (GOLDEMBERG, et al, 2008), além do investimento para a abertura de novas fronteiras e para a ampliação da capacidade de produção do combustível, projeta-se perspectivas positivas para o etanol, permitindo ganhos de participação do etanol na matriz de transporte brasileira. Estas perspectivas podem ser concretizadas com políticas governamentais que estimulem a pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias, bem como esquemas de financiamento que ampliem a capacidade de produção nacional de etanol.

Potencial do Biodiesel no Brasil

O biodiesel é um combustível biodegradável derivado a partir de fontes renováveis, que pode ser obtido por intermédio de diferentes processos tais como o craqueamento, a esterificação ou pela transesterificação³¹⁵. A transesterificação é o processo atualmente mais utilizado para a produção de biodiesel, consistindo numa reação química de óleos vegetais ou gorduras animais com um etanol comum (etanol ou metanol), estimulada por um catalisador, da qual se extrai a glicerina (produto com aplicações diversas na indústria química)³¹⁶. Podendo, assim, ser produzido a partir de gorduras animais ou de óleos vegetais. O biodiesel substitui total ou parcialmente o óleo diesel de origem fóssil em motores ciclo diesel automotivos (de caminhões, tratores, camionetas, automóveis, etc) ou estacionários (geradores de eletricidade, calor, etc). Pode ser usado puro ou misturado ao diesel fóssil em diversas proporções. A mistura de 2% de biodiesel ao diesel de

³¹⁵ No Brasil, um grande número de fontes está disponível à produção do biodiesel: soja, palma (dendê), girassol, mamona, pinhão mansão, amendoim, sementes de algodão e gordura animal.

³¹⁶ Para além da glicerina, a cadeia produtiva do biodiesel comporta uma série de outros co-produtos (torta, farelo, etc..) que podem agregar valor e apresentar-se como fonte de renda para outros produtores.

petróleo é chamada de B2 e assim sucessivamente, até o biodiesel puro, denominado B100³¹⁷.

As características meritórias no desenvolvimento do biodiesel estão relacionadas às questões sociais e ambientais. No aspecto social, por ser intensivo em força de trabalho e poder ser produzido a partir de várias oleaginosas nas mais diversas regiões do Brasil, favorece não apenas o incremento da oferta de trabalho, mas também contribui para o desenvolvimento de regiões mais atrasadas. Já no aspecto ambiental, o biodiesel pode substituir parcialmente um combustível essencial para o transporte de carga e de passageiros do país, reduzindo as emissões de poluentes locais como os particulados, SO_x e fumaça negra, ao mesmo tempo que apresenta baixas emissões líquidas de gases de efeito estufa.

Em 2004, o governo brasileiro lançou o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), que é um programa interministerial que objetiva a implementação de forma sustentável, tanto técnica, como economicamente, da produção e uso do biodiesel, com enfoque na inclusão social e no desenvolvimento regional, via geração de emprego e renda. Com o PNPB, buscou-se organizar a cadeia produtiva, definir linhas de financiamento, estruturar a base tecnológica e editar um marco regulatório do novo combustível. Apontam-se duas motivações políticas para o programa, a diversificação da oferta de combustíveis e o desenvolvimento social³¹⁸, sustentadas a partir das diretrizes do programa: i) implantar um programa sustentável, promovendo inclusão social; ii) garantir preços competitivos, qualidade e suprimento; iii) produzir o biodiesel a partir de diferentes fontes oleaginosas e em regiões diversas.

Para a definição da potencialidade da produção de biodiesel no Brasil é preciso considerar fatores tecnológicos e econômicos. Atualmente, existem 67 fábricas de biodiesel em operação com capacidade de produzir 16,4 mil m³/dia. Desse total, 58 plantas possuem Autorização para Comercialização do biodiesel produzido, o que corresponde a 16 mil m³/dia de capacidade autorizada para comercialização (ANP, 2011). O tamanho das plantas de biodiesel que têm predominado situa-se em torno de 100 mil m³/ano de capacidade.

Uma vez que o preço do biodiesel nacional tem sido sempre superior ao do diesel mineral, o desenvolvimento do biodiesel tem sido alcançado devido à obrigatoriedade legal³¹⁹. Em 2008, a mistura de biodiesel puro (B100) ao óleo diesel passou a ser obrigatória com percentual de 2% no primeiro semestre e de 3% no segundo semestre. No segundo

³¹⁷ Na Lei nº 11.097 biodiesel é um “bicomcombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil”.

³¹⁸ Segundo dados da ANP (2011), o óleo de soja representava aproximadamente 75% da matéria-prima utilizada para produção de biodiesel, seguido por 21% de gordura bovina e 2,4% de algodão.

³¹⁹ Segundo Mendes e Costa (2010), o preço do biodiesel foi, em média, superior ao do diesel fóssil em 77%, em 2008, e 59%, em 2009.

semestre de 2009, o percentual obrigatório subiu para 4%, e a partir de janeiro de 2010, 5%³²⁰. Algumas experiências usando diesel B30 em ônibus urbanos estão em desenvolvimento, além de algumas empresas, como a Vale, que estão investindo na produção de biodiesel e na utilização em suas máquinas percentuais superiores ao estabelecido por lei.

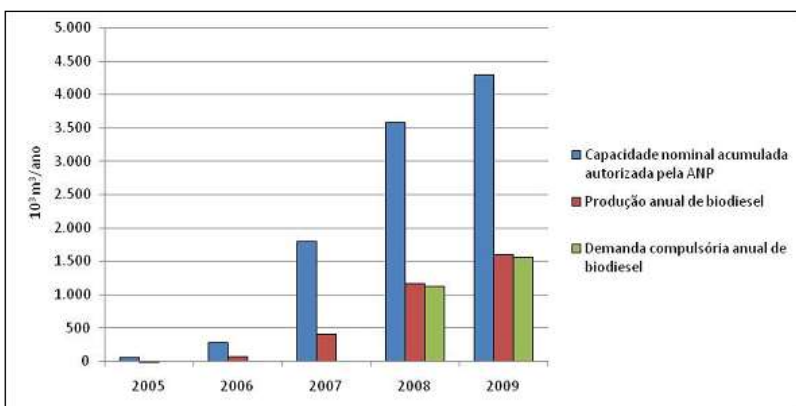
Com relação à diversidade tecnológica e econômica no segmento de biodiesel, Almeida et al (2007) entendem representar o baixo nível de maturidade desta indústria no Brasil, que ainda está nas fases iniciais de seu ciclo de vida. As diversas opções tecnológicas em disputa pelo espaço de tecnologia dominante podem conduzir a indústria para uma trajetória de redução de custos. Já para análise estritamente econômica, duas dimensões importam: o preço/custo dos insumos e os custos do processamento da biomassa. Este último depende basicamente dos tipos de tecnologia utilizada. Atualmente, o óleo vegetal representa aproximadamente 80%-85% dos custos do biodiesel. No processo de transesterificação, o custo de capital representa somente 25%. Com efeito, a principal atenção na produção de biodiesel hoje se centra na redução do custo na produção da biomassa.

A configuração atual do mercado de biodiesel no Brasil apresenta uma estrutura bastante pulverizada, onde diversos produtores competem e o líder de mercado não apresentou ainda um market share acima de 16%. Em obediência às regulamentações, todos os produtores devem entregar um produto segundo as mesmas especificações da ANP, tornando, portanto, o biodiesel uma commodity no território nacional. A competição no setor é garantida por meio do regime de leilões organizado pela ANP. Não obstante, a oferta potencial de biodiesel tem crescido muito além da demanda (Figura 7), provocando, assim, um excesso de capacidade ociosa no setor. Se, por um lado, a expansão da capacidade evidencia o sucesso do programa; por outro lado, cria uma pressão para aumentar os percentuais obrigatórios de biodiesel.

No médio prazo (até 2020), com o ritmo de crescimento esperado do mercado (na ordem de 3,5% a.a.), a atual capacidade suportaria um percentual obrigatório da ordem de 7%. Para valores superiores, seriam necessários não apenas testes nos motores, mas inovações tecnológicas que permitam redução dos custos, mas, principalmente, o emprego de novas matérias-primas (pinhão-manso, algas) e processos (BTL, biodiesel de cana-de-açúcar) de alta produtividade e que não sejam competitivos com finalidades alimentares.

Figura 7: Evolução da capacidade, produção e demanda compulsória de biodiesel

³²⁰ Estes percentuais são excetuados ao óleo diesel para uso aquaviário, conforme Resolução ANP n° 20/2008.



Fonte: ANP (2011)

Incentivo ao transporte público e a maior ocupação de veículos

Com base no cenário de referência, uma tendência que se observa é uma maior motorização no país, o que implica em transferência de parcela das pessoas que utilizam o transporte público para transporte individual, tendo fortes implicações no incremento do consumo de energia pelo setor de transporte. Essa tendência se manifesta na redução da ocupação de veículos leves e dos modais coletivos.

Não se deve olvidar que o incentivo ao transporte coletivo ultrapassa os objetivos circunscritos ao planejamento energético. Na medida em que o transporte coletivo é um serviço essencial, suas características influenciam diretamente o desempenho de diversos setores econômicos. Ademais, trata-se de uma dimensão estruturante no espaço dos grandes centros urbanos, se refletindo com substância nos níveis de qualidade de vida dos cidadãos. Com efeito, melhoramentos no setor teriam impactos diretos sobre as atividades econômicas e no cotidiano das pessoas, além de envolver maior racionalização de recursos e economia de custos³²¹.

À luz desses argumentos, medidas que busquem aumentar a atratividade do transporte coletivo, mantendo os benefícios previstos em lei e nas opções de políticas regionais, mas que garantam contrapartidas sustentáveis ao longo do tempo a fim de preservar o equilíbrio financeiro das empresas de transporte público, de forma a possibilitar fundos de investimento que proporcionem coerência ao objetivo premente, poderiam atuar como um instrumento de controle na expansão da atividade de veículos individuais. Outrossim, fatores estruturais – tais como corredores especiais para ônibus – devem ser considerados

³²¹ Moraes (2005) cita o estudo da SEDU/PR (Secretária Especial de Desenvolvimento Urbano da Presidência da República) que ratifica o forte efeito de programas de melhoria de desempenho do transporte urbano, com os quais se poderiam atingir um universo de 39 milhões de usuários diretos e uma população de 86 milhões de habitantes, considerando os 224 centros urbanos que apresentaram problemas de mobilidade urbana em 2002.

como forma de aumentar a eficiência operativa e atratividade do transporte coletivo, considerando também as possibilidades de integração intermodais, tal como o ônibus-metrô.

Dentre essas medidas, algumas ações concretas são: adequação de tarifas, fiscalização das gratuidades, ajuste de demanda, controle dos preços dos insumos dessa atividade, desenvolvimento das condições operacionais e organização da prestação dos serviços. Moraes (2005) também sugere medidas específicas de controle da atividade dos veículos individuais, normalmente relacionadas a custos adicionais no seu uso.

O aumento dos níveis de ocupação de veículos leves, especialmente durante os horários de “pico”, é uma solução potencial que encerra baixos custos em relação a um número considerável de problemas de transporte (congestionamentos, consumo de energia e poluição do ar). Esforços para incrementar a ocupação veicular por meio de incentivos tais como as “caronas” são amplamente aceitos por especialistas do setor, como forma de melhorar o “desempenho” dos veículos, evitando volumes de investimentos associados a novas expansões de capacidade de rodovias. Para estimular a maior ocupação dos veículos, pode-se recorrer à adoção de benefícios, tais como corredores especiais para carros com mais de dois passageiros, concessão de estacionamento gratuito, entre outros.

Premissas do Cenário Alternativo

Com base nos pontos discutidos acima, o cenário alternativo conforma-se por premissas que implicam aumento da participação dos biocombustíveis na matriz de transporte brasileira e a maior eficiência energética, por meio da maior ocupação dos veículos e a promoção de tecnologias mais eficientes. Com efeito, adotaram-se as seguintes premissas específicas no Cenário Alternativo, sendo que as demais variáveis de entrada seguem o cenário de referência:

Aumento crescente na participação do biodiesel misturado ao diesel mineral. Assim até 2014 segue-se a Lei 10.097, ou seja, 5%, sendo que em 2015 passa-se para 7% e, em 2020, para 10% de biodiesel. Nos quinquênios seguintes o percentual obrigatório sobe 5% a cada 5 anos até atingir 25% em 2035. As altas taxas de mistura de biodiesel, a partir de 2020, são suportadas por inovações tecnológicas.

Da mesma forma, vislumbra-se uma maior participação do etanol no mercado do ciclo Otto. Inovações tecnológicas e dinâmica concorrencial, por um lado, e políticas públicas, por outro, proporcionam redução dos custos do etanol, favorecendo o preço relativo etanol/gasolina. Com efeito, projeta-se um percentual de mercado do etanol crescente, alcançando 65%, em 2025, e 75%, em 2035.

Como destacado anterior, políticas públicas são essenciais para a maior penetração de veículos híbridos e elétricos à bateria. Considerou-se a isenção de impostos e outras medidas que proporcionem as vendas de veículos híbridos alcançarem 26% do total, em 2030. A maior participação de híbridos, somada aos incrementos tecnológicos dos veículos convencionais, aceleram os ganhos de eficiência nesse cenário.

Admitindo o sucesso de medidas que incentivem uma maior ocupação dos automóveis, supomos uma tendência crescente, até 2025, de passageiros por veículo, sendo que essa variável aumenta 2% a cada 5 anos, de modo que em 2035 a média será de 1,84.

Adota-se também um nível de ocupação por ônibus crescente, iniciando-se com 20 e aumentando em média 0,5% ao ano, atingindo, em 2035, uma média de 21,4 passageiros. Adota-se também um incremento na rodagem média dos ônibus. As premissas também implicam em uma frota de ônibus, em 2035, maior no cenário alternativo (634 mil unidades) do que no de referência (608 mil unidades).

Com o maior uso do transporte coletivo, alguns trajetos que antes eram feitos por meio de automóveis leves são permutadas por ônibus, o que leva a uma redução da distância média percorrida por veículos leves para 10.183 km (2035). Pelos mesmos motivos, projeta-se uma frota menor, expandindo-se para 91,36 milhões de veículos, em 2035, cifra 7,1% inferior ao verificado no cenário de referência.

Tabela 10: Síntese das premissas do Cenário Alternativo

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
<u>Veículos leves</u>						
Participação do etanol	45%	55%	60%	65%	70%	75%
Rodagem Média (km)	12.000	11.880	11.761	11.644	11.411	11.183
Eficiência (L/100 Km)	10,80	10,15	9,56	9,04	8,36	7,69
Ocupação Média por veículos	1,74	1,77	1,81	1,84	1,84	1,84
<u>Veículos Pesados</u>						
Percentual do Biodiesel	5%	7%	10%	15%	20%	25%
Eficiência Ônibus (L/100 Km)						
Grandes	33,00	33,00	32,34	31,69	31,06	30,44
Micro	16,00	15,84	15,68	15,37	15,06	14,76

Rodagem Ônibus (Km)						
Grandes	40,00	44,00	45,32	46,68	49,01	51,46
Micro	16,00	15,84	15,68	15,37	15,06	14,76
Ocupação dos Ônibus						
(grandes)	19,01	19,39	19,78	20,18	20,78	21,40
Frota total de Ônibus	460,00	492,41	527,88	566,72	599,34	634,24

Resultados do Cenário Alternativo

As políticas públicas que configuram o cenário alternativo buscam no seu conjunto estimular a maior participação dos biocombustíveis na matriz brasileira de transporte, além de proporcionar o melhor uso da energia. Como estão expressos nos dados abaixo, os resultados demonstram que as políticas apresentam efeitos na direção esperada.

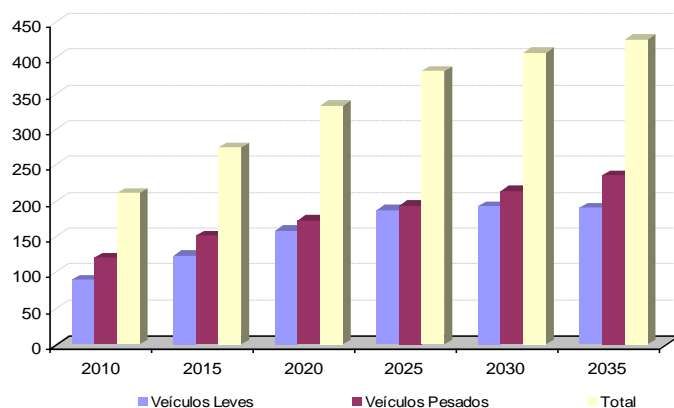
Por conta da menor rodagem e da maior ocupação dos veículos individuais, além do crescimento dos modais coletivos, projeta-se um menor crescimento da frota de veículos leves nesse cenário. Estima-se uma frota expandindo-se em média 4,73% a.a, entre 2010-2030, o que resulta em um razão veículos leves/1.000 habitantes de 417,82 no final do período. Outro aspecto diferenciador do cenário são as vendas de veículos híbridos, em 2035, serem 78% maiores do que as do cenário de referência, contribuindo, assim, para maior eficiência da frota.

Tabela 11: Evolução da Frota Brasileira de Veículos Leves – 2010/2035 – Cenário Alternativo

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Gasolina/flex-fuel	26,65	38,82	53,17	65,27	70,56	70,97
Diesel	1,44	2,15	3,16	4,34	5,56	6,93
Híbridos	0,00	0,05	0,26	1,29	4,15	9,87
GNV	0,66	1,10	1,75	2,51	3,10	3,59
Total	28,75	42,12	58,34	73,42	83,36	91,35
Veículo por 1.000 habitantes	148,6	209,6	281,6	345,6	385,2	417,8
	4	9	5	0	2	2

Com as políticas de promoção da eficiência energética, o cenário alternativo resulta em um consumo energético 14% inferior ao apresentado no cenário de referência. Não obstante, o crescimento do consumo de energia ainda será expressivo, alcançando 155 Mteps (em 2035), ou seja, o dobro do consumo energético em 2010. Com efeito, isso representa um crescimento médio anual da ordem de 2,85% no período analisado. A maior atividade nos modais coletivos de transporte faz com que a repartição do consumo energético apresente duas fases distintas: até 2025, os segmentos de transporte de leves incrementam sua participação no consumo energético de 43% para 49%, a partir do qual recuam sua participação até atingir 45%, em 2035.

Figura 8: Emissões de CO₂ equivalentes (Mega toneladas)- Cenário Alternativo



Da mesma forma que o consumo energético se reduziu, as emissões de CO₂ equivalentes pelo setor transporte apresentaram redução, em relação ao cenário alternativo, da ordem de 12%. Contudo, as emissões são crescentes até 2035, de forma que nesse ano atinge o valor de 427 mega toneladas. Os veículos pesados respondem pelo maior volume de emissões, com 55% das emissões totais, em 2035.

Conclusão

Nesse trabalho buscou-se projetar o comportamento do setor de transporte brasileiro no período compreendido entre 2010-2035. Com efeito, adotou-se o modelo da Agência Internacional de energia com escopo de cumprir tal objetivo. Os resultados obtidos com base no cenário de referência (presunção de continuidade do comportamento de mercado e das políticas públicas em vigor) expressaram a necessidade de atentar para o consumo energético e emissão de CO₂ equivalente do setor no longo prazo, caso as

premissas adotadas sejam razoáveis. As projeções indicam, para o cenário de referência, um crescimento energético de 3,4% a.a. e emissões 130% maiores do que as estimadas para 2010. As medidas sugeridas em um cenário alternativo resultaram, em comparação ao cenário de referência, em maior nível de atividade de passageiros, com crescimento dos modais de transportes coletivos, arrefecimento do consumo energético (em 14%) e redução da emissão de CO₂ equivalente (12%).

A elaboração de dois cenários distintos nos permite concluir que dadas às condições econômicas e demográficas que se espera para os próximos 25 anos, o setor de transporte crescerá fortemente. Políticas públicas serão necessárias para amenizar o correspondente crescimento do consumo energético e das emissões de gases poluentes correspondentes. O exercício nos possibilita também afirmar que as políticas podem ser efetivas em alcançar seus objetivos e devem buscar duas linhas estratégicas: i) ampliar a participação dos biocombustíveis na matriz; ii) estimular o melhor aproveitamento da energia, por meio de medidas de gerenciamento da demanda que proporcionem ganhos de eficiência energética.

Bibliografias

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Boletim Mensal de Biodiesel – SRP. Rio de Janeiro, 2010. Disponível em <www.anp.gov.br> Acesso em: 18 de fevereiro de 2011

ALMEIDA, et alli. The Performance of Brazilian Biofuels: An Economic, Environmental and Social Analysis. European Conference of Ministers of Transport Joint OECD, 2007.

ANFAVEA. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. Anuário Estatístico da Indústria Automobilística Brasileira 2010. São Paulo, Brasil. Disponível em <www.anfavea.com.br> Acesso em: fevereiro de 2011

GOLDEMBERG, J., COELHO, S., GUARDABASSI. The Sustainability of Ethanol Production from Sugarcane. Energy Policy 36:2086-2097, 2008.

HYBRIDS. www.hybrids.com. Acesso em 05/12/2010.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. IEA/SMP Model Documentation and Reference Case Projection. 2004.

_____. Electric and Plug in Hybrid vehicles Roadmap . 2009

_____. World Energy Outlook, 2009b.

_____. World Energy Outlook, 2010.

LOSEKANN, L., T. VILELA, M. IOOTY. Estimation of the Brazilian Car Fleet: Understanding Fuel Substitution on the Automotive Sector. In: Anais da XXXIII IAEE International Conference. Rio de Janeiro, 2010.

MACHADO, G., SZKLO, A., SCHAFFER, R. Cenário de Uso Final por Veículos Leves no Brasil nos Próximos 20 Anos: Implicações para uma Estratégia de Desenvolvimento Energético Sustentável, XI CBE. Rio de Janeiro, Brasil. 2006.

MATTOS, J., CORREIA, E. Uma nova estimativa da frota de veículos automotivos no Brasil. In: Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia, p. 1267, 1996.

MENDES, A., COSTA, R. Mercado Brasileiro de Biodiesel e Perspectivas Futuras. BNDES Setorial 31: 253-280, 2010.

MCT, Ministério da Ciência e Tecnologia. Emissões de Gases de Efeito Estufa por Fontes Móveis, no Setor Energético. Relatórios de Referência. 2006

MME, Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional 2010. Brasília, Brasil, 2010.

MORAES, N. G. Avaliação das Tendências da Demanda de Energia no setor de Transportes no Brasil. Tese M.Sc. 2005

ONU, Organização das Nações Unidas. Realizing the Potential of Energy Efficiency: Targets, Policies and Measures for G8 Countries, 2007.

VIEIRA, R. Restruturação do PROÁLCOOL e Continuidade da Produção de Álcool Combustível no Brasil. Tese de Mestrado – Universidade Federal de Viçosa. Viçosa: UFV, 1999, 134p;

SZKLO, A. et alli. Brazilian energy policies side-effects on CO2 emissions reduction. Energy Policy 33: 349-364, 2005.

BRAZIL IN THE WAKE OF A NEW ENERGY ORDER*

Francisco Ebeling Barros

IBP – Brazilian Petroleum Institute, +55 21 2112 9024, francisco.ebeling@ibp.org.br

1. Introdução

Nos últimos anos, a indústria mundial de energia vem sofrendo algumas transformações bastante significativas que, segundo alguns analistas, farão surgir uma nova ordem global da energia. Dentre essas transformações, duas podem ser apontadas como fatores centrais que poderão acelerar essa transição.

De acordo com muitos autores, a China já assumiu o papel de novo centro dinâmico da indústria mundial de energia. Segundo a IEA, em 2009 aquele país já ultrapassou os Estados Unidos como o maior consumidor global de energia, muito embora os Estados Unidos continuem sendo com folga os maiores demandantes de óleo do planeta.

Por ser um “latecomer” no que tange sua industrialização e por não contar com grandes reservas ou potenciais de geração de energia, exceto carvão, o gigante asiático precisa garantir, no curtíssimo prazo, um grande suprimento de energia para manter suas elevadas taxas de crescimento. Nesse sentido, a China tem investido de forma muito agressiva numa gama muito grande de países, especialmente em petróleo. Países com risco geopolítico elevado ou com produção que ainda não se comprovaram como significativas, não são descartados como potenciais alvos de investimentos por parte das empresas chinesas. Assim, ao contrário do que observamos nas décadas anteriores, quando a China tinha um papel limitado no cenário energético global, dessa vez o dinheiro chinês e sua demanda permitiram que se mantivesse níveis de demanda petrolífera não tão menores do que se observou antes da crise global. Tendo tornado-se o novo centro dinâmico da indústria energética global, especula-se que as decisões chinesas terão impacto nos preços do petróleo, no mercado parapetrolífero e, ainda por cima, terão impactos no balanço geopolítico da indústria.

Uma outra importante transformação que atingiu frontalmente o assim chamado “big oil”, mas que na verdade já vinha silenciosamente sendo gestada nos últimos 40 anos, é que empresas como ExxonMobil, Chevron, Shell, Total e BP cada vez mais perdem terreno para as NOCs. Em muitos países, os governos locais estão tratando de tornar o acesso às suas reservas cada vez mais difícil a essas grandes empresas internacionais, até em países como Brasil, que até bem pouco tempo atrás escancarou suas portas a esse tipo de capital. Por

essa razão, as IOCs tem tido dificuldades para repor suas reservas. Evidentemente que em grande parte a OPEC tem um papel relevante nessa transformação.

Atingida por esse problema, uma IOC como a Shell, por exemplo, chega ao ponto de repensar sua estratégia corporativa. A empresa almeja agora cada vez mais oportunidades no mercado gasífero, de tal maneira que alguns analistas agora acreditam que a Shell em breve se tornará muito mais uma empresa de gás do que uma de petróleo. Os biocombustíveis são também cada vez mais parte da sua estratégia corporativa. Por exemplo, a Shell recentemente assinou um contrato de cooperação com a Cosan, a gigante do etanol brasileiro.

O Brasil, nesse sentido, tem sido um dos “shootings stars” da energia na última década. Os biocombustíveis e a esperada produção petrolífera do pré-sal tem chamado a atenção de “top dogs” do mercado global da energia, como os EUA e a China, que olham com atenção para o que está acontecendo por aqui.

Dentro desse contexto de novos desdobramentos na indústria do petróleo, o objetivo deste artigo é analisar, usando instrumentais teóricos das ciências sociais e da Economia Política Internacional, como estão sendo processadas essas mudanças na IMP. O mesmo método de análise é aplicado para entender como as mudanças em curso na indústria mundial impactam sobre o Brasil.

2. As ciências não são neutras

Desafiadas por questões distintas e dotadas de formas peculiares de enxergar o mundo, cada área do conhecimento humano desenvolve instrumentais específicos para lidar com as questões com as quais lida. Isso pode ser interpretado sob uma perspectiva evolucionária, à medida que há não muitos séculos era restrito o número de abordagens possíveis no campo dos saberes.

Assim, os juristas, vendo-se desafiados em antecipar grande parte das possibilidades do comportamento humano, optam por especificar detalhadamente as leis que criam.

Os economistas, por seu turno, desde muito enfatizam a criação de modelos que buscam compreender a realidade humana em sua quase totalidade a partir de um punhado de premissas, usando, de forma perspicaz, a cláusula *ceteris paribus*, que permite que a análise seja restrita a um dado momento, congelando variáveis com as quais é difícil de lidar. Principalmente desde os anos setenta, com o fortalecimento do pensamento ortodoxo neoliberal, que se tornou hegemônico nas escolas de Economia, a ciência econômica tem se imbuído cada vez mais de um caráter científico. Abandonou, cada vez mais, seu caráter de ciência social, passando-se a acreditar uma ciência capaz de realizar previsões confiáveis

do futuro. Nesse sentido, a ciência econômica tem sido parceira fiel do capitalismo liberalizante que desde então tem sido a tônica da economia global. Grande parte dos esforços dessa ciência têm sido dedicados à corroboração das teses que interessam à elite econômica que se beneficiam se essas teses se tornam objeto de política. Isso demonstra que, ao contrário do que gostariam de ou poderiam acreditar os economistas, seu saber não está dissociado de crença, ela não é uma construção neutra. É uma ciência a serviço de um determinado padrão ideológico. Assim como o coloca Bloor, as ciências surgem num ambiente em que as crenças pessoais de seus interlocutores ou as convenções sociais que lhe são impostas tem grande influencia nas teorias que são feitas. Em grandes traços, as ciências não são neutras, o que é válido também para as ciências econômicas.

Dois exemplos ilustram bem o que está sendo argumentado. Boa parte do *mainstream* da economia considera que a taxa de juros de uma economia gravita em torno de um equilíbrio em que se encontram oferta e demanda por moeda. No entanto, o que explicaria que a taxa de juros no Brasil seja tão alta? A resposta parte da idéia de que, na realidade, a taxa de juros é um preço que é pago ao setor financeiro de tal forma que ele não interfira na complexa equação de governabilidade do país. Dessa forma, a taxa de juros pode ser definida como uma variável politicamente definida, ela não é o resultado de um movimento cientificamente definido e prognosticável.

Outro exemplo, mais palpável à economia da energia, diz respeito à questão do conteúdo local na indústria do petróleo. Os defensores do livre comércio, ou seja, grande parte da academia, mas entre os quais se incluem também aqueles que trabalham na indústria do petróleo, argumentariam que a solução ótima seria importar todos os bens e serviços necessários para a E&P de Cingapura ou da Coreia, já que lá eles seriam mais baratos, e não produzir tais bens no Brasil. Dentro da contabilidade interna daquelas empresas esse argumento talvez fosse correto, pois baratearia os custos de explorar e produzir petróleo no Brasil. Mas como a economia é uma ciência sujeita aos interesses políticos estratégicos, e não obedece meramente os mecanismos de oferta e demanda, opta-se por privilegiar a produção local, que se sabe que beneficiará a indústria nacional. Se se seguisse cegamente o doutrinário do *mainstream*, os resultados futuros, em termos de produto nacional e emprego, com grande probabilidade seriam piores.

3. Os conflitos entre os campos do saber

Também dentro de uma perspectiva evolucionária, muitas vezes campos análogos, como por exemplo a economia e a política, acabam se afastando muito entre si. Muitas vezes campos similares se direcionam, especialmente dentro do contexto do capitalismo, que busca sistematizar as ciências de acordo com seus interesses, à corroboração de teses que são mutuamente conflitivas. Evidentemente que nessa equação também atuam outros fatores, como o geográfico e o cultural. Assim, em função de interesses específicos e desses

fatores culturais (e ideológicos) dissonantes, existe a possibilidade de que ciências que poderiam se complementar em prol do bem da humanidade, acabem deixando de dialogar.

Um caso clássico aqui a ser apontado é o que é brilhantemente descrito por Susan Strange. A autora britânica, em artigo seminal intitulado “A case of mutual neglect”, sintetiza o afastamento entre a economia e as relações internacionais. De acordo com ela, os economistas sistematicamente desconsideram de sua análise, em função do que foi exposto acima, o viés político, o que os acaba afastando do campo das relações internacionais. Como existe um tema comum a ambos, que é o campo da Economia Política Internacional, isso se tornava um problema, já que este não conseguia ganhar uma forma definida enquanto “ciência” independente. O desafio passou a ser então, nesse contexto específico, a construir pontes entre os campos, como por exemplo convencer os economistas, ao tratar de assuntos concernentes à Economia Política Internacional, de considerar o viés político e social que deveria estar embutido na sua análise.

4. A ordem social, o sistema mundo e o capitalismo

A presente análise levou em consideração tanto o fato de que a ciência econômica não é neutra e que também não é um instrumento unívoco capaz de realizar previsões seguras e monotônicas, como a noção de que não só é possível, como é um dever recorrer aos *insights* provenientes de outros campos quando estes são capazes de adicionar valor.

Nesse movimento agregador, na presente seção recorre-se a um conceito procedente da teoria social. A ordem social, que é um sistema de interações entre os mais diversos agentes pertencentes a uma sociedade é, de acordo com Wanderley Guilherme dos Santos,

“(...) regulada por um sistema relativamente estável de causalidades, aberto, entretanto, a variações produzidas por fontes autônomas (...)”

Dentro da ordem social, *“(...) Os agentes sociais – indivíduos, grupos, organizações – absorvem e processam experiências e, frequentemente, surpreendem os demais agentes com respostas novas perante situações relativamente idênticas a situações anteriores. (...)”*

Prossegue: *“(...) O desempenho dos atores sociais se orienta pelo que consideram deva ser a estrutura da objetividade do mundo e pelo que deve ser feito para que tal objetividade se constitua. Sabendo-se que nem todos os agente sociais “vivem” da mesma maneira a “objetividade”, a estrutura relativamente estável de relações resultará, portanto, do conflito social pela implantação de ordens “objetivas” distintas. É no desenrolar desse incessante conflito, de intensidade todavia variável, que surgirão as invenções, as inovações sociais, desestabilizadora do sistema “objetivo” de causalidades. Usando, outra vez, uma linguagem antiga, para um cético moderado, a ordem social não é, produz-se, e produz-se como*

resultado permanentemente em suspenso do conflito sobre que aquilo que os diversos atores sociais supõem que ela deva ser. (...)”

Em grandes linhas, a idéia central é que a interação entre os agentes que constituem a ordem social é dinâmica, produzindo resultados que nem sempre são iguais. Assim, mais uma vez dentro de uma perspectiva evolucionária, se pensarmos uma sociedade e suas interrelações econômicas como uma construção análoga ao conceito da ordem social, perceberemos que em diferentes momentos da história ou em diferentes lugares as respostas serão distintas.

A aplicação da noção de ordem social descrita por Wanderley Guilherme dos Santos à esfera econômica encontra definição precisa nas palavras de Aragão: “(...) *a relação entre o Estado e a economia é dialética, dinâmica e mutável, sempre variando segundo as contingências políticas, ideológicas e econômicas. (...)*”

As idéias acima descritas podem ser facilmente transportadas para o campo da Economia Política Internacional. Este campo do saber dedica-se a compreender como se dão as relações econômicas entre os países, considerando que o viés político dessas interações é extremamente relevante. Autores de peso da EPI como Fiori ou Arrighi consideram que o sucesso do capitalismo não poderia ter acontecido se não tivesse havido uma aliança estratégica entre os detentores do poder e as proto-classes capitalistas.

Identifica-se, por exemplo, como um dos momentos cruciais da criação do mundo capitalista como o conhecemos um evento que se deu muito antes da revolução industrial. No século XVII ocorreu a Paz de Vestfália, evento histórico este que deu início, segundo esses autores, ao moderno sistema mundo. Ademais, a guerra dos 30 anos, cujo momento final foi a assinatura desse tratado entre as potências européias beligerantes, teve um marco crucial para o sucesso do capitalismo, que foi o financiamento de grande parte das necessidades bélicas do governo espanhol por parte dos detentores do capital. Essa aliança entre capital e o poder político dominante tornaria-se, dali pra frente, uma tônica do capitalismo.

Mesmo modernamente, o capitalismo não se explica sem o poder político; o Estado de forma alguma é apenas uma externalidade como o pregam os economistas ortodoxos, mesmo nos governos supostamente mais liberais, como, por exemplo, os Estados Unidos.

Nesse contexto de íntima interrelação entre o capital e o poder, Wallerstein define o conceito de sistema mundo, que é um sistema social que possui fronteiras geográficas, estruturas políticas e de poder, regras e coerência. O sistema mundo possui as características de um organismo vivo, já que, ao longo do tempo, através da interrelação conflitante dos agentes que o integram, que buscam moldá-lo de acordo com seus interesses e dissonantes visões de mundo, algumas de suas características se mantêm estáveis e outras se alteram ao longo do tempo.

Pode-se afirmar que o sistema mundo de Wallerstein é um conceito análogo ao da ordem social de Wanderley Guilherme dos Santos: ambos carregam em si a idéia de que as relações entre os atores que integram o objeto de análise são dinâmicas, moldando de forma interativa o mundo em que vivemos, seja este uma construção abstrata ou um espaço físico tecnicamente definível como o é o sistema mundo na prática, desde que surgiu em meados do século XVII.

Outro autor da EPI, um dos primeiros teóricos da teoria do sistema mundo, traz uma contribuição que para esta análise é de suma importância. Até agora não se deu ênfase ao fato de que, dentro de um sistema mundo ou de uma ordem social, como queira, os agentes não são necessariamente dotados da mesma capacidade de influenciar o mundo em que vivem. Andre Gunder Frank, também da tradição marxista assim como Immanuel Wallerstein, concebe o sistema mundo como um sistema em que a metrópole e a periferia são intimamente relacionados. Em função de um desequilíbrio de forças, a metrópole consegue expropriar os excedentes econômicos dos países satélite, produzindo simultaneamente seu próprio desenvolvimento e o subdesenvolvimento dos países satélite. Para Gunder Frank, desenvolvimento e subdesenvolvimento econômico são meramente as duas faces da mesma moeda.

Wallerstein também vai na mesma linha, admitindo que uma das mais importantes estruturas dentro do sistema mundo é a hierarquia de poder entre o centro e a periferia, em que o centro explora economicamente a periferia.

Outros autores da linha marxista, precursores de Gunder Frank e Wallerstein, definiram o conceito de imperialismo, cuja existência, para os propósitos dessa análise, já basta para fixar a idéia de que, dentro de uma dada formação como um sistema mundo, as relações de força podem ser desiguais. Destaca-se Hilderding, que criou a noção de capital financeiro, resultado da concentração de poder econômico dentro das fronteiras de uma nação. Esse capital financeiro é impelido a expandir-se, de acordo com Bukharin, gerando grandes grupos de capital transnacional, também com tendência cada vez maior à concentração econômica. O vínculo com o país sede não é interrompido, ao contrário, os interesses políticos passam a confundir-se com os econômicos. Havendo interesses nacionais conflitantes, o resultado seria a guerra. Nessa linha, muitos autores argumentam que a primeira guerra mundial esteve intimamente ligada às disputas entre as nações imperialistas européias.

5. Os *hegemons* e o novo multilateralismo

Indo mais além na análise de assimetrias dentro do sistema mundo, chega-se a um outro conceito crucial EPI. De fato, a história apresenta bastantes exemplos de que alguns países conseguem exercer, sobre os demais, poder de coerção direta, formando impérios de

vastas proporções. Há inúmeros exemplos, desde o Império Romano, passando pelo Império Persa e chegando ao Império Chinês. No entanto, desde que surge o sistema mundo assim como o admitem autores como Fiori, o conceito de supremacia teve que ser alterado. A razão é que o sistema mundo, desde o seus primórdios, é um sistema interestatal em que, assim como o foi descrito nas seções anteriores, as interações dinâmicas e contínuas entre os Estados integrantes, agora cada vez mais interligados, representavam num espaço de tempo muito menor a possibilidade de ascensão e declínio. Muito embora as relações que se formaram pedissem maior cautela no comportamento estratégico dos Estados, a existência de Estados mais poderosos que outros não foi contestada pela maioria dos autores. Inclusive, uma das presunções mais comuns é de que, ao longo da história, sempre houve um Estado que exerceu um tipo de poder global dentro do sistema mundo.

Tanto Kindelberger como Gilpin consideravam que, dentro de uma ordem internacional, havia a necessidade de existência de um país hegemônico, o assim chamado hegemon, para que essa fosse estável.

Kindelberger argumenta que há, nos últimos 200 anos, uma correlação direta entre a existência de estabilidade econômica na ordem internacional e do predomínio, em termos de poder político, de uma nação hegemônica, que funcionaria como um estabilizador. A estabilidade sistêmica sob domínio de um *hegemon*, segundo Kindelberger poderia ser contemplada como um bem público global. Ainda segundo o autor, a existência desse estabilizador durante a segunda guerra mundial teria sido responsável por boa parte dos infortúnios vividos naquela época. A liderança global americana somente se confirmaria terminada a guerra.

Gilpin, que considerava a política fundamental para explicar a ordem econômica, argumenta de forma similar. Para ele, a moderna economia mundo evoluiu através da dominação de grandes economias nacionais que se tornaram dominantes sucessivamente. A transformação histórica se deu pelo interesse próprio dos países dominantes. A estrutura social é criada para beneficiar o interesse dos países-membro mais poderosos. Ao longo do tempo, entretanto, à medida que as distribuições de capacidades se alteram, poderes dominantes procurarão alterar as regras do jogo de tal maneira que se beneficiem e continuarão neste curso de ações enquanto os benefícios superarem as desvantagens de assim agir. Uma pré-condição para mudança política está na disjunção entre o sistema social existente e a redistribuição de poder em direção àqueles atores que se beneficiariam mais de uma mudança nas regras do jogo. A estabilidade hegemônica somente persistirá enquanto não houver desafiantes.

Já Giovanni Arrighi criou o conceito dos quatro ciclos sistêmicos de acumulação e de poder, nos quais, ao longo dos últimos 600 anos, quatro nações exerceram, durante uma época, a liderança global em termos econômicos em que conseguiam moldar o tipo de relacionamentos econômicos internacionais que se praticava na sua época de dominação. O primeiro ciclo é o genovês, que se inicia na época da renascença; sucedido pelo holandês no século XVII; para ser então substituído pelo britânico na época da revolução industrial; e, finalmente, terminando no atual ciclo, que é o americano. O traço marcante é que houve uma espécie de fusão econômica e política ao menos a partir da transição do ciclo holandês. Ou seja, quando houve a transição de um ciclo para o próximo, esta não se deu através de uma guerra, mas através de uma convergência de interesses entre nações correlatas. Os Estados Unidos e a Inglaterra, por exemplo, nutrem até hoje excelentes relações e são parceiros estratégicos.

O que esses autores não conseguiram explicar corretamente foi por que, em face das crises internacionais envolvendo os Estados Unidos durante os anos setenta- sobretudo as do dólar, a do petróleo e a questão do Vietnã – aquele país, que supostamente estaria diante de um processo de perda da hegemonia mundial, conseguiu confirmar sua liderança. Sucedeu-se a brilhante argumentação de Strange, que argumentou que esse poder global americano não estaria ameaçado porque este país deteria o que ela chamou de poder estrutural, que permitiria àquele país reinventar sua liderança como nenhum outro em nenhum momento.

Mais recentemente, autores de tradições tão distintas como Fiori (2008) ou Zakkaria (2008) consideram que o poder americano não está em risco, ele não deixará de ser hegemônico em um horizonte de tempo tão curto. O que está havendo na geopolítica mundial é muito mais um realinhamento de forças, ou seja, relativamente esse poder americano é agora menor, tendo inclusive vivenciado muito recentemente, com os fracassos das guerras do Iraque e do Afeganistão, uma “experiência de limite”. Zakkaria fala em ascensão do resto, ou seja, de países como os BRICs, que galgam cada vez maiores parcelas de poder e influência em um mundo desenhado à maneira dos americanos. Trata-se de um mundo crescentemente multilateral, mas que ainda possui um *hegemon*.

6. A nova ordem petrolífera global

A linha de argumentação proposta por Wanderley Guilherme dos Santos é bastante abstrata, de tal forma que podemos considerar que a indústria mundial de petróleo pode ser entendida como algo análogo a uma ordem social. Vale ressaltar também que, por ser uma indústria em termos estratégicos geopoliticamente muito importante, também podemos considerá-la como um dos elementos chave do moderno sistema mundo ou,

como afirma Fiori, do moderno sistema interestatal capitalista. Assim, analiticamente a indústria pode tanto ser tomada como uma ordem em si, evidentemente influenciada por fatores externos, ou como parte de um sistema maior, muito mais poderoso. Neste artigo, optou-se pela primeira abordagem.

Pensando a IMP como uma construção teórica tal qual a ordem social de Wanderley Guilherme dos Santos, podem ser entendidos como os agentes atuantes na indústria as empresas de petróleo IOCs, as empresas NOCs, o cartel da OPEP, os governos nacionais, as empresas parapetrolíferas, a classe financeira mundial e os consumidores. Todos esses agentes procuram influenciar o curso dos acontecimentos de acordo com seus interesses próprios e sua ideologia de mundo. Sobre esse sistema atuam forças exógenas, que são econômicas, ambientais e políticas. Essa ordem constrói-se dinamicamente ao longo do tempo, de sorte que a indústria está permanentemente sujeita a mudanças. Normalmente essas mudanças, entretanto, têm um curso mais provável, à medida que dentro dos grupos de atores envolvidos alguns têm mais poder do que os demais.

Como os Estados Unidos são o hegemon do moderno sistema interestatal capitalista, à primeira vista uma alternativa mais palpável seria considerar aquele país também como o centro hegemônico da indústria, mais capaz de ditar o ritmo dos acontecimentos da indústria. Aquele país é um dos poucos, senão o único, que é hoje em dia capaz de realizar guerras em torno do petróleo. Ademais, a indústria surgiu nos EUA e se desenvolveu usando conceitos industriais e organizacionais que lá foram criados. Suas majors, ainda que menos importantes que antigamente, ainda são muito influentes. Numa simplificação grosseira, a indústria petrolífera é uma indústria americana, criada à sua imagem e semelhança.

Entretanto, em função dos desenvolvimentos mais recentes na economia mundial e das mudanças que estão lentamente em curso na ordem geopolítica, com uma crescente participação dos BRICs, parece mais adequado expandir um pouco mais esse conceito.

Essa expansão aqui é feita considerando-se não a existência de um país dominante, mas sim de um “sistema dominante” que se estabeleceu na indústria, um sistema que engloba empresas de petróleo como as majors, nações demandantes de óleo como os Estados Unidos ou da Europa, e os países exportadores da OPEP. Esse sistema tem características geopolíticas e econômicas próprias e moldou, à sua maneira, as condições de base segundo as quais a indústria funcionou.

À margem desse sistema ficam os demais agentes da indústria que tem menor capacidade de fazer valer suas vontades. Mas, como argumenta Wanderley Guilherme dos Santos, há a possibilidade de contestabilidade, ainda que lenta, algo que está sendo observado nos dias de hoje. Assim, as estratégias novas dos agentes dessa ordem petrolíferas tem tido papel relevante no curso dos mais recentes acontecimentos da indústria. A questão é, em que medida isso mudará de fato a ordem global da indústria?

Nos últimos 2 anos a crise global só não foi mais profunda por que os países do BRIC, em especial a China e a Índia, cresceram a taxas elevadíssimas. Aqueles países, em especial a China, precisam cada vez mais de matérias primas, dentre as quais o petróleo, para abastecer o mercado interno e assim sustentar essas taxas. Dessa maneira, a demanda petrolífera dos BRICs, fortemente em ascensão, tem sido o fato novo da indústria, aqueles com potencial de contestar o sistema dominante. Em virtude desse fato novo, considera-se que, analogamente ao que pensaram Fiori e Zakkaria, está em curso um processo no qual esse “sistema dominante” terá que se confrontar com interesses que fazem parte da ordem mundial de petróleo, mas que até agora não tinham tanto poder de influenciar decisivamente o “sistema dominante”. A indústria mundial de petróleo ficará, nesse sentido, muito mais multilateral. O sistema dominante perde crescentemente em poder relativo, mas isso não significa que ele deixará de ser influente. Observa-se que, na tabela abaixo, muito embora o consumo chinês de petróleo irá crescer a taxas muito maiores do que as americanas, em 25 anos o consumo americano de óleo ainda será bem maior do que o chinês.

Projeção de consumo diário de petróleo em milhões de barris

	2015	2020	2025	2030	2035
Estados Unidos	20,2	20,6	21	21,5	22,1
China	10	11,6	13,5	15,3	16,9
Mundo	88,7	92,1	97,6	103,9	110,6

Fonte: EIA/DOE

Isso sugere que, de alguma maneira, muito provavelmente os americanos ainda exercerão algum domínio privilegiado sobre a indústria. Eles ainda terão uma agenda forte para ela, e isso se refletirá, principalmente, nas suas ações geopolíticas. O “sistema dominante”, cujo ator principal são os americanos, ainda continuará o mais influente na indústria. Assim, muito embora o mundo da energia tenha atualmente a China como seu centro dinâmico capaz de manter a indústria aquecida, essa posição deve ser tratada com cautela, ao menos nos próximos 20 anos. Com facilidade os economistas da energia falham nas suas previsões – poucos, por exemplo, conseguiram captar o aumento de preços que se verificou no âmbito da crise mundial de 2008.

7. O Brasil na nova ordem petrolífera global

O Brasil tem também um papel muito especial no cambiante cenário da IMP. Muito embora, em termos de demanda petrolífera, pouco pode contribuir para mudanças no cenário global, os fatos recentes envolvendo a camada pré-sal tem o potencial de tornar o país um player mais importante do setor no futuro.

O que explica, basicamente, essa mudança do papel brasileiro na IMP é o fato de que o Brasil, com suas recém descobertas reservas, logra ser atraente tanto para o tradicional “sistema dominante” da indústria como para os desafiantes *shooting stars*. Diferentemente dos países dotados com as maiores reservas petrolíferas do globo, o Brasil não se localiza numa zona de instabilidade geopolítica. Ao contrário, o grande mote por aqui é estabilidade institucional interna. Para um país como os Estados Unidos, centro do “sistema dominante”, cujo interesse principal, em termos de política energética, é a segurança do abastecimento - em outras palavras, os norte-americanos querem livrar-se o máximo que puderem das fontes ditas instáveis de petróleo, tanto do Oriente Médio como da Venezuela – importar do Brasil uma boa parte da produção estimada de 5 milhões de barris diários de petróleo brasileiro em 2020 é visto com bons olhos.

A China, o país que ultimamente tem sido o pulmão da indústria, igualmente vê com bons olhos manter bons negócios no setor petrolífero brasileiro. Duas das 34 maiores aquisições do setor de P&G no Brasil em 2010 foram protagonizadas por empresas chinesas: a Sinopec desembolsou US\$7,1 bi para comprar 40% da Repsol no Brasil e a Sinochem desembolsou US\$3,07 bi para comprar 40% do campo de Peregrino à Statoil (que produzirá 100 mi boe/dia), passando a ter acesso a um reserva estimada em 2,5 bi de barris. Ademais, a Sinopec teria interesse em comprar de 20 a 30% dos ativos na Bacia de Campos da OGX. As duas transações responderam por mais da metade dos investimentos chineses no Brasil em 2010, que são avaliados em 20 bilhões de dólares, sendo que no mundo todo foram 59 bilhões de dólares em 2010. Finalmente, em 2010, de janeiro a outubro a China comprou 179,5 mil barris diários brasileiros, segundo dados do Estado de São Paulo. O país asiático está, literalmente, fincando seus pés na indústria brasileira de petróleo. Certamente que a política sul-sul praticada pelos dois governos, de privilegiar o estabelecimento de novas relações com os países emergentes, trará bons frutos para o Brasil no contexto petrolífero.

Grosso modo, o Brasil tem sido um dos terrenos mais importantes dessa nova disputa que está em curso na IMP, naquilo que caracteriza-se como o choque entre o antigo “sistema dominante” e o “novo contestador”. Há aqui uma dotação de recursos que poderá satisfazer a todos. O Brasil sairá ganhando, pois ainda maiores pesados investimentos estão por vir.

Outro fato que merece destaque é que, ao tornar-se detentor de reservas de menor risco, o Brasil teve todo incentivo para, com justiça, mudar seu marco regulatório. Tendencialmente, quanto menor o risco exploratório, maior a tendência da adoção de um modelo de partilha que capture maior parte da renda extraordinária petrolífera. A despeito do que é alardeado, é muito provável que a indústria petrolífera brasileira continue atrativa para os investimentos estrangeiros mesmo com a mudança do marco regulatório. Trata-se de uma migração de um modelo em que o planejamento da atividade petrolífera era delegado às empresas privadas (ou para a Petrobras, cujo capital tinha sido em boa parte

privatizado) para um modelo em que o Estado, em consonância com seus objetivos desenvolvimentistas, reassume essa função (Bicalho, 2010).

Dentro do contexto de uma “ordem social” da indústria petrolífera, trata-se uma resposta nova, baseada numa compreensão de mundo distinta daquela que é hegemônica no globo. E isso, de certa forma, vai de encontro com a tendência de ascensão dos governos nacionais como controladores da riqueza petrolífera, que está no mesmo movimento tendencial de ascensão das NOCs em detrimento das IOCs. Cada vez mais as NOCs tornam-se as grandes empresas petrolíferas do planeta. A Petrobras já é a terceira maior, atrás apenas da Sinopec e da ExxonMobil. No Brasil, uma IOC outrora pertencente ao clube das sete irmãs como a Shell, tem agora que diversificar seu core business para sobreviver, focando também em biocombustíveis.

Em grandes linhas, a emergência de uma ordem global mais multilateral no mundo da energia é extremamente favorável para o Brasil, fazendo com que o país seja, com grande probabilidade, um dos seus novos candidatos a protagonistas no século XXI. Esse crescente protagonismo se refletirá em pesados investimentos em energia que o país irá receber, maiores do que a média mundial. Se estes forem canalizados com sabedoria, poderão resultar em maior bem-estar especialmente para os brasileiros menos privilegiados.

8. Referências

Alexandre Santos de Aragão - Agências reguladoras e a evolução do direito administrativo econômico (2006)

Andre Gunder Frank – The world-system (1994)

Arestis e Sawyer – A biographical dictionary of dissenting economists (2001)

Benjamin Cohen – International Political Economy (2008)

David Bloor – Conhecimento e imaginário social (2010)

Fareed Zakaria – O mundo pós-americano (2008)

Giovanni Arrighi – O longo século XX (2006)

Immanuel Wallerstein – World-System analysis: an introduction (2004)

José Luis Fiori – O poder global (2007)

O Estado de São Paulo – China lidera importação de petróleo do Brasil (29/11/2011)

Paul Kennedy – Ascensão e queda das grandes potências (1989)

Robert Gilpin – The political economy of international relations (1987)

Ronaldo Bicalho – O pré-sal e o controle do Estado, in Blog Infopetro (Novembro de 2010)

Rudolf Hilferding – Das Finanzkapital (2000)

Susan Strange – The case of mutual neglect (1970)

Wanderley Guilherme dos Santos – Cidadania e Justiça (1979)

RECOMENDACIONES DE POLITICAS PÚBLICAS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA ARGENTINA

Belen Esteves

Email: estevesbelen@yahoo.com

Introducción

Los desafíos actuales que impone el cambio climático, obligan a prepararse y actuar urgentemente hacia una economía de baja emisión de carbono, si lo que se pretende es limitar la temperatura global dentro de los límites considerados como aceptables y evitar una desestabilización climática catastrófica.

La generación y uso de energía es parte del problema del cambio climático, ya que se trata del sector que mayor contribuye a los gases de efecto invernadero, esto se debe a la gran dependencia de los combustibles fósiles que integran las matrices energéticas.

Al mismo tiempo, en el escenario nacional, nuestro país atraviesa una situación nacional desafiante en materia energética desde hace varios años, donde se vislumbra en las temporadas de mayor consumo, restricciones en la disponibilidad de energía, teniendo ello impactos en las actividades económicas y en el conjunto de la población.

En el marco de estas condiciones y existiendo en la Argentina suficientes condiciones y recursos naturales, se avisa un promisorio desarrollo de las Energías Renovables, que requiere necesariamente la superación de diversas barreras, en el campo político, económico, social, entre otros.

Las Energías Renovables, no sólo permiten diversificar la matriz energética, reduciendo la dependencia de gas y petróleo, también cumplen un importante rol frente al calentamiento global y otros problemas ambientales, tales como lluvia ácida, contaminación atmosférica, etc.

Un debate nacional sobre los desafíos actuales y el futuro energético del país y en este contexto, el rol de las Energías Renovables frente a esta coyuntura, permitirá abordar uno de los más trascendentes en materia de desarrollo y ambiente, a nivel local como en el escenario global.

En este sentido, se avizora necesario construir un modelo energético nacional sustentable, en el marco de un debate participado que integre a los diversos sectores y actores.

Metodología

El presente trabajo tiene por objeto inicialmente dar a conocer brevemente la situación actual del sector energético y el estado de situación de las energías renovables en nuestro país.

Posteriormente se analizará la Legislación Nacional existente en materia de Energías Renovables y se relevarán los Programas Nacionales vinculados al tema de estudio y los Marcos Institucionales Nacionales aplicables.

Debido a que varios países han decidido incorporar fuentes renovables como parte de sus políticas para la reducción de Gases de Efecto Invernadero, al mismo tiempo que aumentan la seguridad del suministro de energía, se tomará como ejemplo de la experiencia comparada el caso de Alemania, uno de los países que ha logrado posicionarse como líder mundial en Energías Renovables. Aquí se pretende analizar cuáles fueron las medidas e instrumentos de promoción más significativos que han permitido exitosamente dar impulso a las fuentes renovables en dicho país.

A la vista de un modelo exitoso, será posible identificar potenciales barreras que han impedido el desarrollo de las energías renovables en nuestro país, para luego, realizar Recomendaciones de Políticas Públicas a fin de proponer una mirada desde la experiencia de otro país.

Con el presente documento se pretende contribuir y enriquecer el necesario debate nacional sobre el importante y necesario rol de las Energías Renovables en la consolidación de un suministro eléctrico seguro, diversificando las fuentes energéticas, al mismo tiempo que se contribuye al desarrollo sustentable.

Capítulo 1. Estado de Situación del Sector Energético en la Argentina

El crecimiento de la economía nacional posterior a la crisis del año 2001-2002 se vio reflejado en un aumento de la demanda energética que no fue acompañado por una oferta sostenida a falta de inversiones privadas, lo que derivó a partir del año 2004 en restricciones al suministro.

Luego de la convertibilidad y en plena crisis económica, fue necesaria la creación de subsidios a la tarifa eléctrica, que no reflejaban los verdaderos costos de la energía.

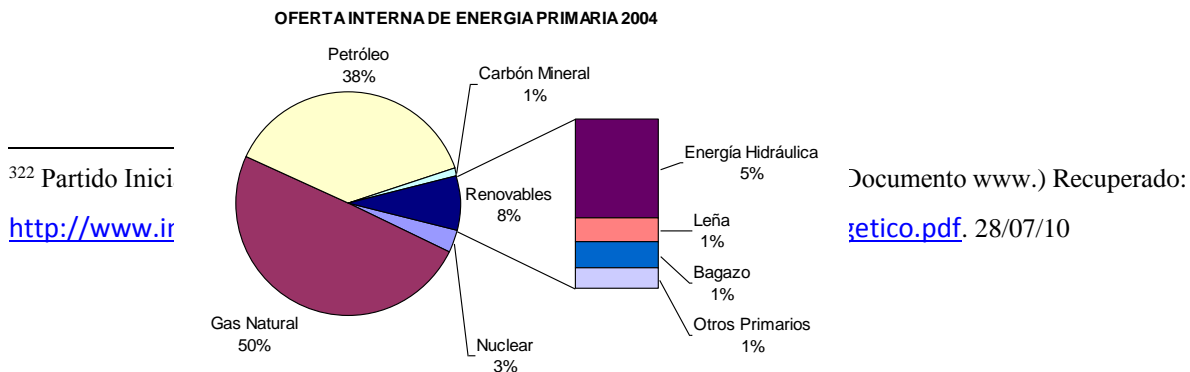
En el siguiente cuadro puede observarse el valor de la generación eléctrica en diversos países en comparación con la Argentina antes y después de la devaluación³²²:

Precios internacionales de generación eléctrica (u\$s/MWh)

Argentina (2002)	8
Argentina (2001)	23
Holanda	29
España	31
Reino Unido	32
Chile	35
Bolivia	36
Brasil	37
EEUU	40
Perú	42
República Dominicana	62
El Salvador	67

Por otro lado, la Argentina posee una matriz energética poco diversificada y altamente dependiente de recursos no renovables tales como el gas natural y el petróleo.

Tal como lo indican los datos oficiales, casi el 90% del suministro energético proviene de combustibles fósiles.



Esto ubica al país en una situación de vulnerabilidad, frente a la tendencia nacional de reducción y agotamiento de las reservas de petróleo y gas.

En un contexto global de tendencia alcista de los precios del petróleo y el marco de escasez mundial de energía, es preciso incentivar fuertemente la diversificación de la actual matriz energética.

Es de destacar que desde el 11 de marzo de 2009 un Grupo de 8 ex –Secretarios de Energía de la Nación han elaborado documentos críticos respecto a la actual situación del sector, no obstante esta contribución, es preciso tomar en cuenta también los aspectos ambientales a fin de generar una matriz que verdaderamente trascienda el modelo ortodoxo energético.

En el caso de las inversiones que se realizan en materia de energía nuclear y centrales a carbón respectivamente, se puede mencionar que si bien la energía nuclear produce escaso CO₂, la misma representa peligros y amenazas tanto para el medio ambiente como para las personas. Por otro lado es excesivamente costosa, siendo que además no se tienen en cuenta las externalidades y los pasivos ambientales. Asimismo, los residuos nucleares son aún un tema sin resolver y existe la amenaza permanente de un accidente catastrófico como potencial riesgo.

Este suministro eléctrico podría ser cubierto por fuentes que no signifiquen un altísimo riesgo, tales como las fuentes renovables, que son limpias, seguras con inversiones menores a las que implican el riesgo nuclear.

En lo que respecta a centrales a carbón, es sabido que la Argentina posee un alto índice de emisiones de CO₂ per capita, por lo tanto es necesario incorporar esfuerzos que acompañen la contribución local al problema global. Los combustibles fósiles al quemarse liberan CO₂ a la atmósfera, a la par que agravan el problema y el modelo hidrocarburo- dependiente.

El desafío climático supone una priorización tecnológica y un plan estratégico que suponga incorporar urgentemente las Energías Renovables (ER) al sector.

Todo esto, hace pensar una vez mas, que es necesario modificar el actual paradigma energético por un modelo de energías sustentables para nuestro país. Es necesario pensar en disminuir el impacto ambiental del sector energético, y reordenar esta actividad para que sea efectivamente sustentable en el largo plazo.

Capitulo 2. Estado de Situación de las Energias Renovables en la Argentina

La argentina cuenta con una potencia total instalada de alrededor de 27000 MW³²³ no obstante, según las cifras oficiales, existe una participacion de menos del 2% de fuentes renovables en la matriz energetica. (Para este cálculo no se toman en cuenta los grandes aprovechamientos hidroelectricos, sino aquellos menores de 30 MW)³²⁴. Como se mencionó la Argentina posee una matriz altamente dependiente de combustibles fósiles, recursos no renovables, escasos, y contaminantes.

Para el caso de la Energía Eólica, según la Asociacion Argentina de Energia Eolica³²⁵, la Argentina cuenta actualmente con una capacidad eolica instalada de menos de 30 MW, que la ubican en el lugar 43 del ranking mundial. Si bien este valor ha crecido en los últimos años, está muy por debajo de los valores que se manejan en otros países: Estados Unidos con 35.159 MW, Alemania con 25.777 MW, China con 26.104 MW. Actualmente se calcula que a nivel mundial hay instalados alrededor de 160.000 MW.

Atento a estudios realizados en el marco del Atlas Eolico Argentino, se estima que la Argentina cuenta con un potencial eolico tecnicamente aprovechable de aproximadamente 5000 MW³²⁶.

³²³ Secretaria de Energia. “Informe Estadístico del Sector Electrico 2008” (Documento www.) Recuperado: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3225> 29/07/10

³²⁴ Secretaria de Energia. “Energias Renovables. Situacion Actual”. (Documento www.) Recuperado: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2980> 27/07/10

³²⁵ Asociacion Argentina de Energia Eolica. “Capacidades Instaladas a nivel mundial” (Documento www.) Recuperado:

http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php?option=com_content&task=view&id=340&Itemid=36 01/08/10

³²⁶ MR consultores. “2da Comunicacion Nacional del Gobierno de la Republica, Mitigacion de emisiones a traves del desarrollo de la utilizacion de energias renovables“. Octubre 2005.

Los datos del Balance Energético Nacional³²⁷, elaborado por la Dirección de Prospectiva, muestra que desde el punto de vista del parque generador eléctrico, la situación para las energías renovables es escasamente tímida en nuestra país en comparación con las otras fuentes.

En este contexto donde los recursos energeticos comienzan a escasear y por otro lado, apremios climáticos exigen un cambio en el sector, las ER parecen encontrar una oportunidad ideal para el desarrollo en nuestro país.

³²⁷ Secretaría de Energía, Coordinación de energías renovables. (Documento www.) Recuperado: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2499>> 30/07/10

Capítulo 3. Marcos Normativos

3.1. Legislación Nacional

En este capítulo se analizarán las normas relacionadas a la generación de electricidad a partir de fuentes renovables.

En el año 1998 se sancionó la **Ley Nacional 25.019**. Esta ley introdujo por primera vez el incentivo económico como instrumento para promover la generación de fuentes renovables, a un precio de 0,01\$/KWh. No obstante la posterior devaluación y la consiguiente depreciación del peso dejó sin efecto dicho instrumento para promover las inversiones en el sector.

Posteriormente en el año 2006, se sancionó la **Ley Nacional 26.190** de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía que vino a complementar la Ley 25.019 y que extendió el régimen vigente hasta ese momento – eólica y solar- al resto de las fuentes renovables, tales como energía geotérmica, mareomotriz, hidráulica (se excluye a las centrales hidroeléctricas de más de 30 MW de potencia), biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás (con excepción de lo dispuesto en la Ley de Biocombustibles N° 26.093)

Esta norma declara de interés nacional la generación eléctrica a partir del uso de fuentes renovables y establece que el 8% del consumo eléctrico nacional deberá ser abastecido a partir de fuentes de energías renovables para el año 2016.

La ley menciona un mecanismo de presentación de proyectos ER que se inicia ante el Consejo Federal de la Energía Eléctrica. Este organismo evalúa los proyectos y les asigna un orden de mérito y luego la Secretaría de Energía es la encargada de aprobarlos.

Asimismo establece que serán beneficiarios del régimen instituido, los titulares de inversiones cuya producción a partir de fuentes ER este destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y/o a la prestación del servicio público de electricidad, otorgando una remuneración adicional que va desde 0,09 a 0,015/kWh, dependiendo del tipo de ER por un período de 15 años desde la fecha de instalación.

Asimismo la norma establece la creación de un Fondo Fiduciario (FFER) que se deberá financiar con el aporte de una carga tarifaria (art. 70 Ley 24.065) para financiar esta remuneración a los generadores de ER. Fondo que a la fecha aún no ha sido creado.

Por ultimo propone un Regimen de Inversiones estableciendo diferentes beneficios (IVA y amortizacion anticipada) para la construccion de obras destinadas a la produccion de energia electrica generada a partir de fuentes ER.

Esta última norma ha sido reglamentada luego de 3 años de incumplimiento reglamentario por el Decreto PEN Nº 562/09.

A continuacion se desarrolla el siguiente cuadro que resume la normativa nacional previamente mencionada, y agrega adicionalmente legislacion nacional y provincial vinculada a las Energias Renovables.

Legislación Nacional

Norma	Resumen
Ley 26.190/ 2006 Decreto 562/ 2009	Declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables.
Ley 25.019/1998 Decreto 1597/1999	Establece Regimen de Promoción de Energía Solar Fotovoltaica y Eólica
Ley 26.093/2006 Decreto 109/2007	Régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentable de biocombustibles
Ley Nacional 26.123/2006	Régimen para el desarrollo de la tecnología, producción, uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía

3.2. Programas Nacionales

A continuacion se analizan los Programas Nacionales mas destacados para la generacion de energia electrica a partir de fuentes ER

GENREN

En mayo del año 2009, el Gobierno Nacional lanzó el Programa de Generación Renovable “GENREN” a fin de comenzar a encaminarse al cumplimiento del objetivo del 8% propuesto por la norma 26.190.

Este programa nacional implementado por ENARSA (Energía Argentina Sociedad Anónima) consiste en una licitación por parte de ENARSA para la compra de energía eléctrica a partir de fuentes de origen renovables por 1.000 megavatios: compuestos por 500 megavatios eólicos, 150 megavatios térmicos a partir del uso de biocombustibles, 120 megavatios a partir del uso de residuos urbanos, 100 megavatios de biomasa, 60 megavatios de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, 30 megavatios de geotermia, 20 megavatios de origen solar y 20 megavatios a partir de biogas. Esta energía generada será entregada por ENARSA al Mercado Eléctrico Argentino a través de contratos de compra de energía por un plazo de 15 años³²⁸.

Por lo tanto, se asegura la venta de la energía a Enarsa por un plazo de 15 años y se firma con CAMMESA – la compañía administradora mixta del sector eléctrico- un contrato de venta de energía a precio diferencial en dólares (rondará en promedio cuatro veces más que el precio spot de mercado). Las iniciativas presentadas en el GENREN representarán aproximadamente el 4% de la matriz energética nacional que en total ronda los 24.000 MW de potencia instalada³²⁹.

Parecería ser la energía eólica la que mejor posibilidades tiene para alcanzar el objetivo del 8%, debiendo incorporar como mínimo una potencia instalada en energía eólica de 3000 MW para el año 2016, dependiendo del avance de las otras fuentes³³⁰.

Las otras energías también tienen posibilidades, siendo necesario identificar que usos se les da, por ejemplo, en el caso de la energía solar, la misma tiene un importante potencial en el sector residencial y en electrificación de zonas rurales y por otro lado, los biocombustibles líquidos – siempre que sean contempladas estándares de sustentabilidad- tienen futuro en el sector del transporte. Por lo tanto, es necesario realizar una planificación para su implementación y uso³³¹.

PERMER

³²⁸ Para mayor información ver:

<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3065> Programa "GENREN":

Licitación de Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables

³²⁹ Renovables2b. "Energía Verde: El Gobierno Adjudicó Proyectos por 9 millones" (Documento www.)

Recuperado:

http://www.renewablesb2b.com/ahk_argentina/es/portal/index/news/show/ad0e68df21aa308a 20/08/10

³³⁰ Partido Iniciativa Verde. "Una Política Energética Verde para Argentina". (Documento www.) Recuperado:

<http://www.iniciativaverde.org.ar/elecciones09/pdf/Informe%20energetico.pdf>. 28/07/10

³³¹ Esteves Miramont. "La Energía que se viene". Comunidad Diario La Nación. 16/02/08, pp 8-10.

El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) tiene como objetivo principal el abastecimiento de electricidad a un significativo número de personas que viven en hogares rurales, y servicios públicos que se encuentran fuera del alcance de los centros de distribución de energía.

Comprende la utilización de sistemas fotovoltaicos, eólicos, celdas de combustible, microturbinas hidráulicas, y eventualmente generadores diesel. Se subsidia la instalación de los equipos como una forma de incentivar a los usuarios y de hacer posible la inversión de los prestadores privados.

El proyecto está financiado con un préstamo del Banco Mundial (U\$S 30 Millones), una donación del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (U\$S 10 Millones), Fondos Eléctricos u otros fondos Provinciales; aportes de los Concesionarios provinciales y de beneficiarios.

Aquí es necesario reflexionar sobre la necesidad de promover no solo las ER a nivel de suministro de poblaciones aisladas, sino también como fuente del sistema interconectado nacional.

PRONUREE

Es el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de Energía “PRONUREE” establecido por Decreto 170/2007. En el marco de este programa se ha avanzado en etiquetados y normas técnicas, que determinan la calidad de artefactos energéticos, eficiencia en el alumbrado público, etc.

Es de destacar también en materia de eficiencia energética, la sanción de la Ley Nacional 26.473 en el año 2009, que prohíbe a partir del 31 de diciembre de 2010, la importación y comercialización de lámparas incandescentes de uso residencial general en todo el territorio de la República Argentina; no obstante su falta de reglamentación la torna no operativa.

Existen también otros instrumentos de campo y Programas desarrollados por el gobierno en materia de Energías Renovables: Mapa Eólico Argentino, el Mapa del potencial biomásico del país, los relevamientos de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos y de Geotermia, y Sistema de Información Nacional de Bioenergía.

Capitulo 4. Marco Institucional Nacional

Se relevaron los Ministerios que a nivel nacional tienen vinculacion con las ER, al mismo tiempo que se detallan bajo que Organismos se encuentran tales programas. Existe gran dispersion de los programas vinculados, por lo que se supone que debe existir un esfuerzo permanente en tareas de coordinaci3n e interacci3n de los distintos organismos.

Ministerio	Organismo	Programa
Ministerio de Planificaci3n Federal, Inversi3n Publica y Servicios	Secretaria de Energia	PERMER (Subsecretaria de Energia Electrica) Direcci3n Nacional de Promoci3n de RE (Subsecretaria de Energia Electrica) Programa de Biocombustibles (Area de Coordinaci3n de Energias Renovables) Consejo Federal de la EE (Subsecretaria de Combustibles) Consejo Local de Electrificaci3n Rural (Integrado por Sec. Energia, Federaci3n de Cooperativas Electricas, Asociaci3n de Distribuidores de Energia Electrica, CREE) Desarrollo de Parques Eolicos de Potencia (Plan Estrategico Nacional de Energia Eolica)
Ministerio de Planificaci3n Federal, Inversi3n Publica y Servicios	Secretaria de Mineria	Uso de la Energia Geotermia en el pa3s (Departamento de Geotermia)
Ministerio de Salud y Medio Ambiente	Secretaria de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable	Unidad para el Desarrollo Energetico Sustentable (UDES) Aplicaci3n de la ER en su relaci3n al Medio Ambiente-Proyectos MDL (Oficina de Cambio Climatico)
Ministerio de Economia y Producci3n	Secretaria de Agricultura, Ganaderia, Pesca y Alimentos	Programa de Biocombustibles (Direcci3n de Agricultura) Programa de Bionergia (INTA)

Ministerio de Economía y Producción	Secretaría de Industria, Comercio y de la Pequeña y Mediana Empresa	Centro de investigación y desarrollo de Energía, Área Tecnológica Estratégica Energías Renovables (INTI)
Ministerio de Educación	Dirección de Infraestructura	Aporta al Programa PERMER
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva	Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva	Programa Especial de Recursos Renovables y No Renovables. Subprograma Energía y Transporte (Fondos para proyectos ER)
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva	Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica	Fondo para la Investigación Científica y Tecnológica. Fondo Tecnológico Argentino (Ambos aportan fondos para investigación, desarrollo de equipos, implementación de fábricas de los mismos)
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva	CONICET	Programas dedicados al tema RE: NCIHUSA, LAHV, INENCO

Otras Instituciones /Grupos/Actores relevantes en la Argentina:

Institucion/Organismo	Programa
ENARSA (Energía Argentina SA)	GenRen: Licitación pública para la compra de 1.015MW de ER
Comisión Nacional de Energía Atómica	Grupo Energía Solar (Celdas y Paneles fotovoltaicos) Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable

Universidades Nacionales	<p>Casi todas las provincias cuentan con grupos dedicados al estudio e investigación de las RE en el marco de las Universidades Nacionales. Se destacan:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Laboratorio de Procesos Catalíticos (FI UBA) hidrógeno a partir del etanol. 2. Centro de Investigación Hábitat y Energía (FADU UBA) Arquitectura solar y bioclimática. 3. INENCO (UN Salta) aplicaciones solares térmicas y generación eléctrica solar térmica. 4. Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar), División Física, Departamento de Ciencias Básicas, Universidad Nacional de Luján (UN Luján) 5. Laboratorio de Arquitectura y Hábitat Sustentable (LAyHS), antes IDEHAB, Facultad de Arquitectura de la UNLP. 6. Construido (IIPAC) – Antes IDEHAB Facultad de Arquitectura de la UNLP.
Organismo Provincial	Centro Regional de Energia Eolica (CREE)
Organismo Internacional	IRENA (Argentina es parte de este organismo internacional)
Partido Politico	Partido Iniciativa Verde. Ecológica Política en Argentina
Camaras que vinculan a Generadores de ER	<p>Asociacion Argentina de Energias Renovables y Ambiente (Asades)</p> <p>Asociación Argentina de Energía Eólica</p>
ONGs	Energías Limpias, Greenpeace, Fundacion Bariloche

Capítulo 5. Experiencia Comparada. El caso de Alemania.

5.1. La Política Europea y Alemana

La Unión Europea (UE) se ha propuesto objetivos por encima de lo que propone el Protocolo de Kyoto (vigente hasta 2012). En este sentido, se ha comprometido en realizar esfuerzos para reducir las emisiones de Co2 en un 20% con miras al año 2020. Es en esta lógica, que Alemania se propone el objetivo ambicioso de reducir en un 40% las emisiones hacia el 2020.

La política energética europea juega un rol importantísimo para cumplir estos objetivos. Por ello, uno de los objetivos existentes de la UE radica en el área de las Energías Renovables, donde se pretende que 20% del total del consumo de energía hacia 2020, provenga de fuentes limpias.

A fin de materializar estos objetivos, Alemania cuenta con un programa integrado de Energía y Protección del Clima, para reducir las emisiones de Co2 en un 40%, siendo una de las estrategias gubernamentales para alcanzar con éxito dicho objetivo, el sector energético.

Esto ha llevado a que la política energética renovable alemana sea pionera en el mundo y ha permitido que este país se posicione como uno de los países líderes a nivel global. En los próximos 10 años (2020) Alemania se propuso alcanzar un **consumo del 18% proveniente de ER y una generación de electricidad de estas fuentes del 30%**.

Por lo tanto, la estrategia gubernamental consiste en:

- Reducir en un 40% las emisiones CO2 en 2020
- 30% de ER utilizadas para la generación eléctrica en 2020
- 12% de biocombustibles en 2020
- Aumento anual de la eficiencia energética (3% / año)

Según cifras oficiales, actualmente Alemania es uno de los países con mayor capacidad instalada eólica (a finales de 2009 cuenta con 25.777MW) es el mayor mercado fotovoltaico (finales de 2009: 8777 MW), es el principal mercado solar térmico de la UE (finales de 2009: 4750 GWth) y pionero en los campos de biocombustible y la tecnología de hidrógeno.

Estas medidas, además de contribuir a alcanzar los objetivos de reducción de Co2, han redundado en diversos beneficios para la economía doméstica, tales como nuevas fuentes laborales. En este

sentido, las ER son responsables de la creación de 300.000 nuevos puestos de trabajo y la tendencia va en aumento³³².

5.2. Marco Institucional y Normativo en Alemania

La Deutsche Energie Agentur (DENA) es la Agencia Alemana de Energía, creada en el año 2002 con el fin de fomentar las ER, integrarlas a la infraestructura nacional y en el suministro eléctrico, como así también mejorar la posición competitiva de las mismas.

La DENA está conformada por un porcentaje del 50% por el Gobierno Alemán (Ministerio de Economía y Tecnología, Agricultura, Medio Ambiente y Ministerio de Transporte-Construcción-Desarrollo Urbano) y el resto, corresponde a compañías de seguros y bancos.

En lo que respecta a la estructura legal, para alcanzar los objetivos mencionados, Alemania ha trazado una estrategia de gobierno político- normativa que al momento cuenta con 14 leyes y Directivas (primer paquete de acciones) así como 7 futuras medidas.

Entre ellos se ubican Ley de Preferencia de Energías Renovables, Ley Federal de Energías Renovables- Erneuerbare Energie Gesetz (EEG), Programa del Estimulo al Mercado para el Fomento del uso de ER y Ley para el Uso de las Energías Renovables en la Generación de Calor.

Ahora bien el instrumento clave y que ha dado verdadero impulso a las ER en este país, es la mencionada Ley Nacional de Energías Renovables -EEG-.

La EEG ha establecido el sistema "Feed-in" que ofrece tarifas fijas y garantizadas por un plazo de 15 a 20 años, la conexión y obligación prioritaria de compra de ER por parte del operador de la red eléctrica e incentivos económicos y estímulo para la explotación de potenciales nuevas tecnologías.

Asimismo, establece una devaluación anual de las tarifas que va del 1 al 6,5% como instrumento de incentivo fuerte a fin de aumentar la eficiencia.

A continuación se detalla un cuadro sobre las tarifas que aplican en la norma mencionada para las distintas fuentes (La tarifa fotovoltaica sufrió actualización a Julio del 2010, que se incorporó en el cuadro)

³³² BMU. "EEG". (Documento www.) Recuperado: <http://www.bmu.de/allgemein/aktuell/160.php> 12/07/10

Energia	Tarifa (Euros-Cents/kWh)	Plazo de Duracion (Anos)	Reduccion de Tarifa
Eolica on shore	4,97 – 9,11	20	2%
Eolica off shore	3,50 – 13	20	2%
Fotovoltaica	22,76 – 39,14	20	5 – 6,5%
Hidraulica	3,47 – 12,67	20 (15 para instalaciones >5MW)	0% (instalaciones < 5 MW); 1% (instalaciones 5 - 150 MW)
Biomasa	7,71 – 11,55	20	1,5%
Geotermia	10,40 – 15,84	20	1%

La Ley para la promoción de la generación de calor procedente de energías renovables (EEWärmeG) tiene como objetivo alcanzar una cuota del 14% de fuentes renovables en la generación de calor hasta 2020 y se basa en tres pilares:

- Uso obligatorio de energías renovables en edificios nuevos (> 50 m²) / Quotas por tecnología
- Incentivos financieros: programa del estímulo al mercado para el fomento del uso de energías renovables
- Facilitar la ampliación de la red térmica

Para ello ha introducido instrumentos tales como: Subsidios para plantas solar térmicas, plantas pequeñas de biomasa y bombas de calor, y Créditos de fomento para sistemas grandes usando biomasa sólida, biogás y energía geotérmica (10 a 30% de los costos total). Otros instrumentos son el financiamiento y beneficios de la reforma fiscal ecológica y la licitación de los certificados de emisiones.

Los beneficiarios de este regimen son los hogares y pequeñas empresas.



Foto: GUST/Berliner Energieagentur.

Aun con escasa intensidad solar, se colocan paneles solares en los techos de las viviendas de Alemania. Berlin , Alemania.



Foto: GUST/Berliner Energieagentur. Una practica frecuente es el alquiler de techos de grandes superficies para la colocacion de paneles fotovoltaicos y vender los excedentes de generacion no consumidos al sistema interconectado electrico. Berlin, Alemania.

Capítulo 6. Recomendaciones de Políticas Públicas para el Desarrollo de Energías Renovables en la Argentina

A continuación se realizan recomendaciones tomadas sobre la base de modelos exitosos, a fin de superar las barreras normativas, institucionales, económicas y sociales, y promover un mayor uso y generación de ER en nuestro país:

1. Marcos Normativos que permitan reducir el grado de incertidumbre.

A fin de aportar estabilidad al sector será necesario establecer reglas claras, estables y transparentes, al mismo tiempo, que se adoptan no solo soluciones coyunturales sino también, que se planifica para el largo plazo. Por lo tanto, es importante una política energética de largo plazo que necesariamente incluya a las energías renovables.

2. Creación de marcos institucionales favorables para el desarrollo de las ER.

Se vislumbra como favorable la creación de una “Agencia” especializada y dedicada exclusivamente a la promoción de fuentes renovables y a la eficiencia energética, que actúe transversalmente a todos los Ministerios, programas y acciones de gobierno, como asimismo, articulando con los distintos niveles, federal, provincial y municipal e interactuando con actores, grupos de trabajo, que participan en la temática. (Caso alemán es una conformación mixta 50% público 50% privada)

3. Sistema “feed in”.

Tarifas o precios fijos adicionales y significativos sobre el precio establecido en el mercado a fin de incentivar las inversiones en energías renovables (garantizado por 20 años). Asimismo, este sistema debe ir acompañado de una garantía que permita el acceso prioritario a la red para los generadores de energías renovables.

4. Subsidios.

Los subsidios e intervenciones estatales no reflejan los costos reales de la energía. La Argentina paulatina y escalonadamente deberá realizar una actualización tarifaria, pudiendo redireccionar los subsidios a las fuentes no convencionales que más lo necesitan. Aquí resulta imprescindible que se proteja a aquellos sectores de menores ingresos creando una “tarifa social” que contemple esta realidad.

5. Generacion distribuida.

Incorporación de módulos de pequeña escala de energías renovables (por ejemplo, la energía de paneles fotovoltaicos proveniente de hogares instalada en techos) para el autoconsumo y/o su incorporación a la red pública. Para ello será necesario establecer un marco normativo que permita el ingreso en pequeños módulos a la red, un fuerte incentivo de tarifas y créditos blandos para que los usuarios puedan acceder a los mismos. Esta es una práctica frecuente en aquellos países que han decidido promover fuertemente la generación de ER.

6. Medidas de Eficiencia energética.

Políticas orientadas a la optimización del consumo y la energía, donde prima la racionalidad energética. Es imperativo trascender las acciones y programas en materia de eficiencia energética por políticas permanentes para alcanzar un uso eficiente de la energía tanto a nivel comercial, industrial y en los hogares. Son positivos los etiquetados y una mayor información ambiental de los productos, como la implementación de estrictas normas de eficiencia para todos los aparatos, artefactos y servicios que consumen electricidad.

7. Los codigos de edificacion deberan ser adecuados

Esto permitira incorporar y fomentar las ER, como asi tambien, medidas de eficiencia energetica (por ejemplo, exigir determinados sistemas de aislamiento).

8. Promocion e Investigación de las Energias Renovables.

Difundir los beneficios de las ER tanto en su dimension social como ambiental, por medio de programas, construccion de capacidades, medios de difusion publicos, curricula escolar, etc. La apuesta a la investigación de estas fuentes no convencionales por medio de mayores presupuestos asignados para el desarrollo de las mismas, debe ser prioritario.

Conclusiones

La Argentina cuenta con un potencial y vastos recursos energeticos renovables que pueden ser utilizados para la generacion de energía, no obstante ello, existen barreras que necesariamente deben removerse a fin de que exista un desarrollo masivo de las ER en nuestro pais.

En materia regulatoria, las tendencias internacionales y las tarifas “feed in” otorgan certidumbre en los precios e incentivos claros para la inversión y parecen indicar que estas medidas estimulan la inversión en ER, tornándolas verdaderamente competitivas frente al resto de las fuentes convencionales. En este contexto, es necesaria la revision de la ley 26.190 a fin de implementar mecanismos que se constituyan en claros incentivos para alcanzar el 8% propuesto, ya que esta Ley en la práctica ha demostrado ser insuficiente para iniciar un proceso de expansion masiva de las ER. No obstante ello, el reciente y licitatorio Programa GenRen es hoy una iniciativa que asegura un precio adecuado para las ER y existe gran expectativa en el sector por el mismo, aun cuando no se trate de tarifas “feed-in”.

Por otro lado, es positivo que la inversión pública dirigan sus esfuerzos económicos y técnicos hacia proyectos energéticos renovables, en contraposición a otros proyectos que alientan el uso de recursos escasos y no sustentables en el tiempo. La inversión en tecnología para el desarrollo de las energías renovables sin duda, redundará en beneficios ambientales y sociales, tales como la generación de nuevos puestos de trabajo, desarrollo industrial y tecnologico, competitividad mundial, en resumen, aportaría al crecimiento económico sustentable.

La Argentina puede y debe incorporar urgentemente recursos inagotables, no contaminantes y que existen en abundancia en nuestro país: la energía solar, eólica, geotermia, biomasa, etc. Esto permitirá diversificar la matriz energética y garantizar el suministro electrico reduciendo la vulnerabilidad frente a la dependencia de combustibles fosiles y a su irreversible condicion de agotamiento. Tambien determinara una mejora desde el punto de vista ambiental, y una contribucion al gran desafio que presenta la lucha contra el cambio climatico, del cual las energias renovables estan destinadas a jugar un rol importante.

Por ultimo, se deben profundizar las medidas de ahorro de energia y fomento de la Eficiencia Energetica que permita reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los costos para los usuarios finales; acompañado de cambios en los patrones de consumo y estilos de vida.

Un futuro sustentable sólo se puede avizorar si es posible generar energía con un fuerte componente renovable. Para ello se requiere liderazgo, instalando el tema como prioritario en la agenda pública, que impulse un nuevo modelo de desarrollo que no comprometa el bienestar de las generaciones futuras.

Referencias Bibliográficas

- Partido Iniciativa Verde. “Una Política Energética Verde para Argentina”. 5 de Junio de 2009. (Documento [www.](http://www.iniciativaverde.org.ar/elecciones09/pdf/Informe%20energetico.pdf)) Recuperado: <http://www.iniciativaverde.org.ar/elecciones09/pdf/Informe%20energetico.pdf>. 28/07/10
- Secretaría de Energía de la República Argentina, REEEP, Fundación Bariloche. “Energías Renovables: Diagnóstico, Barreras y Propuestas”. Junio 2009. (Documento [www.](http://energia3.mecon.gov.ar)) Recuperado: <http://energia3.mecon.gov.ar> 10/01/10
- Miramont Esteves. “La Energía que se viene”. Comunidad Diario La Nación. 16/02/08, pp 8-10
- Juan Carlos Villalonga. “La nueva planta nuclear aprobada por Diputados es el método más caro para producir energía y combatir el cambio climático”. (Documento [www.](http://www.greenpeace.org/argentina/prensa-rss/rechazo-nueva-planta-nuclear)) Recuperado: <http://www.greenpeace.org/argentina/prensa-rss/rechazo-nueva-planta-nuclear>. 12/07/10
- Juan Carlos Villalonga. “Energía Eólica: No hay más excusas” (Documento [www.](http://www.energiaslimpias.org/energia-eolica-no-hay-mas-excusas/)) Recuperado: <http://www.energiaslimpias.org/energia-eolica-no-hay-mas-excusas/> 12/07/10
- Renovables2b. “Energía Verde: El Gobierno Adjudicó Proyectos por 9 millones” (Documento [www.](http://www.renewablesb2b.com/ahk_argentina/es/portal/index/news/show/ad0e68df21aa308a)) Recuperado: http://www.renewablesb2b.com/ahk_argentina/es/portal/index/news/show/ad0e68df21aa308a 20/08/10
- Asociación Argentina de Energía Eólica. “Capacidades Instaladas a nivel mundial” (Documento [www.](http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php?option=com_content&task=view&id=340&Itemid=36)) Recuperado: http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php?option=com_content&task=view&id=340&Itemid=36 01/08/10

- Secretaria de Energía. “Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008” (Documento www.) Recuperado: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3225> 29/07/10
- MR consultores. “2da Comunicación Nacional del Gobierno de la República, Mitigación de emisiones a través del desarrollo de la utilización de energías renovables”. Octubre 2005.
- Secretaria de Medio Ambiente de la Nación. UDES. “Marco de Referencia para elaborar una estrategia de fomento de las Energías Renovables (ER) y la Eficiencia Energética (EE)”. Mayo de 2008. (Documento www.) Recuperado: http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/energetico/File/marco_referencia.pdf 28/08/10
- Greenpeace- European Renewable Energy Council. “Revolución Energética. Un futuro Energético Sustentable para la Argentina”. 30 de Octubre de 2009. (Documento www.) Recuperado: <http://www.greenpeace.org/raw/content/argentina/cambio-climatico/revolucion-energetica/r-evoluci-n-energetica-un-fu.pdf> 20/07/10
- Página web de la Secretaría de Energía de la Nación. www.energia3.mecon.gov.ar
- Página web de la Secretaría de Medio Ambiente de la Nación. www.ambiente.gov.ar
- Página web del Ministerio Federal de Economía y Tecnología de Alemania (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) www.bmwi.de
- Página web del Ministerio de Medio Ambiente de Alemania (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit). www.bmu.de
- Página web de la Agencia Alemana de Energía www.dena.de
- Página web de EEG <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/>

SESIÓN 11

IMPACTO ECONÓMICO QUE PRODUCE EL AHORRO DE GAS POR ELIMINACIÓN DE LOS PILOTOS EN LOS EQUIPOS DE CALENTAMIENTO DE AGUA

Ing Leopoldo Mayer

Autor

Colaboradores:

Lic Silvana Faiad

Lic Romina Lecour

Lic Martin Grimberg

Equipo GESTEC

Centro de Apoyo a la Gestión Técnica y de la Calidad

Escuela de Economía y Negocios

Escuela de Ciencia y Tecnología

1.- Introducción

Este trabajo surge de trabajos y estudios que realizaron los expertos de ENARGAS, el INTI y la UNSAM (Universidad Nacional de San Martín), que hemos tomado como base para dimensionar estimativamente el impacto económico que la implementación de calefones con encendido electrónico implica.

2.- Objeto de la presentación

Cuantificar el impacto económico producido por la eliminación y/o aprovechamiento de los consumos pasivos de los artefactos a gas en Argentina, y evaluar los costos y beneficios de implementar diversas medidas de uso eficiente de la energía en el uso de gas.

Especialmente se considerará el efecto económico que produce el ahorro de gas por eliminación de los pilotos en calefones existentes y su reemplazo por equipos que tengan encendido electrónico.

En particular, se analizará como podría financiarse una acción de esta naturaleza, considerando que los beneficiarios y usuarios eventualmente podrían – durante un lapso preestablecido- colaborar para su implementación.

Mínimamente podrían considerarse dos alternativas:

Que no represente erogación alguna para los usuarios

Que represente una erogación – aún mínima – para los usuarios

Ello también está condicionado por una política de sensibilización de los usuarios, así como normas que apunten al Uso Racional de la Energía, que lleven a una sustitución progresiva de los calefones con piloto por los calefones con encendido electrónico.

3.- Análisis de situación

3.1. La demanda de gas en Argentina

El gas natural constituyó la principal componente de la matriz energética de la Argentina, aportando cerca del 50% de la energía primaria.

Alcanzó un total de 37.700 MMm³ ⁽¹⁾ (en m³ de 9300 Kcal) en el año 2009, distribuyéndose en 4 grandes tipos de usuarios:

Residencial un 22,5% de dicho volumen, o sea cerca de 8.500 MMm³ en el año.

Grandes Industrias las que demandaron aproximadamente 11.800 MMm³, o sea un 31 % del total de la demanda de gas.

las Usinas eléctricas las que demandaron 12.400 MMm³, que representan un 33% de la demanda.

Hay Otros que demandaron unos casi 5.000 MMm³, que representan pérdidas o “no explicables”

El total de usuarios residenciales de gas natural por redes alcanza a algo más de 7 millones de usuarios al culminar el año 2009, según la misma fuente, y su tasa de crecimiento es del orden

del 2,6% anual tomando su evolución desde 1993 hasta 2009. En los 7 millones de usuarios se estima, según diferentes fuentes, hay instalados aproximadamente 3 millones de calefones.

Según el Informe ENARGAS 2009, se incorporaron ese año 180.000 nuevos usuarios residenciales de gas natural. Dicho valor resulta superior al promedio de incorporaciones anuales verificadas desde 1993 a la fecha.

En lo que respecta a los usuarios residenciales, influyeron como elementos destacados la ejecución de nuevas redes de distribución de gas y el menor precio relativo del gas natural, comparando con otras fuentes de energía.

Podría asumirse que el consumo por persona asalariada en la industria, tomando como base el año 2009, es de 32.330MMm³-año para 1,4 millones de personas asalariadas, o sea 23 Mm³-año/persona asalariada. (Ref. ANEXO I)

Se considera – como hipótesis empírica pesimista - que el 50% de estas personas están afectadas exclusivamente a tareas productivas, y el otro 50% a tareas de soporte administrativo, técnico y comercial. Es decir, se puede imaginar un universo de 700.000 personas directamente asociadas a la disponibilidad de gas para la industria, con una remuneración bruta de \$ 3.091.- por mes, la que anualizada y considerando una tasa de \$ 4.- por U\$, representan un monto de U\$ 6.500 millones/año, como masa salarial directa. (2) Esto podría generar una cierta demanda agregada en varios planos:

El de la actividad económica industrial, demandante de gas natural para desarrollar sus actividades, la potencial generación de empleo directo, así como un potencial efecto multiplicador

El incremento en la demanda por parte de las Usinas al requerir mayores cantidades de gas como combustible para las generadoras eléctricas.

El acceso de nuevos usuarios a las redes de gas natural, a una tasa de crecimiento mayor que la enunciada.

3.2.- Los volúmenes de gas que pueden ahorrarse y volcarse a la industria

Los principales equipos para calentamiento de agua a nivel residencial (excluyendo grandes calderas) son los calefones y termotanques, que abarcan un universo del orden de 7 millones de usuarios.

Están disponibles estudios y ensayos que muestran los consumos pasivos de los equipamientos convencionales – con piloto – respecto a los consumos de los equipos con encendido electrónico y su impacto en el consumo global de gas.

No escapa que, entre las fuentes primarias de Energía en Argentina, el gas natural tiene una incidencia muy significativa. Representa casi un 49% de la demanda de energía en 2005, según la Secretaría de Energía de la Nación en 2005 (medida en MTep) (Informe de Diciembre de 2009).

A ello, deben sumarse las importaciones desde Bolivia y la regasificación de GNL para atender la demanda nacional, puesto que la producción local viene en declinación. (Ref. ANEXO II)

Por otra parte, la importación de gas natural está en proceso de diversificación de las fuentes de abastecimiento, al estar en proyecto por parte de ENARSA la instalación de una planta de regasificación en Uruguay, que se suma a la que actualmente opera en Bahía Blanca.

La Oferta del Gas en Argentina (2009), es: ⁽³⁾

MMm³/año

Producción 48.417,6 95,1 % (*)

Importación 2.474,9 4,8%

Total 50.892,5 100%

(*) Incluye unos 7 MMm³/día provenientes de la Regasificación de GNL que se inyectan en la red. Fuente ENARSA. Informe de Gestión 2009.

Si se pudiera utilizar el gas que se quema en los consumos pasivos para ser utilizado en el ámbito de la actividad manufacturera, se generaría una oferta incremental de productos industriales que cuyo efecto multiplicador en la economía y la sociedad serían altamente beneficiosos.

3.3 El consumo pasivo de los pilotos de los calefones

Hay estudios recientes que muestran el impacto de los consumos pasivos de los artefactos a gas en Argentina, en particular a partir de los ensayos preliminares de los equipos que utilizan pilotos respecto a aquellos con encendido electrónico.

Ello lleva a pensar, que resulta de interés considerar un plan de recambio de equipos de calentamiento de agua “convencionales”, como pueden ser los calefones con piloto, por equipos

con encendido electrónico, enmarcados dentro de un concepto más amplio como es el Uso Racional y Eficiente de la Energía.

En el trabajo “Impacto de los consumos pasivos en artefactos a gas en el consumo de energía” (4), se aprecia que hay un comportamiento estable del consumo de gas cuando la temperatura supera los 20°C, por parte de los usuarios residenciales, según registros de los últimos 17 años con independencia del contexto económico. (Figura 1)

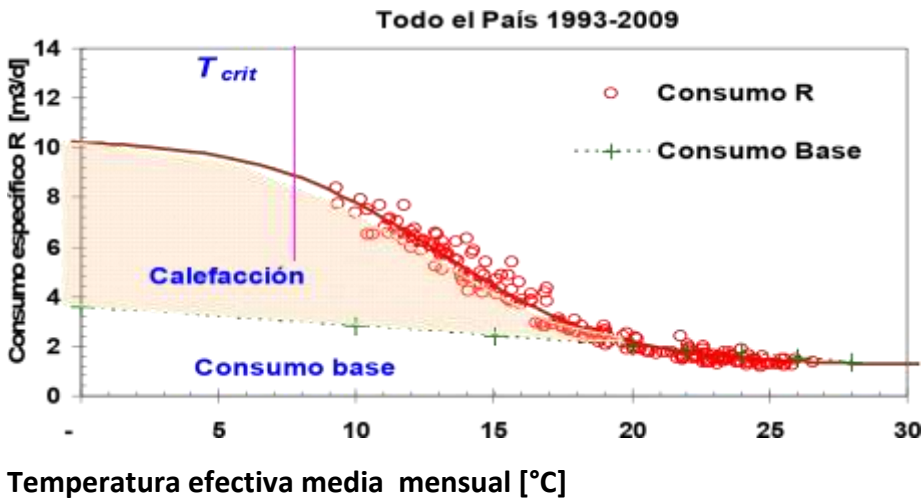


Figura 1. Variación de los consumos específicos R (residencial, círculos). La línea de puntos es una extrapolación del consumo base y muestra su dependencia con la temperatura. Los consumos específicos que se grafican son los promedios diarios mensuales como función de la temperatura media mensual. En un período de un mes, la temperatura media mensual coincide con las temperaturas efectivas mensuales. La línea de puntos es una extrapolación lineal de los consumos a altas temperaturas, e indica como varía el consumo base con la temperatura. El área sombreada indica el consumo asociado con la calefacción. Los datos corresponden a todo el país, exceptuando la zona sur del mismo.

Este consumo se denomina consumo base, y está directamente asociado al calentamiento de agua y cocción de alimentos.

Se han realizado ensayos, en el área INTI Energía que permiten discriminar el consumo del quemador de los pilotos. Ello muestra que los consumos pasivos representan 0,5 m³/día, en particular el de los pilotos, en base a un protocolo de consumo modelo de una familia típica.

Si se consideran los consumos pasivos de los pilotos, y se los refiere al universo de artefactos para calentamiento de agua, se aprecia que la capacidad de ahorro de gas es de aproximadamente 3,5 millones de m³ por día. Estos volúmenes son muy significativos si se comparan con los actuales volúmenes de gas importado, suponiendo que entre calefones y termotanques hay unos 7 millones de artefactos instalados en Argentina.

Tomando en cuenta, sólo los calefones, se estima hay instalados unos 3 millones de artefactos, que consumen aproximadamente 547,5 MM m³ por año, volumen equivalente al 22% del volumen de gas importado ⁽⁵⁾

Como referencia, el gas importado tiene un costo de 7 U\$\$/MMBTU, por lo que tendremos un ahorro potencial de aproximadamente 136,8 millones de u\$s por año, a los que deben adicionarse las ventajas de una menor emisión de carbono, mas una sensibilización de la población a un uso racional de la energía (URE), y una disponibilidad adicional de gas equivalente a las demandas residenciales para las Grandes Industrias que son abastecidas por las Distribuidoras. O más particularmente, a casi el 10% de los consumos de las Grandes Industrias tales como: Destilerías o Industrias Químicas y Petroquímicas.

4.- Programa potencial de reemplazo de calefones

Un programa de ahorro de gas debería considerar la posibilidad de que a partir de una fecha determinada todos los calefones residenciales instalados deberían actualizarse con artefactos con encendido electrónico, así como los que se vendan e instalen en nuevas viviendas. Las Distribuidoras verificarán las condiciones de seguridad de cada instalación con el objeto de prevenir accidentes.

Los valores que se plantean mas adelante son referenciales, con la sola intención de mostrar un orden de magnitud de los costos e inversiones a realizar y pueden ser susceptibles de modificación según las características del artefacto, así como los costos de la desinstalación e instalación, fletes y otros gastos.

Los calefones con encendido electrónico tienen un precio de venta al público del orden de los \$ 1.400.- (marca ORBIS, 14 litros por minuto, tiraje natural, con botonera, 20.000 Kcal/h) incluyendo IVA (*). A ello, debe sumarse el flete desde el local comercial hasta el domicilio del usuario, que puede estimarse en unos \$ 100.-

(*) Consulta a los locales comerciales de las firmas Garbarino SA, Rodó SA y Fravega SA

Si bien los artefactos están considerados a los valores del mercado, es de suponer, si se llega a una implementación como la aquí sugerida, que dichos valores se reducirían sensiblemente, tanto por parte de los fabricantes como por las redes comerciales, considerando ahorros de escala. (Ref. ANEXO III)

Si se asume una tasa de cambio de 1,00 U\$S = 4,00 \$ el costo promedio de un calefón con encendido electrónico, mas la desinstalación de un calefón existente mas la nueva instalación representarían unos U\$S 500.- .Sólo se considera el costo del cambio de un calefón existente en términos monetarios y de ahorro de gas.

Se considero, un plazo de 10 años para completar el proceso de recambio de los calefones existentes, atentos a las capacidades industriales de los fabricantes de calefones, que se adicionan a los crecimientos vegetativos. Si bien, hay una marcada tendencia de sustitución de calefones por termotanques.

Se asume, para los nuevos usuarios, que la demanda de nuevos calefones con encendido electrónico, tendrá un crecimiento vegetativo de 2,6 % anual (período 1993/2009), tomando como hipótesis base unos 200 mil calefones para el primer año.

El esquema económico nos indica que la inversión en sustitución de calefones con piloto, por nuevos con encendido electrónico implicaría una inversión global de U\$S 1.500 millones en 10 años, representando un ahorro de gas de 547,5 MMm³ por año al final de dicho lapso, que representarían 136,8 millones de U\$S año.

A ello, deben adicionarse los crecimientos vegetativos, que representan unos 377,9 MMm³ de ahorro de gas por año, al final de dicho lapso, con un valor equivalente de 94,5 millones de U\$S anuales al finalizar el período asignado al recambio. (Tabla B)

Es decir, en términos de la Oferta Adicional de gas tendríamos, 924,9 MMm³ de gas por año, al final del período de recambio, para ser aplicado a otros usos ya sea para la Industria o para las Usinas. (Tabla A)

Las tablas - que siguen mas adelante- nos muestran la Evolución de la Oferta Adicional de gas producto de la sustitución de calefones existentes y las nuevas instalaciones, así como los ingresos y costos del proyecto.

Se elaboraron dos alternativas de evaluación económica del proyecto para el reemplazo:

Que no represente erogación alguna para los usuarios

Que los usuarios participen del costo del recambio, durante 60 meses.

5.- Posible esquema de financiamiento

Un posible esquema de financiamiento es el que se encuentra graficado en la figura que se muestra mas adelante. Para que el mismo sea viable operativamente, se requiere que haya un

organismo centralizador o Fideicomiso que administre los recursos que se generan, y asimismo contar con un Control Operativo que ejerza una supervisión sobre los mismos.

Desde el punto de vista institucional el Fideicomiso puede estar integrado por los actores que intervienen en el sistema: las Distribuidoras, los fabricantes de calefones, la representación de Grandes Usuarios y Usinas, mas las Redes Comerciales.

El fiduciante, cobra por intermedio de las Distribuidoras los consumos adicionales de los Grandes Usuarios y Usinas, e interviene en el pacto de fiducia, transmite la propiedad de los calefones a los usuarios, le restituya a los diversos actores intervinientes : distribuidoras, redes comerciales, fabricantes de calefones, instaladores, y otros el valor de sus servicios o productos. Obviamente, el Fideicomiso es el receptor de los fondos que puede captar del sistema financiero.

Debería constituirse una Comisión de Control Operativo, con la representación del Estado, que podrían integrar ENARGAS , la Secretaría de Energía de la Nación, y una Universidad Pública. Su objeto sería verificar la correcta aplicación de los recursos, y emitir un dictamen periódico acerca de ello. Sería importante la intervención de la Comisión Nacional de Valores (CNV), con experiencia en el control de Fideicomisos.

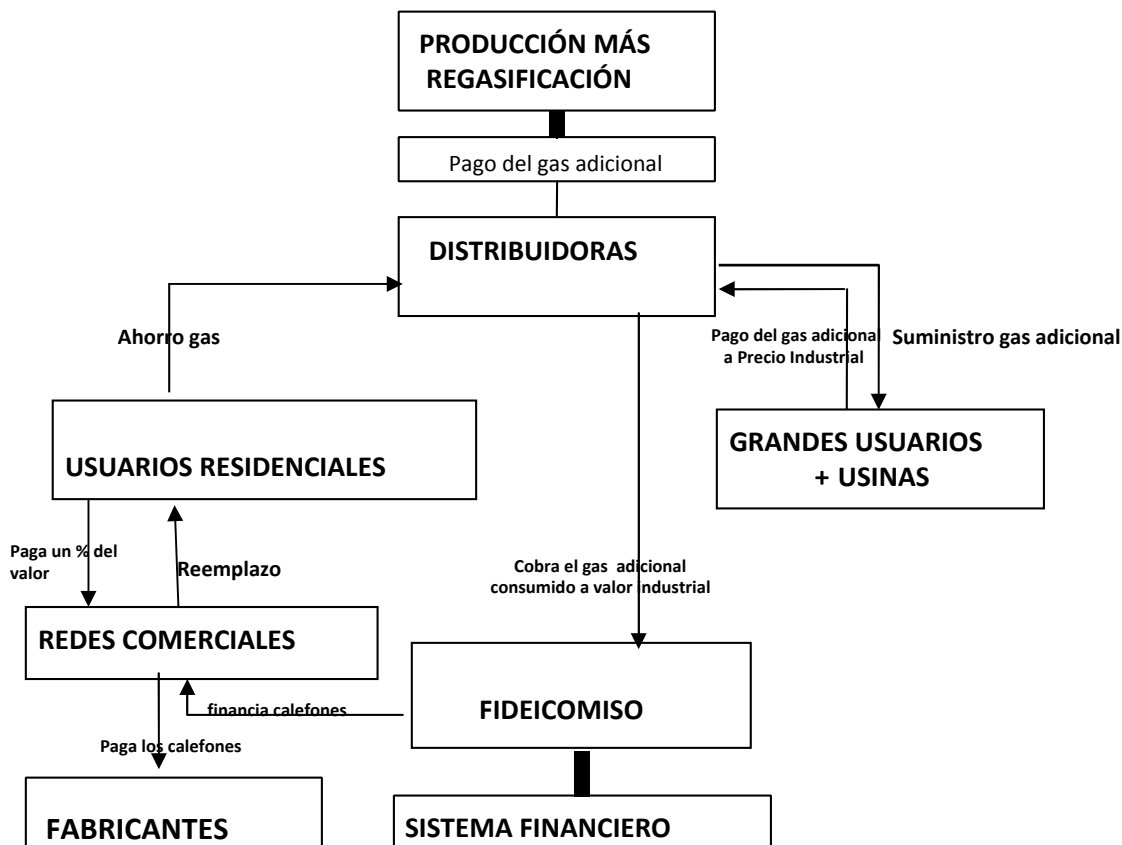
Dado que se requieren recursos adicionales para el financiamiento de las operaciones, se cree posible – como ejemplo – la participación de un Agente Financiero que podría ser el BICE (Banco de Inversión y Comercio Exterior) que cuenta con una estructura experimentada y eficiente como Banca Fiduciaria, o el Banco de la Nación Argentina, o un grupo de Bancos Públicos y/o Privados.

Para definir un posible esquema de financiamiento, y fundamentalmente de factibilidad financiera del proyecto de implementación se han adoptado algunos supuestos generales:

Los precios de referencia que pagan en el exterior por el suministro de gas natural las grandes industrias y las usinas - en términos generales – oscilan entre 0,32 U\$/m³ y 0,50 U\$/m³, dependiendo del país. Para este trabajo adoptaremos 0,40 U\$/m³, para el suministro adicional proveniente de los consumos pasivos ⁽⁶⁾.

Los usuarios residenciales en Argentina pagan el gas \$ 0,247389 por m³ a Diciembre de 2010, o sea U\$ 0,0625, y aproximadamente U\$ 0,125 por m³ si se adiciona el componente del gas importado que aparece en las facturas ⁽⁷⁾.

POSIBLE ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO



Se ha considerado un ciclo de proyecto de 10 años, en el supuesto que la capacidad de producción de la industria puede estar en el orden de los 500 mil calefones por año.

Se han planteado dos alternativas, en cuanto a los aportes que podrían efectuar los usuarios, considerando :

el equivalente a 8 U\$S por mes y por usuario a lo largo de 60 meses, monto que tiene implícita la posibilidad solidaria de usuarios que no tienen la factibilidad de poder asumir ese monto.

que no haya aporte de los usuarios, sino que el propio sistema se haga cargo de los reemplazos de todos los calefones existentes.

los nuevos usuarios se hacen cargo del valor de sus artefactos e instalación

el Fideicomiso recibe recursos de las Distribuidoras que cobran el gas a valor industrial, así como los que se obtengan del Sistema Financiero. Con ellos pagan a las redes comerciales, los artefactos retirados para la instalación, incluyendo los costos de desinstalación/desinstalación mas fletes.

Las Distribuidoras abonan al sistema de Producción y Regasificación, en base a las tarifas vigentes de acuerdo a los esquemas tarifarios vigentes, y cobran de los Grandes Usuarios y Usinas a la tarifa

Industrial por el gas adicional que le entregan. A su vez, las Distribuidoras transfieren esa cobranza al Fideicomiso.

Los Fabricantes de calefones reciben el pago de los calefones por intermedio de las Redes Comerciales.

6.- Resultados del Proyecto

Tomando en cuenta los Esquemas de Financiamiento (Con Aportes y Sin Aportes), Tablas F y G, se aprecian los siguientes resultados:

	Aporte de los Usuarios	
	Con	Sin
Plazo del Proyecto de recambio	10 años	
Consumo diario de los pilotos	0,5 m ³	
Calefones existentes a reemplazar	3 millones	
Nuevos calefones a instalar (final 10 años)	2,1 millones	
MMm ³ “ahorrados” (final 10 años) (Tabla A)	924,9 MMm ³	
Aporte Usuarios existentes con recambio por 10 años	8 u\$s/mes	0 u\$s/mes
Ingreso proveniente de Grandes Usuarios (final 10 años) (Tabla B)	370 millones de u\$s/año	
Egresos gas a valor residencial (tarifa R3CA-Metrogas) (final 10 años) (Tabla B)	115,6 millones de u\$s	
Máxima exposición del Flujo de Fondos (millones de u\$s) (Tablas F y G)	-256,3	-408,2
Año de máxima exposición de fondos	4 ^{to}	6 ^{to}
Período de recupero	8 años	10 años

7.- Estimación de Efectos en la Economía

El Efecto del Proyecto de Recambio como contribuyente a la Economía nos muestra – en base a las hipótesis asumidas – los siguientes resultados, sin considerar los efectos tributarios al Estado Nacional que el mismo Proyecto genera, al cabo de 10 años de iniciado:

Ingresos por gas vendido a Grandes Industrias y Usinas, a U\$S 11,2 el MMBTU	370 millones de U\$S/año
Costo del gas “ahorrado” a precios de Importación (7 U\$S el MMBTU)	231,2 millones de U\$S/año
Valor de los artefactos (500 U\$S por unidad)	1500 millones de U\$S
Cantidad adicional de personas asalariadas directas en relación con el proyecto al final del mismo, sin considerar las a incorporar por los fabricantes.	20.107
Valor del trabajo generado al cabo de 10 años. (Tabla C)	186 millones de U\$S
Valuación del potencial efecto multiplicador (x5), respecto al Gas “ahorrado”. (Tabla C)	1850 millones de U\$S
Flujo neto de recursos a la economía al final del período del ciclo del proyecto, sin contribuciones tributarias. (Tabla C)	1287 millones de U\$S

8.- Conclusiones

Las Conclusiones, que surgen del proyecto y de las hipótesis adoptadas, nos muestran:

Se trata de un proyecto viable

Requiere de una regulación respecto al momento que todos los nuevos calefones que se instalen deban contar con encendido electrónico.

Se debe decidir cual es el momento de inicio del proyecto, así como sensibilizar a la opinión pública de las ventajas que el recambio produce en cuanto a la mejora en la matriz energética primaria del país.

Deben acordarse con los Actores que inciden en el Proyecto los procedimientos logísticos de su operación, para asegurar su éxito, en particular con los Fabricantes de calefones, y las Distribuidoras.

Deberá acordarse con el Sistema Financiero las características de financiamiento e instrumentación de un Fideicomiso para la puesta en marcha.

Si bien en las hipótesis adoptadas, se mantienen las tarifas actuales del gas, y sus valores internacionales, no deben descartarse variaciones, principalmente incrementos, lo que seguramente incidirá en una mejora de los resultados obtenidos.

No se consideraron posibles contribuciones tributarias que podrían mejorar sensiblemente los plazos de recupero.

Asimismo, en función de la escala y ciclo de vida del proyecto, muy posiblemente pueden lograrse costos menores por los artefactos y en algunos servicios, lo que indudablemente mejora los tiempos de recupero del proyecto y su exposición financiera.

Análogamente, podrían obtenerse costos bancarios menores para la financiación.

No deja de ser importante el potencial impacto en el empleo, mas allá del que se produce en los fabricantes de artefactos, sino por efecto de la mayor disponibilidad de gas en la industria y usinas.

Finalmente, el impacto en el conjunto de la economía, es relevante ya que la disponibilidad de gas adicional tiene un efecto multiplicador, que este trabajo se considero en términos conservadores.

ANEXO I

LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS I

USUARIOS INCORPORADOS AL MES DE DICIEMBRE DE CADA AÑO. ⁽⁸⁾

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Acum 1993/2009
Incorporación neta	174,5	185,1	197,0	227,8	246,9	180,2	2.683,9

Puede inferirse, por diferencia, que existían –previamente- al año 1993 unos 4,3 millones de usuarios de gas natural.

Asimismo, casi 2/3 de los usuarios residenciales son abastecidos por tres grandes Distribuidoras: Metrogas, GasNaturalBan y Pampeana, que suman unos 4,6 millones de usuarios, localizados en los grandes centros urbanos del país.

Los Grandes Usuarios Industriales, agrupados en 8 grandes ramas, representan el 85% de la demanda de gas industrial, concentrándose en sólo 3 ramas el 50% de la demanda Industrial.

CONSUMO DE GAS NATURAL (MMm³ /día) (9)

GRANDES USUARIOS (a) INDUSTRIA MANUFACTURERA POR RAMA INDUSTRIAL							
%	2005	2006	2007	2008	2009	% 2009	Acum
DESTILERÍA (b) 22,9	5.977	6.130	5.657	6.034	6.466	22,9	22,9
QUÍMICA Y PETROQUÍMICA 41,7	5.369	5.878	5.197	5.397	5.319	41,7	18,8
SIDERÚRGICA 50,9	3.904	3.848	3.648	3.625	2.589	9,2	9,2
ALIMENTICIA 59,8	2.248	2.584	2.445	2.528	2.527	8,9	8,9
OTRAS (c) 68,5	1.567	1.930	2.079	2.333	2.446	8,7	8,7
CEMENTERA 75,4	1.934	2.114	2.197	2.366	1.938	6,9	6,9
ACEITERA 81,8	1.549	1.851	1.617	1.519	1.805	6,4	6,4
METALÚRGICA O FERROSA 85,5	1.434	1.478	1.275	0.992	1.064	3,8	3,8

TOTAL GRANDES USUARIOS	27.885	29.999	28.164	29.142	28.239		
Industrias Pequeñas (d)	3.578	4.318	4.962	4.750	4.091		
TOTAL INDUSTRIA	31.463	34.317	33.126	33.893	32.330	--	--
(G.U. / TOTAL INDUSTRIA (%)	88,6	87,4	85,0	86,0	87,3	--	--

Categorización de Grandes Usuarios (GU) de acuerdo con la Revisión 3 de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU) de las Naciones Unidas (incluye usuarios SG-G, by pass físicos y comerciales).

Incluye gas de proceso. No incluye consumo de industrias en boca de pozo (off system).

Incluye tabaco, extracción de petróleo y gas, transporte por tuberías e industria militar, entre otras.

Incluye usuarios industriales con Servicio Gral. P (SG-P).

Asimismo, se destinaron a la generación eléctrica casi 12.400 MMm³ de gas en el año 2009, representando para su utilización en las turbinas de gas o como componentes preferentes de las instalaciones de ciclo combinado. Se puede considerar que la composición del parque de generación eléctrica proviene con cerca de un 14% de turbinas de gas, y 36% por equipos de ciclo combinado. El resto se genera por otras fuentes.

Por otra parte, habría cerca de 8,25 millones de cotizantes al SIJP (Sistema de Pensiones y Jubilaciones) a Junio de 2009 ⁽¹⁰⁾, o sea asalariados formales. Esta cifra implica un total de 1,4 millones de personas asalariadas al final del año 2009 en las actividades manufactureras y de servicios. De ellos un 13,3% se desempeña en la actividad manufacturera, y un 0,5% en la Electricidad, agua y gas ⁽¹¹⁾.

ANEXO II

LA OFERTA Y DEMANDA DE GAS II

La producción del 75% del gas natural en Argentina está concentrada en 4 empresas: Petrobras Energía SA, Pan American Energy LLC, Total Austral e YPF. ⁽¹²⁾

Por otra parte, el monto estimado de las importaciones de gas asciende a U\$S 1287 millones por año (4to trimestre 2010).

VALOR ESTIMADO DE LAS IMPORTACIONES DE GAS ⁽¹³⁾

	MMm ³ /día	Precio U\$S/MMBTU	Millones U\$S/año
De Bolivia	6,8	7,3	649
Regasificación GNL	7	7,0	638
Total			1287

Considerando que 1 MMBTU equivale a 28m³ de gas natural ⁽¹⁴⁾.

El gas representa para la generación eléctrica el 76% del combustible que se consumió en el año 2009, que fue de 35,6 Mm³/día promedio anual ⁽¹⁵⁾.

En el sector eléctrico para el año 2009, ...”La oferta de gas en forma global fue similar a lo previsto. Al principio del año, una mayor oferta de la importación de gas de Bolivia y una menor demanda de gas natural por parte de la industria debido a la crisis económica global, generaron excedentes para las usinas que llegaron a consumir por encima de los máximos previstos. En ese período se alcanzó el máximo consumo de gas diario de usinas que fue 57.4 Mm³. Luego la oferta de gas se ubico alrededor de los valores medios previstos...” según CAMMESA. Informe anual 2009 pág. 4.

Del punto de vista de la economía global es importante señalar que hay una caída de la demanda de gas en Estados Unidos y Europa por la creciente incidencia de las fuentes renovables y una sensibilización de la población al uso racional de la energía. Por otro lado, hay una demanda creciente en China, India y Medio Oriente, así como otros países asiáticos, particularmente en la forma de LNG. Asimismo, se aprecia un cierto desacople entre el precio del gas y el petróleo.

Es interesante señalar que el consumo de gas en la generación eléctrica figura en España como “back up” de la energía eólica y solar, lo que implica flexibilidad en la transmisión y almacenamiento del mismo.

Otro aspecto a señalar es la llamada tendencia a la “divergencia de precios”: mientras los precios del petróleo siguen creciendo, los precios del gas vienen disminuyendo, medidos en TeP, según diversas publicaciones y la IEA (International Energy Agency)

ANEXO III

COSTOS DE INSTALACION DE CALEFONES

El costo de desinstalación de un calefón existente e instalación de un nuevo calefón por parte de un gasista matriculado, se estima en \$ 400.-.

El conjunto de la industria, que actualmente provee al mercado argentino de unos 200 mil calefones al año, agregando turnos de trabajo, y eventualmente con inversiones en capacidad productiva podría adicionar una producción de 300 mil calefones anuales, llegando a unos 500 mil en total por año.

También la industria debe proveer un modelo básico - con todas las prestaciones - a fines de unificar los precios unitarios del artefacto, manteniendo las marcas y servicios de garantía.

Un tema importante es que una vez satisfecha la demanda adicional, en unos 10 años, quedará para la industria un remanente de capacidad instalada que puede volcar a la exportación, o al desarrollo de nuevos artefactos.

No se tiene en cuenta el valor residual del calefón desinstalado, dado que se considera será inutilizado. Esto lleva a un rol complementario que el ENARGAS quizá debería consensuar con las Distribuidoras. Se presume que cada Distribuidora debería arbitrar los medios para la disposición final de los artefactos que se retiren en el ámbito de su jurisdicción, considerando su impacto ambiental. Desde el punto de vista práctico, es posible que se puedan reutilizar algunos materiales, y el resto se destine a fundición. Por este servicio, y como hipótesis, podría la Distribuidora recibir \$100.- por cada artefacto que reciba para su disposición final.

Es decir, se tendría un costo por artefacto instalado de \$ 1.900.-, asumiendo un valor de \$ 2.000.- para cubrir eventuales imprevistos y ajustes de costos.

ANEXO IV

COORDINACIÓN GENERAL LOGÍSTICA FÍSICA Y ADMINISTRATIVA

Sería positivo contar para la logística física del Proyecto con una Coordinación General, con carácter ejecutivo quien puede ser designada por las propias Distribuidoras.

Asimismo se requiere, para implementar un proyecto de esta naturaleza, una Coordinación local que pueda resolver las distintas situaciones que pudieran aparecer en la operación cotidiana, especialmente si se organiza el proyecto dentro del marco de la jurisdicción de cada Distribuidora.

La razón básica es que esta función sea desempeñada por las Distribuidoras, puesto que son quienes más cerca están territorialmente de los usuarios, de los gasistas matriculados y de los comercios de su área de influencia.

Ello implica, que por cada zona habrá una Distribuidora que podría actuar como Coordinadora, y que eventualmente puede delegar la función en Subdistribuidoras locales.

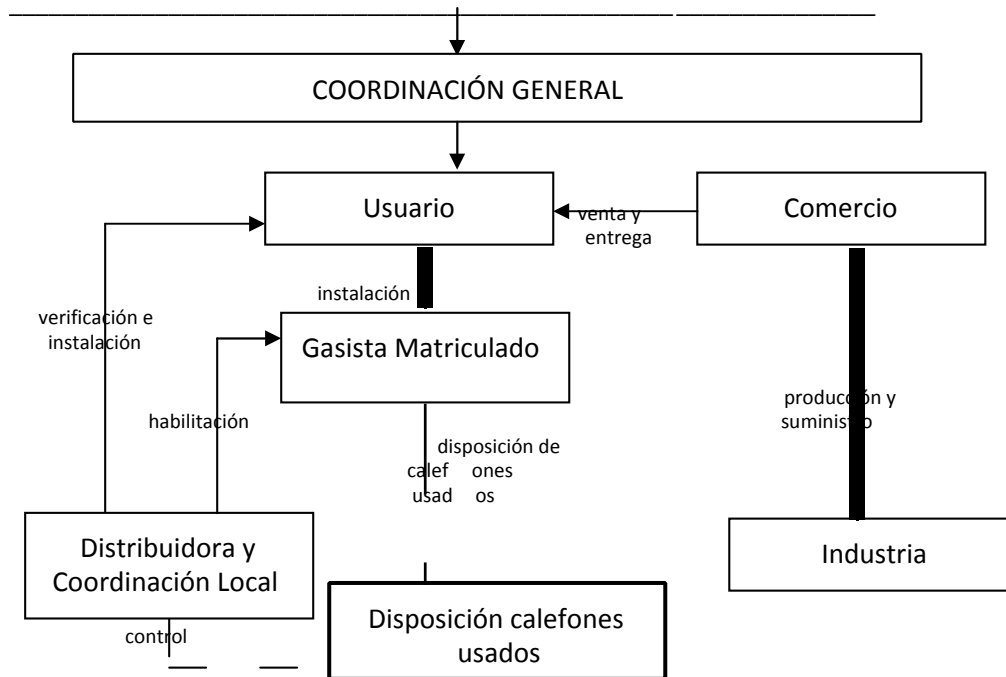
Un proyecto de esta naturaleza requiere una logística física eficiente para su operatoria exitosa, dado que intervienen diversos actores. En el gráfico que sigue se puede apreciar un esbozo de la misma.

Asimismo, los sistemas administrativos, con que cuentan las Distribuidoras facilitan la implementación del sistema al contar con la base de datos de la historia de consumo de cada cliente o usuario, y su antigüedad como tal.

También cuentan con los listados y bases de datos de cada instalador matriculado, lo que permite hacer el seguimiento de los cambios de instalación en cada usuario, así como del destino de los calefones retirados.

Considerando el universo de instalaciones totales (instalaciones nuevas más existentes), debería pensarse en un volumen de cerca de 40.000 instalaciones mensuales promedio. Sí, conservadoramente se calcula que un instalador (con un ayudante) puede realizar unas 2 instalaciones promedio diarias, a largo de un mes podrá realizar unas 40 instalaciones, o sea se requieren unos 1000 instaladores matriculados en todo el país dedicados al reemplazo de calefones existentes y nuevas instalaciones.

LOGÍSTICA FÍSICA



Como dato, Metrogas (http://www.metrogas.com.ar/downloads/listado_matriculados.pdf) cuenta con un listado de aproximadamente 5500 gasistas matriculados, en las diversas categorías, en su área de servicios. Asimismo, la UOCRA (Unión Obrera de la Construcción de la República Argentina) cuenta con cursos a través del CIFIC (Centro Integral de Formación para la Industria de la Construcción) de gasistas, que se suman a los cursos de capacitación que dictan las empresas Distribuidoras.

TABLA A - CALEFONES Y CONSUMOS PASIVOS

PROYECTO: IMPACTO ECONOMICO CONSUMOS PASIVOS

Proyecto: ciclo de cambio : 10 años

	AÑO										Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
CALEFONES SUSCEPTIBLES DE GENERAR AHORROS DE GAS												
Parque existente de calefones a reemplazar (en miles)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	3000
Calefones a incorporar (*) (en miles)	184	189	194	199	204	209	215	220	226	232		2071
Total de calefones con encendido electrónico (en miles)	484	489	494	499	504	509	515	520	526	532		5071
(*) Tasa de crecimiento= 2,6% anual												
CONSUMOS PASIVOS DE GAS												
0,5 m³ por calefón por día x 365 días por año												
	MMm³ de gas (acumulados)											
	AÑO											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total	
Ahorro proveniente de pilotos de calefones existentes	54,7	109,4	164,1	218,8	273,5	328,2	382,9	437,6	492,3	547,0		547,0
Total	88,3	177,4	267,5	358,4	450,4	543,2	637,1	732,0	827,9	924,9		924,9

Ahorro proveniente de nuevos calefones con encendido electrónico	33,6	68,0	103,4	139,6	176,9	215,0	254,2	294,4	335,6	377,9	377,9
---	-------------	-------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

TABLA B - VALORES DEL GAS PROYECTO: IMPACTO ECONOMICO CONSUMOS PASIVOS

ESTIMACION DEL VALOR DEL GAS CONSUMIDO (millones de U\$/año)

Proyecto: ciclo de cambio : 10 años

AÑO PROYECTADO									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VALOR DEL GAS QUE NO CONSUMIRÍAN LOS PILOTOS DE LOS CALEFONES REEMPLAZADOS									
13,7	27,4	41,0	54,7	68,4	82,1	95,7	109,4	123,1	136,8
1 MMBTU= 28 m ³ de gas(9300 cal) = 7 U\$S MMBTU A PRECIOS DE IMPORTACION									
VALOR DEL GAS QUE NO CONSUMIRÍAN LOS PILOTOS DE LOS CALEFONES NUEVOS									
8,4	17,0	25,8	34,9	44,2	53,8	63,6	73,6	83,9	94,5
1 MMBTU= 28 m ³ de gas(9300 cal) = 7 U\$S MMBTU A PRECIOS DE IMPORTACION									
VALOR DEL GAS NO CONSUMIDO A PRECIOS DE IMPORTACION DE TODOS LOS CALFONES									
22,1	44,4	66,9	89,6	112,6	135,8	159,3	183,0	207,0	231,2
1 MMBTU= 28 m ³ de gas(9300 cal) = 7 U\$S MMBTU									
VALOR DEL GAS QUE NO SE CONSUMIRÍA SEGÚN TARIFAS VIGENTES PARA LOS USUARIOS RESIDENCIALES									
11,0	22,2	33,4	44,8	56,3	67,9	79,6	91,5	103,5	115,6
1 m ³ = \$ 0,50 (producción+regasificación)= U\$S 0,125= 3,5 U\$S MMBTU									
VALOR DEL GAS ADICIONAL A PRECIO PROMEDIO INTERNACIONAL QUE SE ENTREGARÍA A GRANDES INDUSTRIAS Y USINAS									
35,3	71,0	107,0	143,4	180,1	217,3	254,8	292,8	331,2	370,0
1m ³ = U\$S 0,40= 11,2 U\$S MMBTU									

PROYECTO: IMPACTO ECONOMICO CONSUMOS PASIVOS Proyecto: ciclo de cambio : 10 años

TABLA C

ESTIMACIÓN DEL EFECTO POTENCIAL EN LA ECONOMÍA

(MILLONES DE US\$)

	AÑO										Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
INGRESOS POR EL GAS VENDIDO A LOS GRANDES USUARIOS Y USINAS	35,3	71,0	107,0	143,4	180,1	217,3	254,8	292,8	331,2	370,0	370,0
	1 MMBTU= 28 m ³ de gas(9300 cal) =11,2.- US\$ MMBTU										
SUBTOTAL INGRESOS	35,3	71,0	107,0	143,4	180,1	217,3	254,8	292,8	331,2	370,0	370,0
VALOR DEL GAS NO CONSUMIDO A PRECIOS DE PRODUCCION Y REGASIFICACIÓN (importación)	22,1	44,4	66,9	89,6	112,6	135,8	159,3	183,0	207,0	231,2	231,2
	1 MMBTU= 28 m ³ de gas(9300 cal) = 7.- US\$ MMBTU										
VALOR DE LOS ARTEFACTOS Y SU INSTALACIÓN	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1500
SUBTOTAL EGRESOS	172,1	194,4	216,9	239,6	262,6	285,8	309,3	333,0	357,0	381,2	1731,2
Diferencia Ingresos-Egresos	-136,8	-123,4	-109,9	-96,2	-82,4	-68,5	-54,4	-40,2	-25,8	-11,3	
FLUJO ACUMULADO A FINANCIAR	-136,8	-260,2	-370,0	-466,3	-548,7	-617,2	-671,7	-711,9	-737,7	-748,9	-748,9
VALOR DEL TRABAJO (ACUMULADO)	18	36	54	72	91	110	128	148	167	186	186
VALORACIÓN DEL EFECTO MULTIPLICADOR DEL GAS ENTREGADO A GRANDES USUARIOS Y USINAS (ACUMULADO)	177	355	535	717	901	1086	1274	1464	1656	1850	1850
FLUJO DE RECURSOS A LA ECONOMÍA (ACUMULADO)	58	130	219	323	443	579	731	900	1085	1287	1287

PROYECTO: IMPACTO ECONOMICO CONSUMOS PASIVOS

Proyecto: ciclo de cambio : 10 años

TABLA D

EFECTOS EN LA ECONOMÍA

AÑO

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	-------

POSIBLE GENERACIÓN DE EMPLEO Y EFECTO MULTIPLICADOR

Potenciales personas asalariadas en función del consumo de gas de los pilotos (acumulado)

3838	7714	11630	15585	19581	23619	27700	31826		35997	40215	40215
------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--	-------	-------	--------------

Supuesto : 23 Mm³ gas-persona/año, de acuerdo al Consumo de las Grandes Industrias

Criterio pesimista de afectación de personas asalariadas en tareas

productiv

50% de las potenciales personas asalariadas

as asociadas al uso del gas (acumulado)

1919	3857	5815	7792		9790	11810	13850	15913	17999	20107	20107
------	------	------	------	--	------	-------	-------	-------	-------	-------	--------------

Valor del trabajo generado (en Millones de U\$S) (acumulado)

18	36	54	72		91	110	128	148	167	186	186
----	----	----	----	--	----	-----	-----	-----	-----	-----	------------

Supuesto : salario \$ 3091/mes*12 meses/4.- \$ por U\$S

Potencial efecto multiplicador del gas adicional volcado en Grandes Usuarios y Usinas

5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Valuación del efecto multiplicador considerando el valor del gas adicional volcado en Grandes Usuarios y Usinas (milones de U\$S) acumulados

177	355	535	717	901	1086	1274	1464	1656	1850	1850	PROYECTO: IMPACTO ECONOMICO CONSUMOS PASIVOS
-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	-------------	---

TABLA E

Proyecto: ciclo de cambio : 10 años

COSTOS DE REEMPLAZO DE CALEFONES EXISTENTES

(Millones de U\$S por Año)

	AÑO										Total	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Cantidad de artefactos a reemplazar (miles por año)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	3000
Valor comercial de los artefactos (Millones de US\$ por año)	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	1050
Monto de instal/desinst (en millones de US\$ por año)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	300
Fletes (millones de US\$ por año)	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	75
Retribución de la distribuidora (millones de US\$ por año)	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	75
Total	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1500

PROYECTO: IMPACTO ECONOMICO CONSUMOS PASIVOS

TABLA F Proyecto: ciclo de cambio : 10 años

PROYECTO: IMPACTO ECONOMICO CONSUMOS PASIVOS

Esquema de financiamiento para la sustitución de los calefones existentes con aporte de usuarios

	AÑO										Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
INGRESOS POR EL GAS VENDIDO A LOS GRANDES USUARIOS Y USINAS (MILLONES DE US\$)	35,3	71,0	107,0	143,4	180,1	217,3	254,8	292,8	331,2	370,0	370,0
	1 MMBTU= 28 m ³ de gas(9300 cal) = 11,2 US\$ MMBTU										
Aporte de los usuarios de calefones existentes (8 US\$/mes)	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	288,0
SUBTOTAL INGRESOS	64,1	99,8	135,8	172,2	208,9	246,1	283,6	321,6	360,0	398,8	658,0
PAGO DEL GAS ADICIONAL A LA PRODUCCIÓN Y REGASIFICACIÓN A TARIFAS RESIDENCIALES	11,0	22,2	33,4	44,8	56,3	67,9	79,6	91,5	103,5	115,6	115,6
	1 MMBTU= 28 m ³ de gas(9300 cal) = 3,5 US\$ MMBTU										
VALOR DE LOS ARTEFACTOS Y SU INSTALACIÓN	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	1500
SUBTOTAL EGRESOS	161,0	172,2	183,4	194,8	206,3	217,9	229,6	241,5	253,5	265,6	1615,6
Diferencia Ingresos-Egresos	-96,9	-72,4	-47,6	-22,6	2,6	28,2	54,0	80,1	106,5	133,2	-957,6
FLUJO ACUMULADO A FINANCIAR	-96,9	-169,3	-216,9	-239,6	-236,9	-208,7	-154,7	-74,6	31,9	165,0	165,0
COSTOS FINANCIEROS 7% SOBRE SALDOS	-6,8	-11,9	-15,2	-16,8	-16,6	-14,6	-10,8	-5,2	0,0	0,0	-97,8
SALDO ACUMULADO FINANCIADO	-103,7	-181,2	-232,1	-256,3	-253,5	-223,3	-165,6	-79,9	31,9	165,0	



TABLA G Proyecto: ciclo de cambio : 10 años

Esquema de financiamiento para la sustitución de los calefones existentes sin aporte de usuarios

	AÑO											Total
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
GAS VENDIDO A LOS GRANDES USUARIOS Y USINAS (MILLONES DE US\$)	35,3	71,0	107,0	143,4	180,1	217,3	254,8	292,8	331,2	370,0	387,3	387,3
	1 MMBTU= 28 m ³ de gas(9300 cal) = 11,2 US\$/MMBTU											
Aporte de los usuarios de calefones existentes (0 US\$/mes)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL INGRESOS	35,3	71,0	107,0	143,4	180,1	217,3	254,8	292,8	331,2	370,0	387,3	387,3
VALOR DEL GAS NO CONSUMIDO A TARIFA RESIDENCIAL	11,0	22,2	33,4	44,8	56,3	67,9	79,6	91,5	103,5	115,6	121,0	121,0
	1 MMBTU= 28 m ³ de gas(9300 cal) = 3,5 US\$/MMBTU											
VALOR DE LOS ARTEFACTOS Y SU INSTALACIÓN	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	0	1500
SUBTOTAL EGRESOS	161,0	172,2	183,4	194,8	206,3	217,9	229,6	241,5	253,5	265,6	121,0	1621,0
Diferencia Ingresos-Egresos	-125,7	-101,2	-76,4	-51,4	-26,2	-0,6	25,2	51,3	77,7	104,4	266,3	266,3
FLUJO ACUMULADO A FINANCIAR	-125,7	-226,9	-303,3	-354,7	-380,9	-381,5	-356,3	-305,0	-227,3	-123,0	143,3	143,0
COSTOS FINANCIEROS												
7% SOBRE SALDOS	-8,8	-15,9	-21,2	-24,8	-26,7	-26,7	-24,9	-21,4	-15,9	-8,6	0,0	-194,9
SALDO ACUMULADO FINANCIADO	-134,5	-242,8	-324,6	-379,6	-407,6	-408,2	-381,2	-326,4	-243,2	-131,6	143,3	



REFERENCIAS

1

ENARGAS – Informe Anual 2009 – Anexo VI, Sistema Gasífero Argentino: Flujo del gas 2009 (en MMm3), pág. 327

2

Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones al período julio-setiembre de 2009, la remuneración bruta promedio del sector privado en el país ascendió a \$ 3.091.

3

ENARGAS – Informe 2009. Anexo VI. Pág 327

4

E.J.Bezzo, A.Berrmejo, P.L. Cozza, J.A. Fiora, S. Gil, M.A. Maubro y R. Prieto, Congreso Mundial de la Energía, Buenos Aires, 2010

5

Estimaciones de Orbis S.A y Rheem S.A 6

Fuente: <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/gasprice.html> 7

Fuente: Metrogas-Facturas- Tarifa R34CA 8

ENARGAS – Informe Anual 2009 9

ENARGAS – Informe Anual 2009 – Capítulo V, Pág. 211 10

MINISTERIO DE TRABAJO, EMPLEO Y SEGURIDAD SOCIAL, Boletín de Estadísticas Laborales (BEL). Junio 2009. <http://www.trabajo.gob.ar/left/estadisticas/bel/index.asp>

11

CEPAL, Anuario estadístico de América Latina y el Caribe, 2010, página 43 , ESTRUCTURA DE LA POBLACIÓN OCUPADA URBANA TOTAL, POR SECTOR DE ACTIVIDAD ECONÓMICA, 2009 .

Tomando treinta y un aglomeraciones urbanas.

12

Secretaría de Energía de la Nación. Tablas Dinámicas. TDS Sesco Web. Año 2010.

13

ENARSA – Informe de Gestión 2009

14

YPFB, Boletín Estadístico Enero-Septiembre 2010, Gerencia de Comercialización

IEA, International Energy Agency. Medium Term Oil & Gas Markets. 2010. Ian Cronshaw PWC, Global Energy, Utilities and Mining Conference, Istanbul, November 2010, www.pwc.com/energy

15

CAMMESA-Informe Anual 2009-Consumo de Combustibles-pag 34

20

DA CONQUISTA DE TERRITÓRIOS AO CONTROLE DE RECURSOS NATURAIS: O ADVENTO DA NOVA GEOPOLÍTICA

Priscilla Melleiro Piagentini³³³

Sinclair Mallet Guy Guerra³³⁴

RESUMO

A geopolítica, por sua natureza, estuda as disputas de poder entre as nações em um dado espaço geográfico. Desde quando foi designada, no final do século XIX, a geopolítica pauta-se na condução de estudos e estratégias que possam garantir a segurança nacional e a supremacia de grandes potências através da conquista de novos territórios. As mudanças nas relações que marcaram o período compreendido entre os séculos XIX e XX contribuíram para a ampliação do foco dos estudos geopolíticos que passou a considerar, dentre outros, a posse e o controle de recursos naturais, especialmente os recursos energéticos escassos e vitais, que constituem a base da economia das nações. Este artigo aborda os conceitos que fundamentaram as bases da geopolítica no Brasil e no mundo, considerando seus precursores e analisando suas principais concepções e, também, utiliza a descoberta do pré-sal no litoral brasileiro para exemplificar a importância da posse e do controle de recursos naturais, escassos e vitais, e como este fato pode alterar o papel geopolítico do país.

INTRODUÇÃO

Compreender o mundo como ele é hoje demanda aprofundar-se no conhecimento sobre os aspectos geopolíticos que o permeiam. Buscar entender as razões para a ocorrência de guerras, disputas e conflitos entre as nações e suas conseqüências, especialmente as ocorridas no último século em virtude do controle de fontes de energia é vital, pois os resultados dessas intervenções configuraram as relações internacionais e os interesses político-econômicos atualmente vigentes.

A geopolítica, por aplicar-se aos espaços, busca compreender e explicar os conflitos nacionais e internacionais que envolvem, em sua base, questões políticas (COSTA, 2009). O estudo da geopolítica permite efetuar análises estratégicas de modo a orientar a atuação dos governos diante do cenário mundial, além de possibilitar uma análise mais precisa das relações internacionais em vigência. Os primeiros estudos sobre geopolítica datam do final do século XIX e tiveram como fonte propulsora a adoção de estratégias, especialmente pelas grandes potências,

³³³ Aluna de doutorado do Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade Federal do ABC – UFABC. Santo André, SP. E-mail: pmpiagentini@uol.com.br

³³⁴ Professor Doutor da Universidade Federal do ABC – UFABC.

para garantir a segurança nacional e manter ou incrementar seu poder e supremacia através da conquista de novos territórios.

De acordo com Harvey (2005) a expansão do poder norte americano ao longo da história, por exemplo, pauta-se não apenas em estratégias políticas, diplomáticas e militares que caracterizam o domínio territorial, mas também, a processos de acúmulo de capital pelos quais os fluxos do poder econômico atravessam e percorrem um espaço contínuo na direção de entidades territoriais, configurando o imperialismo.

O objetivo das grandes potências no final do século XIX até meados do século XX era crescer, ter poder e ser soberana. De acordo com Costa (2009) nesse período e com duração até os anos setenta do século XX, vários conflitos ocorreram:

- a) o embate franco-prussiano de 1870
- b) as duas guerras mundiais envolvendo a França e a Alemanha, pelo controle do carvão das regiões próximas ao rio Reno;
- c) a busca ao carvão e posteriormente, ao petróleo pelo império russo no Cáucaso e nas Balcãs;
- d) o avanço japonês em direção a Manchúria em busca do carvão e sua ação no sudeste da Ásia em busca de petróleo.

A menção a esses conflitos, segundo aquele mesmo autor, pode ser ampliada, também, com a inclusão da atuação franco-britânica pelo desmembramento do Império Otomano pelo controle das regiões petrolíferas no Golfo Pérsico; as ações norte-americanas no Caribe e na América Central pelo controle das reservas de petróleo no Golfo do México e da Venezuela; o bloqueio norte-americano ao acesso japonês às fontes de petróleo e a guerra no Iraque. Tudo isso sem se esquecer de interferências americanas pontuais e pretensamente eventuais em vários outros países e os golpes militares em países da América do Sul, de fins da década de 1950 até a de 1970.

A partir da década de 70 as grandes potências mundiais passaram a entrar em conflito diretos ou indiretos, e com mais frequência, em virtude da necessidade de energia proveniente de recursos naturais. Nesse sentido, Harvey (2005) destaca as ofensivas dos Estados Unidos contra a Venezuela, e o Iraque, dois grandes produtores de petróleo, evidenciando o exame da influência do petróleo nas decisões americanas. Os conflitos passaram a ser desencadeados pelo domínio de territórios ricos em recursos naturais vitais para o crescimento econômico, porém escassos em algumas outras nações como é o caso do petróleo.

A descoberta anunciada pela Petrobrás em 2006 sobre a existência de volumosas reservas de petróleo no litoral brasileiro (pré-sal) pode alterar o papel geopolítico do Brasil. Em 2007, o país era considerado o décimo sétimo no ranking mundial com uma reserva de 12,2 bilhões de barris por dia (ANP, 2010). Caso as reservas prospectadas sejam confirmadas o país poderá subir de posição e manter-se entre as cinco nações detentoras das maiores reservas de petróleo do mundo, o que reflete em alterações na geopolítica brasileira.

Face ao exposto, são apresentados e discutidos, neste artigo, algumas facetas que fundamentam a geopolítica no Brasil e no mundo, considerando seus precursores e analisando suas principais concepções. Nessa linha também serão analisadas alterações no papel geopolítico brasileiro em virtude da descoberta do pré-sal. Trabalha-se com a hipótese de que a descoberta do pré-sal alterará o papel geopolítico brasileiro no contexto mundial, especialmente no que concerne à segurança nacional, em virtude da nova posição que o país passará a ocupar e dos novos acordos que serão firmados.

O artigo está estruturado em três partes. A primeira discute as bases que estruturam o estudo da geopolítica no Brasil e no mundo. Por conseguinte, a segunda destaca a importância dos recursos naturais, ambientais e energéticos, escassos e vitais para a economia e para a manutenção da vida e, por fim, a terceira parte trata do novo papel geopolítico do país diante da descoberta de grandes reservas de petróleo no litoral brasileiro.

1. AS BASES DA GEOPOLÍTICA

É importante que sejam diferenciados os termos geografia política de geopolítica. O primeiro relaciona-se ao estudo geográfico da política e refere-se à descrição de rios, montanhas e outras formas de relevo de uma nação e pode preocupar-se com questões ambientais desde que estas estejam relacionadas a questões políticas (VESENTINI, 2008). Para esse autor, a geopolítica nada mais é do que geoestratégia e, como abordado na introdução deste artigo, diz respeito às disputas de poder em um espaço geográfico, sendo que tais disputas não são exclusivas da geografia.

O geógrafo e etnólogo alemão Friedrich Ratzel (1844-1907) é considerado o precursor da geopolítica, apesar de em sua época ainda não ser este o termo empregado para denominar este tipo de estudo. Ratzel definiu dois conceitos muito importantes e que fundamentaram as bases da geopolítica. O primeiro refere-se a função do Estado que consiste basicamente em expandir e defender o espaço territorial nacional e o segundo remete à mobilidade das fronteiras nacionais dada a capacidade político-militar de serem ampliadas e mantidas (MELLO, 1999³³⁵).

³³⁵

Bibliografia consultada para elaboração das bases da geopolítica.

Inspirado nas obras de Ratzel, especialmente “*Politische Geographie*” o cientista sueco Rudolf Kjéllen, ainda no início do século XX, criou o termo *geopolítica* que teve sua consolidação com a publicação da revista alemã “*Zeitschrift fur Geopolitik*”, organizada por Haushofer a partir de 1924. O fato de Kjéllen ter conceituado geopolítica como o estudo das disputas de poder no espaço geográfico, como dito, diversos precursores do tema como o próprio Ratzel e outros como Mackinder, Mahan e Haushofer tiveram as suas principais obras publicadas antes da criação do termo geopolítica por Kjéllen e, dessa forma, nunca fizeram uso dela.

Em seus estudos, Villa (2000) considera que a concorrência pela hegemonia mundial entre grandes potências pode ser resumida a uma rivalidade histórica entre dois pólos antagônicos: o poder marítimo e o poder terrestre. No final do século XIX, o oficial da marinha americana Mahan (1840-1914) e o geógrafo inglês Mackinder (1861-1947) definiram duas vertentes importantes da geopolítica, a concepção do poder naval e do poder terrestre, respectivamente.

Para Mahan, a potência que tivesse poder naval, capaz de dominar os oceanos e as grandes passagens entre os mares, dominaria o mundo. Para chegar a estas conclusões, Mahan se baseou na história dos séculos XVI ao XIX para demonstrar que as potências vitoriosas nas grandes disputas geopolíticas foram sempre potências navais, no caso, Portugal, Holanda e Inglaterra (VESENTINI, 2008). Apesar de não serem contemporâneos, Mackinder seguia caminho oposto ao de

Mahan, pois seus estudos pautavam-se na idéia de que a potência que dominasse a Eurásia (Teoria do *Heartland*) e simultaneamente dominasse uma saída para mares abertos poderia desenvolver grande poder (VESENTINI, 2008).

Estas concepções foram seguidas pelas grandes potências da época. A concepção do poder naval de Mahan norteou a estratégia americana de construção de uma poderosa base naval na primeira metade do século XX. Por sua vez, a concepção do poder terrestre de Mackinder levou a Inglaterra a se aliar à Rússia na Primeira Guerra Mundial e à União Soviética na Segunda Guerra Mundial para impedir que a Alemanha dominasse os recursos da Eurásia (VESENTINI, 2008). No entanto, segundo Villa (2000), ao contrário do que idealizava Mackinder, durante a Segunda Guerra Mundial, um novo momento histórico é configurado através da aliança entre os poderes terrestre e marítimo e na Guerra Fria o que evidenciou a vitória do poder marítimo americano sobre o poder terrestre soviético.

O estudo da geopolítica é bastante difundido no Brasil. Os estudos envolvendo temas de geopolítica, na atualidade, incluem inúmeros pesquisadores em diferentes centros de estudo e pesquisa de instituições brasileiras renomadas, principalmente ligadas às áreas de geografia, ciência política, política internacional, estudos estratégicos e de segurança e defesa.

Dentre as definições sobre geopolítica, destacam-se:

*“A palavra geopolítica não é uma simples contração de geografia política, como pensam alguns, mas sim algo que diz respeito às **disputas de poder no espaço mundial** e que, como a noção de PODER já o diz (poder implica em dominação, via Estado ou não, em relações de assimetria enfim, que podem ser culturais, sexuais, econômicas, repressivas e/ou militares, etc.), não é exclusivo da geografia” (José W. Vesentini – geógrafo, prof. USP)*

*“A geopolítica sempre se caracterizou pela presença de pressões de todo tipo, intervenções no cenário internacional desde as mais brandas até guerras e conquistas de territórios. Inicialmente, essas ações tinham como sujeito fundamental o Estado, pois ele era entendido como a única fonte de poder, a única representação da política, e as disputas eram analisadas apenas entre os Estados. Hoje, esta geopolítica atua, sobretudo, por meio do poder de influir na tomada de decisão dos Estados sobre o **uso do território**, uma vez que a conquista de territórios e as colônias tornaram-se muito caras.” (Bertha Becker – geógrafa, profa. UFRJ)*

A geógrafa Bertha Becker considera que a preocupação geopolítica atual não diz mais respeito apenas à conquista de novos territórios, mas também, sobre seu uso e pode-se dizer que a utilização de recursos naturais, especialmente um dos mais escassos e vitais, como o petróleo, tem sido a principal causa de disputas e conflitos por poder no espaço territorial nos últimos anos, tendendo a perpetuarse enquanto essa for uma fonte vital de energia.

1.1. Aspectos da Geopolítica Mundial

Os diversos conflitos e disputas que marcaram o século XX alteraram significativamente o alinhamento político e a estrutura social do mundo. A partir da segunda metade do século XX, especialmente após o período de pós-guerra, o mundo foi palco de grandes transformações sociais, econômicas e políticas. As relações internacionais passaram a ter novo enfoque por conta de realinhamentos e novas alianças. Após a Segunda Guerra, o mundo ficou dividido e submetido a duas grandes superpotências da época, os Estados Unidos e à União Soviética. Esta divisão mexeu com a configuração mundial e refletiu na necessidade de reorganização geopolítica.

Com o fim da Segunda Guerra Mundial, novas disputas e conflitos emergiram entre os Estados Unidos, a União Soviética e outras nações (Guerra Fria), pois envolveram poder de influência política, econômica e ideológica já que os países em conflito não travaram embates diretos, envolvendo-se tão somente em guerras regionais em que cada potência apoiava um dos lados da guerra. Exemplos de conflitos famosos da Guerra Fria são as guerras da Coreia (1950 – 1953), do Vietnã (1962 – 1975) e do Afeganistão (1979 – ainda eclodindo).

A ocorrência destas disputas redefiniu o papel da geopolítica no mundo. Entre a Segunda Guerra Mundial e meados da década de 1970 a geopolítica entrou em uma fase de descenso pelo fato de estar associada ao fascismo italiano, ao nazismo alemão e a política expansionista do Japão. No entanto, na década de 1970, a geopolítica teve uma volta renovada com teorias sobre o embate entre o capitalismo e o socialismo, a guerra fria e perspectivas sobre a Terceira Guerra Mundial (VESENTINI, 2008, p.25).

O ambiente nas décadas de 1970 e 1980 favoreceu o renascimento e o impulso dos estudos da geopolítica: havia amainado o ressentimento contra a *geopolitik* alemã, estava presente o perigo do holocausto nuclear e ocorria uma corrida armamentista com gastos exorbitantes. Voltar a refletir sobre esse tema passou a ser importante para os movimentos sociais, institutos de pesquisa, academias e intelectuais em geral. Isso passou a ser mais importante ainda, a partir de 1989, com a crise do mundo socialista, o final da União Soviética e a nova definição das fronteiras geográficas (VESENTINI, 2008, p.26).

1.2. Aspectos da Geopolítica no Brasil

As características socioeconômicas divergentes em cada região brasileira, os conflitos sociais, especialmente entre zona urbana e rural e a inserção do país na economia internacional através do Mercosul e outras instituições demonstram o envolvimento da geopolítica no Brasil. Para Meira Mattos (2000), baseado nas palavras do embaixador José Oswaldo

Meira Penna, considera que a geopolítica brasileira tem em sua raiz a linha das Tordesilhas, de 1494, determinando a configuração da política externa do país. Dando seqüência, segundo esse autor, já nos primórdios do século XVI se destacava o grande desafio vital da nação brasileira: a proteção das fronteiras terrestres e marítimas.

Em seus estudos, Meira Mattos (2000) verificou que a tese sobre a necessidade de interiorização da capital do país já era considerada no século XVIII, antes mesmo da independência do país. Segundo esse autor, trechos do documento produzido pelo estadista novecentista José Bonifácio de Andrada e Silva denominado “Lembranças e Apontamentos” revelam que

“com a mudança da capital para o interior fica a Corte ou assento da Regência livre de qualquer assalto de surpresa externa, e se chama para as províncias centrais o excesso de população vadia das cidades marítimas e mercantis”, e mais adiante, “desta Corte central dever-se-ão logo abrir estradas para as diversas províncias e portos de mar, para que se comuniquem e circulem com toda a prontidão as ordens do governo, e se favoreça por elas o comércio interno do vasto Império do Brasil”.

No entanto, a construção de Brasília só ocorreu na década de 50, durante o governo de Juscelino Kubitschek. Em meio aos conflitos e guerras em andamento entre diversas nações, o governo brasileiro passou a adotar estratégias com vistas a garantir a segurança do país e, também, o preenchimento de “espaços vazios”, especialmente no interior do território brasileiro, seguindo o lema da épica “ocupar para não entregar” (DINIZ, 2006). Para Diniz (p. 75, 2006)

“a construção da nova capital federal selou a opção rodoviária brasileira e delineou as rotas dinâmicas da economia, transformando Brasília no ponto nodal do sistema rodoviário brasileiro permitindo a integração de expressiva parcela dos territórios das regiões Centro-Oeste e Norte na rota da expansão da fronteira agrícola”.

O relatório Ciclos de Estudos sobre a Amazônia, elaborado pela Secretaria de Acompanhamento e Estudos Institucionais (SAEI), vinculada à presidência da república reforça a idéia de que a localização central de Brasília foi fundamental no processo de irradiação para o território nacional ressaltando a importância de sua escolha como capital federal em virtude da necessidade de expansão territorial com vistas a criação de novos mercados consumidores e fornecedores de matérias primas (SAEI, 2004).

Por sua vez, Ribeiro (2001) destaca a construção de Brasília como um passo importante para o desenvolvimento e integração nacional. Para esse autor

“o centro-oeste passou a ser atravessado por várias frentes de expansão que consolidaram bases de apoio para a entrada na Amazônia através de investidas intensas como as que compuseram a grande onda da década de 70” (Ribeiro, p. 6, 2001)

De acordo com Diniz (2006), nas décadas de 60 e 70 as preocupações geopolíticas tiveram continuidade com o general Golbery do Couto e Silva, que propunha uma política expansionista para o Oeste vislumbrando a aproximação com a Amazônia, tornando sua integração ao restante do país mais palpável, principalmente, a partir da ampliação da rede de transportes na região central do país. Becker (2005) ressalta que na época da colonização brasileira, a coroa não possuía recursos financeiros e humanos para colonizar uma área tão extensa como a Amazônia e, por esta razão, permaneceu isolada, porém foi mantida graças às estratégias de controle do território adotadas na época.

Os conflitos que marcaram o século XX e o fato do Estado ser entendido como a única fonte de poder contribuíram para que a visão geopolítica brasileira especialmente entre as décadas de 30 e 70 fosse totalmente militarista, estando focada na segurança nacional, no preenchimento de

espaços vazios especialmente no interior do território e vislumbrando o despontaR do país como grande potência da América do Sul.

A partir da década de 80, com o fim da ditadura militar na América do Sul e, especialmente, com a criação do Mercado Comum do Sul (MERCOSUL), teve início um novo processo geopolítico, onde além de interesses político-militares, despontavam interesses econômicos e sociais (DINIZ, 2006). De acordo com Suarez et al (2006) a integração na América do Sul se deu a partir da integração de projetos de aproveitamento e exploração de recursos energéticos fronteiriços desenvolvidos por mais de um Estado.

Em paralelo, nesse mesmo período, o mundo se deparou com a necessidade de conservação do meio ambiente, tendo em vista que os recursos naturais, principalmente aqueles considerados como fonte primária de energia, constituem a base da economia nacional e da manutenção da vida no planeta.

Becker (2005) revela o fortalecimento da coerção velada, ou seja, da existência de pressões de todos os lados de forma a influenciar a decisão do Estado sobre o uso de seus territórios o que significa que o Estado não toma decisões por ele mesmo. Estas pressões são comumente exercidas por

“agentes sociais organizados, corporações, organizações religiosas, movimento sociais etc., têm suas próprias territorialidades, acima e abaixo da escala do Estado, suas próprias geopolíticas, e tendem a se articular, configurando uma situação mundial bastante complexa” (BECKER, p. 72, 2005).

Esta nova geopolítica, que considera os aspectos ambientais e sociais afora os aspectos político-econômicos e também a participação de novos atores que influenciam o poder de decisão do Estado, está presente em diversas situações que denotam o uso do território para fins econômicos como é o caso dos grandes empreendimentos para a geração de energia como, por exemplo, a construção de usinas hidrelétricas na Amazônia e a descoberta do pré-sal, na bacia de Santos.

Nestes casos, as questões ambientais e sociais geram resistência e conflitos em virtude de interesses antagônicos, dificultando a elaboração de políticas públicas adequadas ao seu desenvolvimento (BECKER, 2005). Para a autora,

“para que se possa mudar esse padrão de desenvolvimento é necessário entender os diferentes projetos geopolíticos e seus atores, que estão na base dos conflitos, para

tentar encontrar modos de compatibilizar o crescimento econômico com a conservação dos recursos naturais e a inclusão social” (BECKER, p. 72, 2005).

2. A NOVA GEOPOLÍTICA - O USO E O CONTROLE DOS RECURSOS

NATURAIS

Tendo em vista que os recursos naturais movimentam a economia e, por conseguinte, contribuem para o crescimento econômico, este item sumariza alguns aspectos relacionados ao uso de tais recursos visando a entender como a dependência por eles influencia a conformação geopolítica mundial.

Os recursos naturais podem ser renováveis ou não renováveis. Os recursos naturais renováveis são aqueles que se renovam em um determinado tempo tais como a água, o solo, a biodiversidade. Mueller (2007) os denomina como “*recursos renováveis, mas sujeitos à degradação por manejo inadequado*”. Já os recursos não renováveis são aqueles que não se renovam, ou seja, se esgotam ao longo do tempo e do uso tais como o petróleo e demais minerais. O uso desses recursos no presente diminui a disponibilidade no futuro (MUELLER, 2007).

Cabe comentar que apesar da água, do solo e da biodiversidade serem considerados recursos renováveis, sua disponibilidade e qualidade é variável de região para região, o que pode implicar em escassez. Segundo Lens (1985) e tendo como base a teoria ricardiana o solo pode apresentar diversos níveis de fertilidade o que pode influenciar no preço de venda de produtos agrícolas, por exemplo.

A água, por exemplo, é um recurso renovável pelo fato de fazer parte do ciclo hidrológico na natureza. No entanto, em virtude do aumento da contaminação e poluição dos recursos hídricos, este ciclo muitas vezes não se completa, o que configura na redução da qualidade e quantidade de água disponível, o que pode gerar escassez deste recurso. Os corpos d’água têm a capacidade de se autodepurar, no entanto, quando a quantidade de poluição excede esta capacidade, o ciclo não se completa. Nestes casos, segundo Daly e Farley (2004) “o grau de extração da água é maior do que o grau de recuperação”. Um recurso mal manejado pode acelerar o processo de degradação.

Os recursos naturais constituem a base da economia. O funcionamento do processo econômico é caracterizado pela entrada de recursos naturais, considerados como *inputs* do sistema e por sua saída, os *outputs*, através da disposição de resíduos e rejeitos no meio ambiente (DALY & FARLEY, 2004).

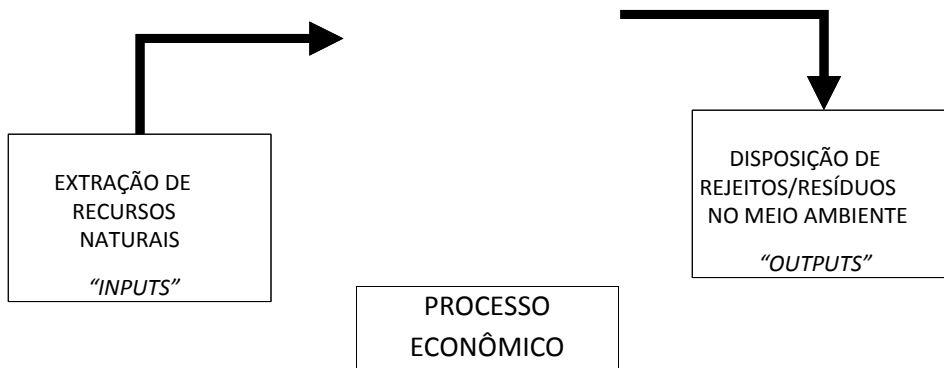


FIGURA 2.1. Funcionamento do sistema econômico e o uso de recursos naturais / Elaboração própria - Adaptado de Daly & Farley (2004).

O processo econômico é mantido, portanto, pelo fluxo de recursos naturais. A manutenção deste fluxo é garantida através da conservação das florestas e da biodiversidade. As florestas, por exemplo, além de manter este fluxo de recursos naturais necessários, desempenham outros papéis fundamentais para a manutenção da vida no planeta, pois absorvem grande parte da energia solar, mantêm constante a umidade do ar, protegem as margens dos rios contra erosão e assoreamento, fornecem alimento e habitat para os seres vivos e contribuem para a estabilização do clima, através da fixação de gases de efeito estufa, tais como o dióxido de carbono (CO₂), conforme demonstra a figura a seguir.

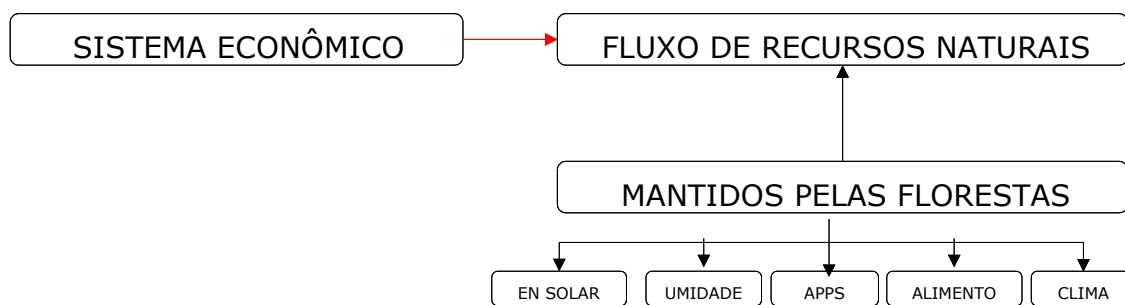


FIGURA 2.2. Sistema econômico e o uso dos recursos naturais / Elaboração própria - Adaptado de Daly & Farley (2004).

Com relação aos recursos naturais renováveis cabe comentar sobre a importância da biodiversidade. A biodiversidade deve ser considerada não apenas como uma questão ecológica, mas também, como uma questão geopolítica e econômica.

Para ALBAGLI (p. 5, 2003)

“a biodiversidade envolve uma variada gama de interesses e pressões em torno de dois aspectos fundamentais. Os que detêm ciência e tecnologias avançadas são também os

que almejam ter livre acesso aos recursos genéticos e biológicos e conhecimentos tradicionais associados. Os que ainda dispõem de ricas reservas de natureza e contam com importante acervo de conhecimentos tradicionais sobre as mesmas, preocupam-se em garantir soberania e manter o controle sobre tais recursos. Ou seja, as diferenças e os conflitos entre tais projetos e estratégias refletem, em grande medida, desiguais disponibilidades espaciais de recursos biogenéticos e de conhecimentos sobre essa biodiversidade”.

Para essa autora

“o reconhecimento dos limites ambientais dos modelos de desenvolvimento, até então hegemônicos, vem impondo a necessidade de novas formas de governabilidade global sobre o ambiente planetário, introduzindo paulatinamente a temática do meio ambiente nas agendas políticas nacionais e internacionais”.

O petróleo, por sua vez, é um recurso natural não renovável e constitui-se na principal fonte de energia do Brasil. De acordo com os dados fornecidos pelo Balanço Energético Nacional, em 2007 e em 2008, o petróleo e seus derivados corresponderam a 37,4% e 36,7%, respectivamente, de toda a oferta interna de energia no país, conforme demonstra a figura 2.3 (EPE, 2009).

	2008	2007
ENERGIA NÃO RENOVÁVEL	54,7%	54,1%
Petróleo e Derivados	36,7%	37,4%
Gás Natural	10,3%	9,3%
Carvão Mineral e Derivados	6,2%	6,0%
Urânio (U ₃ O ₈) e Derivados	1,5%	1,4%
ENERGIA RENOVÁVEL	45,3%	45,9%
Energia Hidráulica e Eletricidade	13,8%	14,9%
Lenha e Carvão Vegetal	11,6%	12,0%
Produtos da Cana-de-açúcar	16,4%	15,9%
Outras Renováveis	3,5%	3,2%

FIGURA 2.3. Oferta Interna de Energia / Balanço Energético Nacional / EPE, 2009.

No contexto mundial, tendo como referência os países que fazem parte da Agência Internacional de Energia (IEA), em 2007, o petróleo e seus derivados corresponderam a 34% de toda a oferta interna de energia (Figura 2.4).

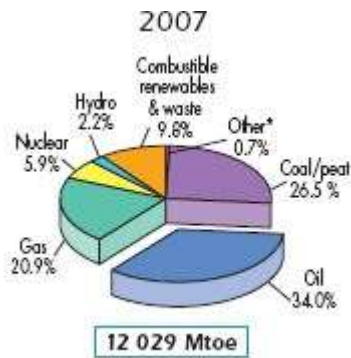


FIGURA 2.4. Oferta Interna de Energia / IEA, 2009.

Por ser escasso e vital em algumas partes do mundo, o petróleo passa a ser um recurso estratégico para o desenvolvimento das atividades econômicas. Para Paula (2006) a crescente valorização internacional dos recursos naturais tem forte correspondência estratégica com conotação geopolítica devido à existência de abundância em alguns espaços e a escassez em outros, o que embute uma nova natureza que é conflitiva na apropriação.

Em complemento, Senhoras & Moreira (2008) revelam quando um recurso natural é escasso em nível global, o mesmo passa a configurar-se em elemento geopolítico em virtude de conflitos e disputas que possam ser desencadeados para seu uso e, geralmente, o recurso natural escasso é considerado estratégico por ser vital ao desenvolvimento das atividades econômicas.

Costa (2009) salienta que a geopolítica tem na variável energética um componente central uma vez que o poder gerado pelo domínio do espaço tem na capacidade de energia um elemento fundamental. Isto significa que o controle das fontes de energia é elemento chave de poder e de riqueza no jogo das relações internacionais, pois os países que conseguem controlar uma maior parte de excedentes energéticos obtêm mais vantagens e, assim, tornam-se mais poderosos. Por fim, Senhoras & Moreira (2008) reforçam o papel do meio ambiente na nova concepção geopolítica mundial. Para os autores

“a tradicional ótica geopolítica que interpreta o meio ambiente enquanto um meio de recursos naturais, ligado ao espaço territorial e às estratégias de ação tecnocêntricas dos Estados, tem perdido a sua “raison de être” à medida que a interdependência econômica e políticas entre as nações tende a colocar a questão ambiental enquanto um fim internacional de inquietação diante da degradação do planeta, do ritmo acelerado de emissão de gases causadores do aquecimento global e cataclismos ambientais” (SENHORAS & MOREIRA, p. 53, 2008).

3. A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

Em virtude da ampliação do foco dos estudos geopolíticos que passam a considerar, desde meados do século passado, o controle e a utilização dos recursos naturais no espaço geográfico, especialmente os considerados escassos e estratégicos, este item aborda a descoberta do pré-sal brasileiro e como este fato pode influenciar a geopolítica do país e do restante do mundo. Os dados apresentados neste item têm como base o *site* oficial da Petrobrás, empresa responsável pela extração do petróleo no Brasil, inclusive do pré-sal e em outros países do mundo, além de outras fontes.

Segundo a Petrobrás a descoberta do pré-sal, anunciada em 2006, constitui-se “*num marco na indústria mundial do setor e no desenvolvimento do país (...) principalmente em virtude dos volumes expressivos já prospectados*”. Para a empresa

“o termo pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas nas porções marinhas de grande parte do litoral brasileiro, com potencial para a geração e acúmulo de petróleo. Convencionou-se chamar de pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000m. O termo pré é utilizado porque, ao longo do tempo, essas rochas foram sendo depositadas antes da camada de sal. A profundidade total dessas rochas, que é a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de 7 mil metros” (PETROBRÁS, 2010).

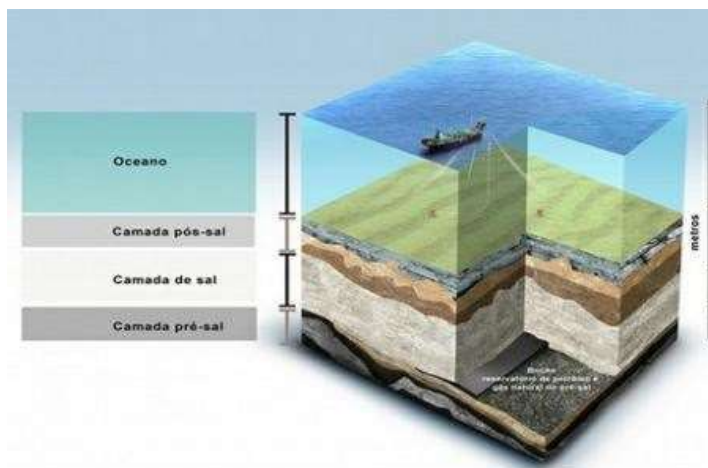


FIGURA 3.1. Camada do pré-sal / Fonte: Diário do Pré-Sal (acesso em 2010).

O pré-sal está localizado além da área considerada como mar territorial brasileiro, no Atlântico Sul, mas dentro da região considerada Zona Econômica Exclusiva (ZEE) do Brasil³³⁶. É possível que novas reservas do pré-sal sejam encontradas ainda mais distantes do litoral brasileiro, fora da ZEE, mas ainda na área da plataforma continental, o que permitiria ao Brasil reivindicar exclusividade sobre futuras novas áreas próximas. Vale lembrar que alguns países nunca assinaram a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar e alguns dos que o fizeram não ratificaram o tratado, sendo os Estados Unidos um exemplo.

Este fato merece atenção, pois denota a possibilidade da ocorrência de conflitos e disputas pelo petróleo descoberto no litoral brasileiro. Como bem lembra Costa (2009) o controle das fontes de energia é elemento central de poder e de riqueza no jogo das relações internacionais e, por esta razão, a grande quantidade de petróleo existente pode aguçar os interesses de outras nações, o que pode desencadear conflitos e disputas, conforme se observa em outras partes do mundo como é o caso do Oriente Médio. Sob este aspecto, o governo brasileiro deve destinar atenção especial aos estudos e estratégias geopolíticas relacionados à segurança nacional, especialmente do litoral brasileiro³³⁷.

Com relação às **reservas** de petróleo, em 2007, o Brasil era considerado o décimo sétimo país no ranking mundial com 12,2 bilhões de barris, conforme demonstra a figura 3.2 (ANP, 2010).

³³⁶ Mar territorial é uma faixa de águas costeiras que alcança 22 km a partir do litoral de um país, sendo consideradas parte do seu território soberano. A ZEE é delimitada por uma linha imaginária situada a 200 milhas marítimas da costa. A ZEE separa as águas nacionais das águas internacionais ou comuns. Dentro da sua ZEE cada estado goza de direitos. Alguns exemplos: Direito à exploração dos recursos marítimos; Direito à investigação científica; direito a controlar a pesca por parte de barcos estrangeiros; direito à exploração de petróleo e gás natural no subsolo do leito marinho.

³³⁷ Segundo notícias veiculadas na imprensa internacional (Le Monde Diplomatique, 2008) os USA teriam reativado sua quase extinta IV Frota visando a patrulhar o Atlântico Sul. Desconhecem-se os motivos que levaram à supressão de tais notícias tanto na imprensa nacional, quanto internacional.

MAIORES RESERVAS DE PETRÓLEO
Em bilhões de barris

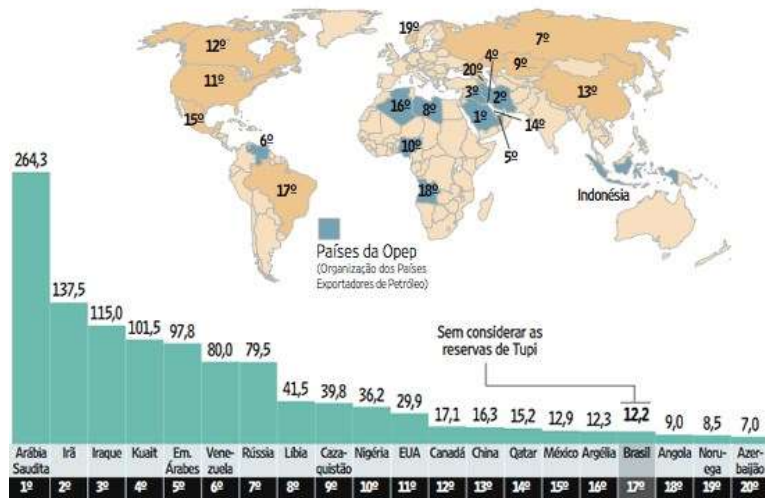


FIGURA 3.2. Maiores reservas de petróleo / Fonte: ANP (acesso em 2010).

Com a descoberta dos três primeiros campos do pré-sal, Tupi, Iara e Parque das Baleias, as reservas brasileiras comprovadas, que eram de 14 bilhões de barris, aumentaram para 33 bilhões de barris. Além destas existem reservas possíveis e prováveis de 50 a 100 bilhões de barris. A descoberta do pré-sal pode mudar a configuração geopolítica mundial em virtude da mudança de posição do Brasil em termos de reserva de petróleo, caso sejam confirmadas.

Com relação à **produção**, segundo dados obtidos da Agência Internacional de Energia (IEA) em 2007 o Brasil encontrava-se em 13º lugar no ranking dos maiores países produtores de petróleo, conforme demonstra o quadro a seguir. Segundo o IEA, graças às descobertas das novas reservas de petróleo na camada pré-sal, o Brasil passará a ser o sexto maior produtor mundial de petróleo em 2030, com 3,4 milhões de barris diários - atrás apenas de Arábia Saudita, Rússia, Iraque, Irã e Canadá. Segundo o relatório *World Energy Outlook 2009*, o país é o terceiro no mundo com o maior aumento percentual previsto na produção de petróleo, de 2,9% ao ano, entre 2008 e 2030.

QUADRO 3.1. Países produtores de petróleo em 2007. Fonte IEA (2006) / Elaboração própria.

Países produtores de petróleo		Produção (milhões de barris dia)
1	Arábia Saudita (OPEP)	10,7
2	Rússia	9,6
3	Estados Unidos	8,3
4	Irã (OPEP)	4,1

5	China	3,8
6	México	3,7
7	Canadá	3,2
8	Emirados Árabes (OPEP)	2,9
9	Venezuela (OPEP)	2,8
10	Noruega	2,7
11	Kwait (OPEP)	2,6
12	Nigéria (OPEP)	2,4
13	Brasil	2,2
14	Argélia (OPEP)	2,1
15	Iraque (OPEP)	2,0

Por fim, de acordo com Vieira (2008) um problema a ser enfrentado pelo país diz respeito ao ritmo de extração de petróleo e o destino desta riqueza. Para o autor,

“se o Brasil extrair todo o petróleo muito rapidamente, este pode se esgotar em apenas uma geração. Se o país se tornar um grande exportador de petróleo bruto, isto pode provocar a sobrevalorização do câmbio, dificultando as exportações e facilitando as importações; fenômeno conhecido como mal holandês, que pode resultar no enfraquecimento de outros setores produtivos como a indústria e agricultura”.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo procurou confirmar a hipótese de que a descoberta do pré-sal pode alterar o papel geopolítico brasileiro no contexto mundial, especialmente no que concerne à segurança nacional, em virtude da nova posição que o país pode vir a ocupar e dos novos acordos que possivelmente serão firmados.

A descoberta de grandes reservas de petróleo no litoral brasileiro contribuirá para a alteração do papel geopolítico do país. O Brasil, caso sejam confirmadas as reservas prospectadas, passará a ser um dos maiores produtores e exportadores de petróleo do mundo. Este fato merece atenção visto que a manutenção de recursos naturais escassos em partes do mundo pode desencadear conflitos e disputas entre nações, o que pode implicar na necessidade de elaboração de estudos e estratégias que visem melhorar a segurança nacional do país, especialmente, do seu vasto litoral.

Levando-se em consideração as palavras de Meira Mattos (p. 14, 2000)

“em face das suas ambições internacionais suscitadas pelo seu imenso patrimônio geográfico e suas riquezas inexploradas, o Brasil precisa manter uma força militar de

dissuasão estratégica, capaz de desencorajar possíveis tentativas de aventuras sobre o seu território”.

Além disso, o Estado deve focar a atenção na produção e exportação deste recurso considerando, no entanto, ser este um recurso não renovável e escasso e vital em grande parte do mundo. Desse modo, sua utilização deve ser consciente e equilibrada de forma a evitar que tal riqueza seja exaurida ainda nesta geração.

Finalmente, em virtude dos recentes acontecimentos relacionados a derrames de óleo em ecossistemas aquáticos gerando poluição e contaminação de espécies de flora e da fauna e comprometendo o equilíbrio dos ecossistemas, sugere-se que medidas preventivas relacionadas aos possíveis impactos ambientais sejam consideradas desde o início, uma vez que pouco se comentou sobre este tema. Sabe-se que a humanidade precisa crescer, no entanto, precisa, também, conservar os recursos naturais, base da manutenção da vida no planeta.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBAGLI, S. (2003). Seminário “Saber Local/ Interesse Global: propriedade intelectual, biodiversidade e conhecimento tradicional na Amazônia”. Museu Paraense Emílio Goeldi, Cesupa, Belém, 10 a 12 de setembro de 2003.

BECKER, B. K. (2005). Geopolítica da Amazônia. Estudos Avançados, vol.19, n.53, p. 71-86.

COSTA, D. (2009). Fundamentos para o estudo da estratégia nacional. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 2009.

DALY, H. & FARLEY, J. (2004). Economia ecológica: princípios e aplicações.

Tradução: Alexandra Nogueira/Gonçalo Couceiro Feio/Humberto Nuno Oliveira.

Instituto Piaget. Lisboa.

DINIZ, B.P.C. (2006). O grande cerrado do Brasil Central: geopolítica e economia. (Tese de Doutorado). Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas da Universidade de São Paulo, USP, São Paulo.

EPE (2009). Ministério das Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Balanço Energético Nacional 2009. Rio de Janeiro: EPE, 2009.

HARVEY, D. (2005). O novo imperialismo. 2ª edição. São Paulo: Loyola.

IEA (2009). Key world energy statistics. International Energy Agency.

MELLO, Leonel Itaussu (1999). Quem tem medo de Geopolítica?. Edusp e Hucitec: São Paulo, SP.

LENZ, M.H. (1985). A teoria de renda da terra: Ricardo e Malthus. Ensaios FEE.

Porto Alegre: 6 (1); 81-104.

MEIRA MATTOS, Carlos (2000). A Geopolítica Brasileira – Predecessores e Geopolíticos, Revista da ESG, nº 39, ano XVII, p. 58-82.

MUELLER, C. C. (2007). Os economistas e as relações entre o sistema econômico e o meio ambiente. Brasília: Finatec, UNB.

PAULA, G. (2006). El control sobre los recursos naturales, la seguridad y el conflicto en los países de América del Sur: El caso del gas natural en Bolivia y el agua potable en la Argentina. Buenos Aires: Edición CAENI.

RIBEIRO, G.L. (2001). Tropicalismo e Europeísmo: modos de representar o Brasil e a Argentina. Brasília: Departamento de Antropologia/UNB.

SAEI (2004). Ciclos de estudos sobre a Amazônia. Brasília: Gabinete de Segurança Institucional; Secretaria de Acompanhamento e Estudos Institucionais, 281 p.

SENHORAS, E. M. & MOREIRA, F.A. (2008). Fundamentos normativos para uma geopolítica ambiental nas relações internacionais. 1º SIMPGEO/SP, Rio Claro, SP.

SILVA, José F. S. (2007) Tecnologia de Fabricação, Lançamento e Rastreamento de Satélites para uma Comunicação Segura no Sistema Militar de Comando e Controle. IX Simpósio de Guerra Eletrônica, 26 a 28/09/2007.

SUAREZ, L., UDAETA, M. e GUERRA, S. M. G. (2006). Os fundamentos institucionais na integração energética da América do Sul. Anais do V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Brasília.

VIEIRA, P.(2008). A exploração do pré-sal e o futuro brasileiro. Jornal da UFRGS, n. 113. Aces so on line.

<http://www.ufrgs.br/comunicacaosocial/jornaldauniversidade/113/pagina5.htm>

VESENTINI, J.W. (1996) A capital da geopolítica. Ed. Ática: São Paulo, SP.

VESENTINI, J.W. (2008). Novas Geopolíticas. Ed. Contexto: São Paulo, SP.

VILLA, R.D. (2000). Mackinder: Repensando a política internacional contemporânea. Rev. Sociol. Polít. Curitiba, 14, p. 195-199.

EVOLUTION OF THE CLIMATE CHANGE REGULATION: ENERGY EFFICIENCY PERSPECTIVES IN THE DEVELOPING COUNTRIES

Viviane Romeiro

Instituto de Eletrotécnica e Energia – IEE/USP, Telefone: 5511-81195999,
viviromeiro@usp.br

Virginia Parente

Instituto de Eletrotécnica e Energia – IEE/USP

André Felipe Simões

Escola de Artes, Ciências e Humanidades – EACH/USP

Resumo

O uso racional da energia, associada com a melhoria do desenvolvimento econômico, representa um dos principais desafios no contexto do planejamento energético. Embora o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL tenha alcançado um relativo sucesso em reduzir a emissão de Gases de Efeito Estufa -GEE, a eficiência energética não tem sido considerada ainda como uma medida estratégica para investimentos significativos. Este trabalho assume que a inclusão de mecanismos programáticos e ferramentas de uma regulação mais abrangente poderia representar um potencial para maximizar o MDL em áreas com baixa participação, como transporte e eficiência energética. Além disso, a nova abordagem das Ações de Mitigação Nacionalmente Apropriadas (NAMA's), surge como uma opção promissora para o financiamento internacional que poderia ser combinado com outros mecanismos. Desta forma, o objetivo deste trabalho é analisar como a evolução da regulamentação das mudanças climáticas proposta pela Convenção Quadro das Nações Unidas para Mudança do Clima – CQNUMC está contribuindo para fortalecer as ações de eficiência energética nos países em desenvolvimento.

Palavras-chaves: eficiência energética; regulação em mudanças do clima; Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Abstract

The rational use of energy, associated with economic development improvement, represents one of the most challenges in the energy planning context. Although the Clean Development Mechanism - CDM has got a relative success by reducing Greenhouse Gases Emissions- GGE, energy efficiency has not been considered yet as a strategic measure for significant investments. This work assumes that an inclusion of programmatic mechanisms

and a more comprehensive regulation tools could represent a potential to maximize the CDM in areas with low participation, such as transport and energy efficiency. Also, the new approach by the Nationally Appropriate Mitigation Actions (NAMA's) emerges as a promising option for international funding that could be combined with other mechanisms. In this way, the aim of this paper is to analyze how the evolution of climate change regulation proposed by the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) is contributing to enhance energy efficiency actions in developing countries.

Key Words: Energy efficiency; climate change regulation; Clean Development Mechanism

1. INTRODUÇÃO

Desde que as mudanças climáticas emergiram como uma problemática de ordem global, questões políticas e regulatórias têm sido extensivamente discutida no âmbito da Convenção Quadro das Nações Unidas em Mudanças Climáticas-CQNUMC (ou *United Nations Framework Convention on Climate Change* - UNFCCC) de maneira a estimular um maior compromisso econômico-ambiental entre os países. A atual estrutura de produção, distribuição e consumo vigentes no sistema capitalista tem suscitado a importância de novos modelos mais sustentáveis. Numa perspectiva histórico evolutivo, a atual pertença vinculativa da incidência das ações antrópicas ao problema das mudanças climáticas permanece com certa “exclusividade” e, por consequência, sobre a proteção jurídica ambiental (VARELLA, 2005).

No contexto do uso eficiente de energia, além de discutir suas vantagens e benefícios, importa mencionar sua crescente significância no contexto de mitigação dos Gases de Efeito Estufa – GEE. A eficiência energética tem sido cada vez mais representativa como medida passível de ser utilizada para reduzir a emissão de tais gases na atmosfera ao possibilitar a redução da quantidade de combustíveis fósseis bem como a quantidade de dióxido de carbono liberado (CGEE, 2008).

Em maio de 2007, o Painel Intergovernamental em Mudanças do Clima ou *Intergovernmental Panel on Climate Change*-IPCC divulgou seus dados reforçando a insustentabilidade do modelo de desenvolvimento atual, principalmente no que concerne à dimensão sócio-ambiental. O relatório explicita o aprimoramento da eficiência

energética como um dos elementos-chave para combater as mudanças climáticas. Para tanto, ressalta o expressivo potencial de redução das emissões por setor que pode ser obtido até 2030.

Em termos de economia de energia e mitigação de baixo custo, a eficiência energética de uso final em construção e de uso final em serviço industrial, juntamente à agricultura, representam os mais amplos potenciais para emissão de reduções nos países em desenvolvimento, conforme a Fig. 1:

Figura 1

O cenário apresentado poderia ser justificado em razão de que a eficiência energética em tais setores está diretamente relacionada com o estilo de vida de uma sociedade e do desenvolvimento econômico de um país (CHENG *et al*, 2009).

De acordo com *World Energy Outlook* (2008) da Agência Internacional de Energia (ou *International Energy Agency - IEA*), além de contribuir para a segurança energética, pode ser considerada como uma das formas mais acessíveis/eficazes em termos de custo/oportunidade para reduzir o crescimento da demanda de energia e consequentemente as emissões de GEE em curto prazo. Para esta análise, a Agência Internacional de Energia apresenta um cenário acerca dos Custos Totais Marginais (*ACT Map*), conforme visualizado na Fig. 2:

Figura 2

A projeção acima demonstra como as emissões globais de Dióxido de Carbono- CO₂ poderiam ser reduzidas aos níveis atuais em 2050.

Ainda de acordo com IPCC (2007), uma concentração segura de CO₂ na atmosfera para evitar tal cenário seria de 450ppmv (partes por milhão de volume). Neste contexto, a Fig. 3 mostra as fontes de CO₂ evitadas no cenário *Blue Map*³³⁸ (elaborado no contexto da IEA (2008) comparadas ao cenário base (*baseline*) para 2050.

Figura 3

³³⁸ Enquanto o cenário *ACT Map* dispõe, o cenário *Blue Map* requer implementação urgente de novas políticas no setor energético. Baseado em hipóteses otimistas sobre o progresso de tecnologias-chave, o cenário *Blue Map* requer implementação de todas as tecnologias envolvendo custo acima de USD 200 por tonelada de CO₂ evitadas. Se o progresso de tais tecnologias não atingirem as expectativas, custos podem crescer aproximadamente USD500 por tonelada. Entretanto, o cenário *Blue Map* apresenta custos mais elevados se comparado ao cenário *ACT Map*.

A curva superior, como cenário de referência, indica a provável taxa de emissão de 62 giga toneladas (Gt) na ausência de ações e esforços em 2050: a curva inferior, 'mapa azul' representa um cenário mais conservador de 14Gt (IEA, 2008). Em ambos cenários, o aprimoramento da eficiência energética, transporte, indústria e geração de energia apresentam o custo-benefício no contexto de redução de emissões.

A redução do desperdício concomitante ao uso eficiente da energia encerra várias forças motrizes, dentre as quais destacam-se (SANTOS, 2008):

- Economia de recursos;
- Aumento de competitividade dos produtos e serviços; □ Proteção e melhoria do meio ambiente.

Jannuzzi (2009) ressalta três fatores essenciais para o aprimoramento da eficiência energética:

- Qualidade da energia: garantir um energético adequado para consumo;
- Qualidade dos equipamentos: investimento em desenvolvimento de tecnologias para incorporar inovações que induzam a redução o consumo e elevem o desempenho energético;
- Atuação do consumidor: melhor compreensão e consciência na escolha e uso dos equipamentos.

Dessa maneira, intenta-se aprimorar o serviço, aumentando a qualidade do energético, evitando desperdícios/perdas desnecessárias e, portanto, reduzindo emissões de gases poluentes, conforme ilustra a Fig. 4:

Figura 4

Em relação às diferentes finalidades de uso final, esta pode ser classificada em residencial, industrial e construção. O padrão de consumo energético para cada classificação é extremamente variável; a residencial, por exemplo, é caracterizada por sua significativa natureza de dispersão (em termos de finalidades, tamanho, condições climáticas e localização da construção bem como tipo de capacidade técnica e tecnologia). Assim, as

medidas e políticas necessárias para estimular ações em tais setores exigem o envolvimento de vários atores e agentes de diversos setores da economia (CHENG *et al*, 2009).

2. BARREIRAS INERENTE À DISPERSÃO DA EFICIÊNCIA NO USO FINAL DE ENERGIA

Pode-se considerar que uma das grandes justificativas para o incentivo à eficiência energética está relacionada ao fato de que a redução obtida implica na redução no consumo energético e, portanto na redução de custo. Investir neste tipo de tecnologia implica em altos gastos com investimento em sistemas e equipamentos e muitas vezes significa uma economia final relativamente superior à quantia equivalente à produção energética.

No entanto, mesmo que o custo aparente seja inferior ao custo de produção de energia, o investimento em eficiência energética encontra maior dificuldade para financiamento frente à oferta de energia convencional. Uma possível explicação está relacionada ao fato que os produtores dos recursos energéticos e os consumidores de tais recursos são grupos com enorme diferença de prioridade e acesso a capital (JANNUZZI, 2000).

O Relatório Técnico do *Workshop em Eficiência Energética na Indústria, realizado pelo International Energy Initiative-IEI e Global Energy Assessment-GEA* corrobora tais dados e complementa que o Brasil, particularmente, e os diversos países latino-americanos carecem de políticas de eficiência energética adequadas (IEI, 2008). As políticas do setor energético brasileiro ainda prosseguem lentamente e a rumos incertos. Os instrumentos de política governamental têm-se mostrado pouco eficazes, excessivamente burocratizados e conservadores, exercendo mais a função de fiscalização, com uma série de regulamentos, leis, decretos e portarias e concentrando pouco nas efetividades das ações de prospecção de tecnologias e geração de mecanismos de gestão flexibilizadores para os agentes envolvidos (WRI, 2008)

As falhas de mercado e outras barreiras para o aprimoramento de medidas em eficiência energética são temas já extensivamente discutidos: externalidades, alto custo de transação, falhas organizacionais, *etc.* Dentre as principais barreiras, destacam-se a assimetria de informações, distorções tarifárias além de barreiras comportamentais.

Vários mecanismos políticos e instrumentos de incentivos já foram criados para corrigir tais falhas através de programas e regulações específicas. Tais medidas, entretanto, se executadas inadequada ou insuficientemente, podem criar efeitos muitas vezes contrário ao proposto, resultando em novos entraves. Embora tais manifestações sejam distintas de

acordo com os diversos estágios de desenvolvimento econômico dos países, podem ser identificadas em todo tipo de economia: dos países desenvolvidos, emergentes e dos menos desenvolvidos.

Uma visão dos principais entraves que causam falhas de mercado e consequentemente criam barreiras de mercado em eficiência energética são alocadas e analisadas a seguir:

2.1 Entraves financeiros:

- **Econômico:**

A instalação de equipamentos e execução de construções mais eficientes requer investimentos adicionais, especialmente no estágio inicial. O ciclo de vida da economia de energia em projetos de construções eficientes são muitas vezes subestimados ou inapropriadamente contabilizados quando no processo de decisão estratégica de um investimento. Somado a este fator, as despesas com tais projetos são comumente relacionadas como parte de uma operação de negócios ou como parte de um custo operacional. Ainda que a economia de energia no ciclo de uso do produto ou serviço justifique os investimentos, vários fatores (como por exemplo, a opção incorreta de um tipo de medida de eficiência energética) corroboram para o risco de sua implementação eficaz (OLSEN *et al*, 2008).

- **Custo-benefício:**

Em razão da natureza dispersa das tecnologias, dificuldade de acesso e conhecimento, o custo transacional para adotar uma tecnologia ainda é relativamente alto nos países em desenvolvimento. Como os custos da transação não são usualmente inseridos na análise econômica do ciclo de vida, podem resultar em percepções errôneas de que os benefícios econômicos dos projetos de EE são demasiados altos.

Ademais, ainda que o montante quantitativo da economia de energia represente uma oportunidade, não é a variável única de decisão, visto que o modo de incitação escolhido e o tipo de relação que ela promove são razoavelmente preponderantes sob o montante alocado à incitação. A questão do efeito econômico-financeiro em longo prazo tem se mostrado pouco influente para aumentar as taxas de participação dos agentes alvos em programas de eficiência energética como de iluminação eletro-eficiente e de produtos energia-eficientes incorporados em tecnologias novas (FIGUERES, 2007).

- **Falha de mercado:**

Somados tais fatores, os altos riscos de créditos, a dimensão do investimento correspondente e a disponibilidade de recursos humanos altamente especializados para o desenvolvimento de projetos resultam em resistência ao financiamento de projetos EE. Empreendedores de projetos e investidores neste setor frequentemente encontram dificuldades em obter fundos através de mecanismos financeiros convencionais, os quais são amplamente baseados em análises de riscos de investimento. Ainda, os métodos de avaliação de riscos para investimentos em eficiência energética, através da economia de energia no ciclo de vida ainda não foram adequadamente estabelecidas (CHENG *et al*, 2009).

2.2 Entraves informacionais\educacionais\ culturais:

A falta de informação adequada é tida como um dos maiores fatores impeditivos no setor de eficiência energética, tanto em termos financeiros quanto em termos de consumo energético. Nos países menos desenvolvidos, especialmente, a ausência de informação está presente em todos os aspectos (OLSEN *et al*, 2008):

-Por parte dos produtores, conhecimento insuficientemente explorado (se considerado o potencial) ou pouca consciência da relevância de priorizar opções de tecnologia que poderiam eficientizar tais processos;

-Por parte dos consumidores, falta de esclarecimento ou discernimento para eleger equipamentos mais eficientes, ainda que mais caros se comparados aos convencionais (a prioridade normalmente é da economia em curto prazo, ou seja, produtos mais baratos ainda que o consumo de energia e recurso em longo prazo seja maior), especialmente para consumidores de baixa renda.

No Brasil, algumas das razões para o alto consumo energético residencial verificado sobretudo nas comunidades de baixa renda podem ser justificadas (JANNUZZI, 2009):

- (a) pela falta de informação sobre a utilidade da eficiência energética;
- (b) instalações elétricas inadequadas;
- (c) pelo fato de que a maioria desses consumidores não prioriza o uso de lâmpadas mais eficientes em razão do custo de aquisição das mesmas, e principalmente;
- (d) pelos refrigeradores em condições precárias de uso, conforme a Fig. 5 apresenta:

Figura 5

Embora as indústrias de equipamento de refrigeradores tenham desenvolvido tecnologias cada vez mais eficientes para os novos modelos, ainda há, no entanto, uma grande concentração de geladeiras velhas e ineficientes em residências de baixa renda (Fig.6).

Figura 6

Nestas residências, a substituição desses equipamentos não se apresenta como prioridade, o investimento com objetivo de economizar energia é muito alto, e conseqüentemente, inviável. Nessas áreas, as geladeiras em condições precárias representam 71% do consumo residencial, seguidas das lâmpadas ineficientes (20.6%), conforme a Fig. 7 (EPE,2008).

Figura 7

Importa salientar, nos últimos anos, o crescimento da preocupação em ampliar o trabalho de conscientização e disseminação da informação; embora tradicionalmente a eficiência energética seja analisada como uma variável técnica, a variável comportamental tem sido inserida gradativamente em seu contexto (CAVALCANTI, 2005). Somada a essa variável comportamental, ressalta-se a importância de um aprimoramento da divulgação desses mecanismos de participação, de forma a induzir e fomentar uma maior participação da sociedade.

2.3 Entraves institucionais\ políticos

Limitada capacidade dos governos em aplicar e aprimorar políticas e programas em eficiência energética, especialmente nos países em desenvolvimento. Ainda que haja estruturas regulatórias razoáveis, os governos locais têm uma atuação limitada e conhecimento insuficiente para lidar com todas as questões demandadas por lei. Nesse sentido, a decisão para executar programas com esse foco, ou mesmo ampliar algum já instituído poderia ser determinada a partir de diretrizes definidas em políticas públicas de fomento à eficiência energética na qual o governo priorizaria algumas estratégias de atuação que correlacionam vários mecanismos de fomento (CHENG *et al*, 2009).

2.4 Estratégias para maximizar ações em eficiência energética e relevância da discussão

Os instrumentos regulatórios são mecanismos para verificar se os aspectos econômicos, financeiros, sociais, e ambientais do desempenho no setor energético estão em sintonia. Estes processos normalmente incluem decisões e considerações importantes como a definição de tarifas e a definição de padrões de serviço e eficiência energética. As decisões que orientam essas ações constituem parte de uma estratégia política de governo, de agentes e estruturas públicas e privadas, como resposta a um conjunto de interesses, aspirações e expectativas de uma parte cada vez mais crescente da sociedade. Como indicadas na Tab.1, diferentes barreiras poderiam ser abordadas com diferentes instrumentos e medidas políticas inter relacionadas: instrumentos regulatórios, como normas-padrão, regulamentação de contratos, bem como políticas de disseminação de informação, *etc.*

Tabela 1

Cada medida/política aporta vantagens peculiares, grupos distintos e mecanismos operacionais distintos e importa salientar que nenhum deles poderiam separadamente remover todas as barreiras, o que ressalta a importância de ações e estratégias estabelecidas de forma holística. Uma maior prática de gerenciamento, tecnologias e medidas em eficiência energética poderiam ser realizadas com o aumento do desenvolvimento e disseminação de suas informações e ferramentas, de maneira a aumentar o número de recursos humanos qualificados em assessorar e executar medidas, tecnologias e projetos de investimentos climáticos em eficiência do uso de energia (CHENG *et al*, 2008).

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme apresentado, a eficiência energética representa uma importante estratégia de mitigação às mudanças do clima, cujas ações prioritárias estão diretamente relacionadas à efeitos de proteção ambiental que induzem a introdução de energias renováveis e que viabilizam inovações tecnológicas para efficientizar o uso da energia. Contudo, os atuais instrumentos regulatórios e de políticas públicas clima disponíveis necessitam um aprimoramento para canalizar uma maior quantia de investimentos em eficiência energética de uso final.

Os principais entraves estruturais poderiam ser alocados como: 1- Entraves de mercado: projetos muitas vezes de pequena escala e dispersos; projetos envolvem muitos atores (municipalidade, empresas, consumidor) e metodologias pouco flexíveis e limitadas para a alta diversidade de projetos EE; 2- Entraves comportamentais, uma vez que a EE requer transformação da variável comportamental pelos vários atores; 3- Entraves tecnológicos: necessidades distintas do tipo de tecnologia a ser utilizada; heterogeneidade do nível de conhecimento dos usuários e desafios de capacitação de conhecimento e limitação de recursos humanos.

As considerações sugerem algumas experiências com maior grau de eficácia, as quais implicam:

- Na importância da aplicação de tais ações em longo prazo, de forma a evitar os indesejáveis custos dos efeitos de retorno (a interrupção de alguns programas específicos é uma resultante);

No papel crescente da formação de comportamento, através da disseminação de conhecimento e aconselhamento técnico, de forma a induzir a difusão dos programas;

- Na revalorização do objetivo de preservação e continuidade do processo de economia alcançada, oriunda dos ganhos de eficiência energética obtidos.

Considerando que a análise de diretrizes políticas e mecanismos institucionais que coadunam com um plano de transição para uma economia de baixo carbono representa uma etapa essencial na consolidação de um regime climático eficaz, espera-se que as análises dessa pesquisa possam contribuir academicamente para sinalizar uma discussão prática na implementação de políticas setoriais e na tomada de decisões concernentes às avaliações de riscos e estratégias de mitigação das mudanças climáticas relacionadas ao uso da energia.

4. REFERÊNCIAS

- ALDY, J.E. & Stavins, Robert N. Economic incentives in a new climate agreement. The Harvard Project on International Climate Agreements. The Climate Dialogue, Copenhagen, 2008.
- BARBOSA, Sônia Regina da Cal Seixas. Desenvolvimento e ambiente: questões fundamentais da sociologia contemporânea. Revista Humanitas, 3 (2): 39- 54, ago/dez, 2000.
- CASTRO, Alexandre Correia de. Oportunidades de Projetos de Redução de Emissões de Gases do Efeito Estufa no Setor de Transportes através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. COPPE/UFRJ: Rio de Janeiro, 2007. Tese (Mestrado).
- CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. *Manual de Capacitação sobre Mudança do Clima e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*. Brasília, 2008.
- CHENG, Chia-Chin & ZHU, Xianli. NAMA's for dispersed Energy End-use Sectors. (In) Olsen, K.H; Fenhann, J; Hinostroza, Miriam. National Appropriate Mitigation Actions-NAMA's and The Carbon Market. Perspectives Series 2009. UNEP Risø Centre on Energy, Climate and Sustainable Development: Roskilde, 2009
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Consumo Residencial de Energia Elétrica na Região Nordeste. Rio de Janeiro: EPE, 2008
- FIGUERES, Chistiana e PHILLIPS, Michael. Scaling Up Demand –Side Energy Efficiency Improvement Through Programmatic. CDM for the Sustainable Development Network of the World Bank. ESMAP Technical Paper 120/07 December 2007
- FRANGETTO, F. W e GAZANI, F. R. Viabilização Jurídica do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo no Brasil. O Protocolo de Kyoto e a cooperação internacional. São Paulo: Petrópolis, 2002.
- GABRIEL, Sgimar. The Kyoto Mechanism have been a success. 4 JIKO Info Special, 2007.
- GOLDEMBERG, José . Ética e mudança do clima. Jornal O Estado de São Paulo, São Paulo, 20 abr. 2009
- HINOSTROZA, M.; Cheng, C.; Zhu, X.; Fenhann, J.; with Figueres, C.; Avendano, F.; Potentials and barriers for enduse energy efficiency under programmatic CDM, Working Paper n.3, CD4CDM Working Paper Series. UNEP Risoe Centre on Energy, Climate and Sustainable Development, Roskilde, 2007

- JANNUZZI, Gilberto de M. Políticas Públicas para Eficiência Energética e Energia Renovável no Novo Contexto de Mercado: Campinas/SP, Editora Autores Associados, 2000.
- JANNUZZI, Gilberto M.; GOMES, Rodolfo.D.M; ROMEIRO, Viviane.R.S & MARTINS, Juliana.M.C. Guiando a prática e promovendo a prestação de contas no setor elétrico. (In):Iniciativa para governança em eletricidade (EGI). Coordenação e secretariado: World Resources Institute (WRI). São Paulo, 2009.
- IEI – International Energy Initiative. Contribuições de países latino-americanos para o Global Energy Assessment (GEA). Workshop sobre eficiência energética na indústria. FIESP, Campinas, 2008
- KNEBEL, Almiro José. Eficiência energética no segmento empresarial: um enfoque a mitigação de Gases de Efeito Estufa. UFRG:Porto Alegre, 2003. Tese (Mestrado).
- MARCOVITCH, Jacques. Para Mudar o Futuro - Mudanças climáticas, políticas públicas e estratégias empresariais. São Paulo: Editora Saraiva, 2006.
- ROCHA, M.T. Aquecimento global e mercado de carbono. Uma aplicação do modelo CERT. ESALQ / USP- São Paulo, 2003. Tese (Doutorado).
- ROMEIRO, Viviane R. S.; Simões, André F. ; Jannuzzi, Gilberto M. Políticas Públicas e Estratégias Regulatórias no Contexto das Mudanças Climáticas Globais: Oportunidades e Limitações do MDL Programático.In:Congresso Brasileiro de Planejamento Energético-CBPE: Salvador, 2008.
- TOPFER, Klaus. The developed countries must prove that they are honest. 4 JIKO Info Special, 2006.
- WORLD RESOURCES INSTITUTE-WRI. Mitigation Actions in China: Measurement, Reporting and Verification.
E3G: Washington, 2009.

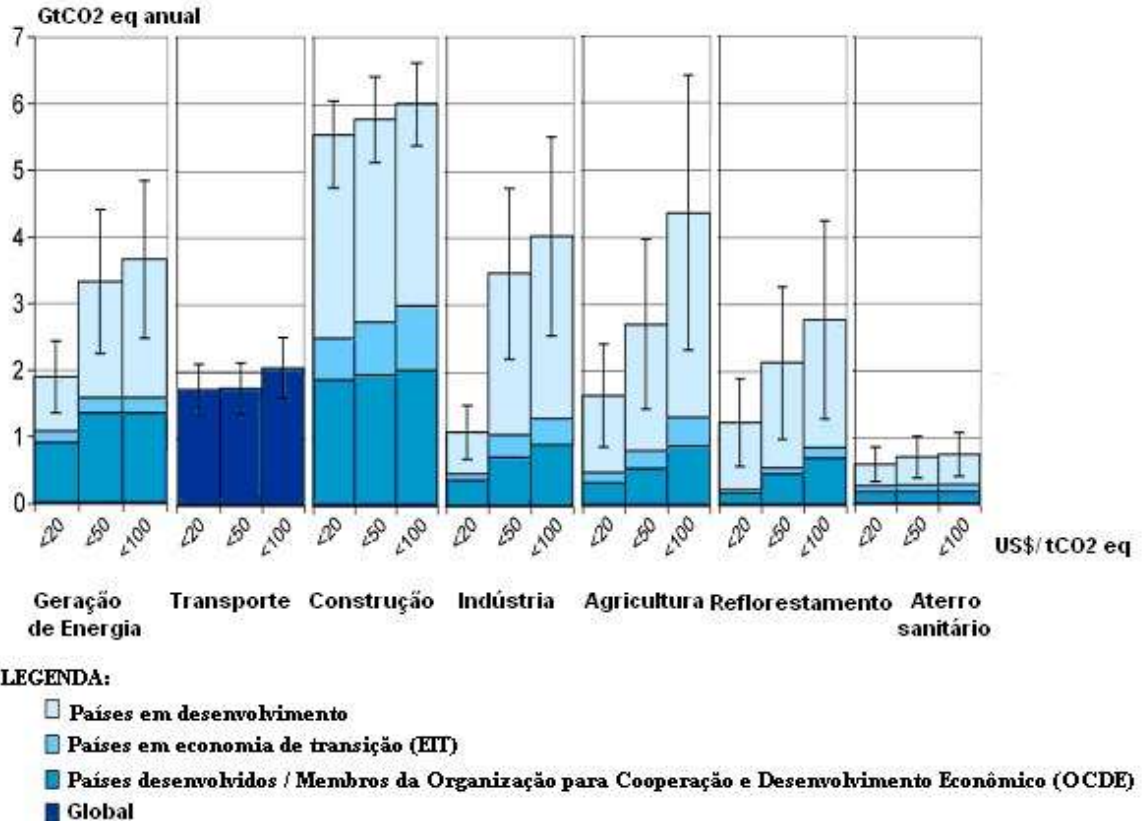


Figura 1 – Potenciais para redução de emissões
 Fonte: IPCC, 2007

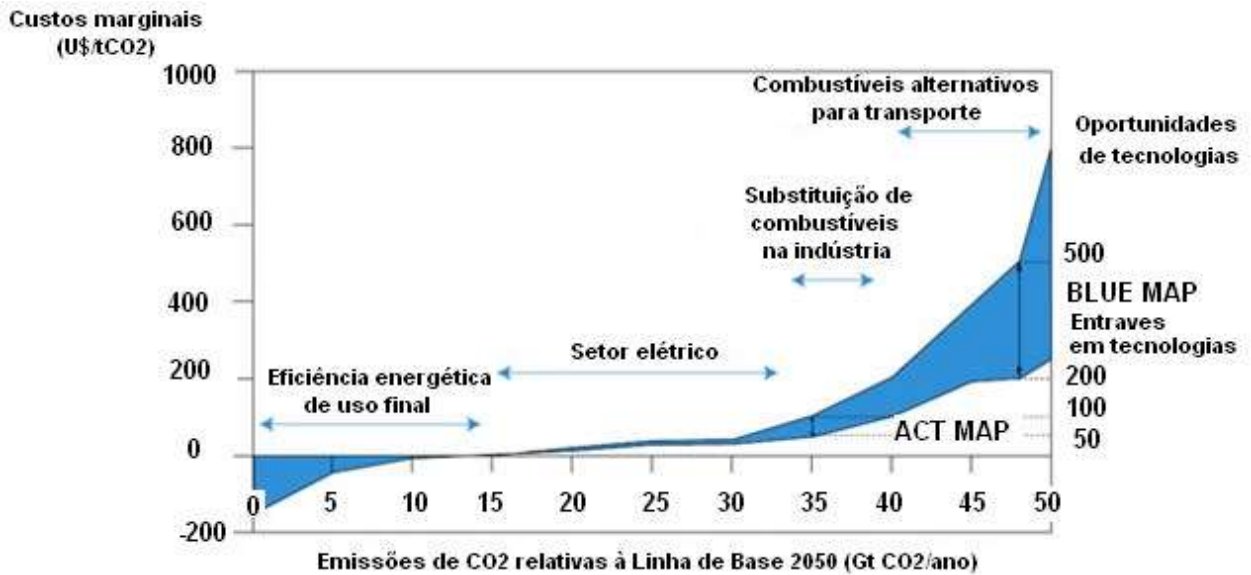


Figura 2 – Custos totais marginais: redução de emissões para o sistema energético 2050

Fonte: IEA, 2008

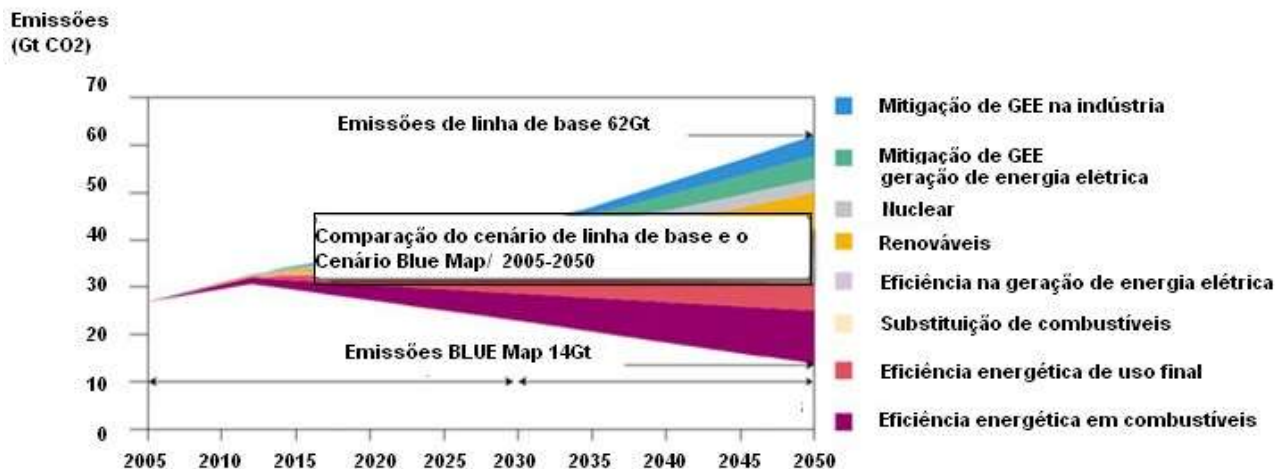


Figura 3 – Comparação Cenário *Blue Map* (2005-2050)

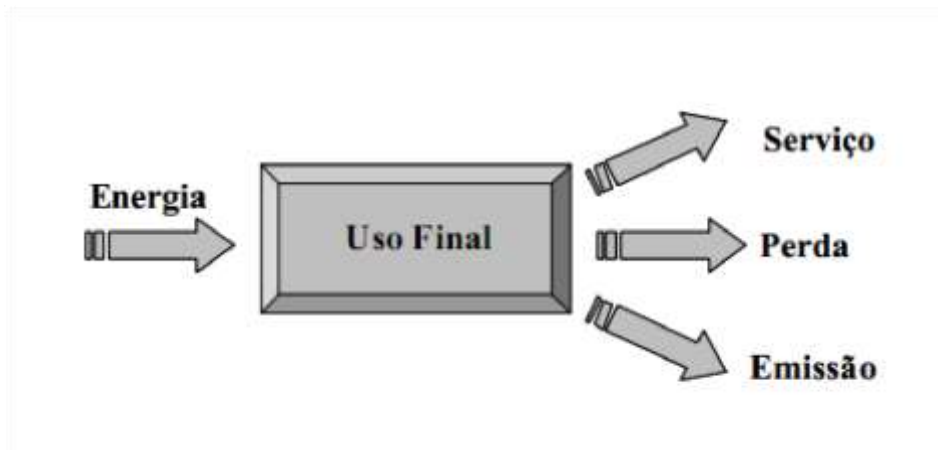


Figura 4 Estrutura eficiência energética de uso final

Fonte: Knebel (2003).

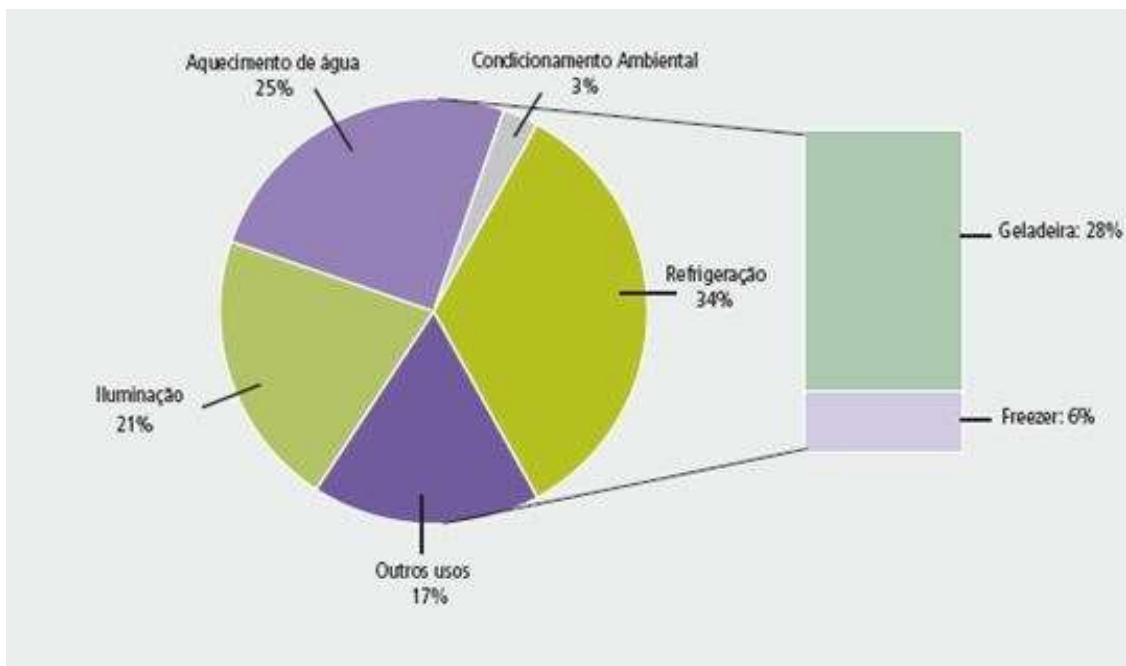


Figura 5 Consumo de energia elétrica de uso final- setor residencial de baixa renda

Fonte: EPE, 2008.



Figura 6 Geladeiras em uso nas comunidades de baixa renda em Salvador – BA Fonte: PDD/ UNFCCC, 2008.

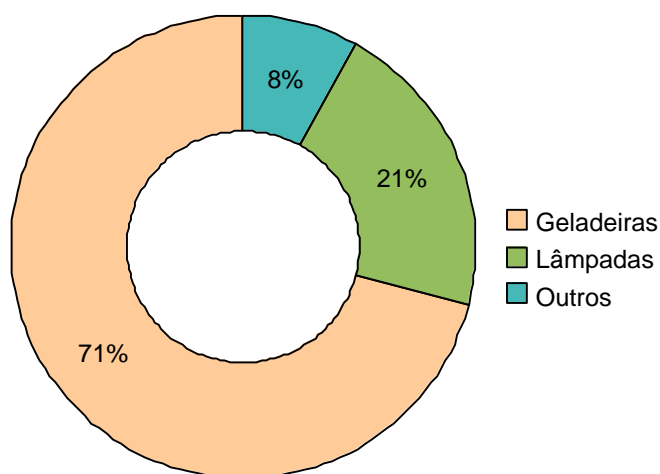


Figura 7 Consumo residencial Região Nordeste : comunidade de baixa renda

Fonte: EPE (2008).

Tabela 1 Políticas/medidas para superar barreiras da eficiência energética de uso final

<u>Barreiras</u>	<u>Modalidade</u>	<u>Instrumentos</u>
econômicas	instrumentos regulatórios	normas-padrão, rotulagem obrigatória, regulamentação de contratos, programas de gerenciamento pelo lado da demanda - GLD
	instrumentos econômicos	Empresas de contratação de desempenho energético, empresas de serviço de conservação de energia- ESCOs, acordos de cooperação e certificados de eficiência energética
	instrumentos fiscais	tributação, taxas de benefícios públicos, isenções fiscais, subsídios, descontos, subvenções
de custo benefício	instrumentos regulatórios	normas-padrão
	instrumentos econômicos	Empresas de contratação de desempenho energético, empresas de serviço de conservação de energia- ESCOs

	ações voluntárias, de informação e apoio	Programas de liderança pública
	instrumentos	normas-padrão, rotulagem obrigatória, regulamentação de contratos,
de falhas de mercado	regulatórios	programas de gerenciamento pelo lado da demanda – GLD
	instrumentos econômicos	Empresas de contratação de desempenho energético, empresas de serviço de conservação de energia, certificados de eficiência energética, mecanismos do Protocolo de Quioto
	instrumento fiscais	tributação, taxas de benefícios públicos, isenções fiscais, subsídios, descontos, subvenções
	ações voluntárias, de informação e apoio	rotulagem voluntária, acordos voluntários, programas de conscientização.
educacional/ cultural	ações voluntárias, de informação e apoio	rotulagem voluntária, acordos voluntários, programas de conscientização.
informativas	ações voluntárias, de informação e apoio	rotulagem voluntária, acordos voluntários, programas de conscientização.
	Instrumentos informativos	rotulagem obrigatória, regulamentação de contratos, programas de gerenciamento pelo lado da demanda – GLD e auditorias obrigatórias.
estruturais	Instrumentos políticos	Programas de liderança pública.

Adaptado a partir de *Cheng et al*, 2008.

COLOMBIAN ENERGY POLICY AND SUSTAINABILITY INDICATORS

Belizza Janet Ruiz-Mendoza³³⁹,
Claudia Sheinbaum-Pardo

Instituto de Ingeniería
Universidad Nacional Autónoma de México
Circuito Exterior s/n, Edificio 12, Piso 3°, Cubículo 319,
C.U., Coyoacán, C.P. 04510, México D.F., México.
BRuizM@iingen.unam.mx; CSheinbaumP@iingen.unam.mx

Abstract

The authors analyze the Colombian energy policy under sustainable development framework taking as reference the methodology from the Economic Commission for Latin America and the Caribbean. Autarchy, robustness, energy productivity, electricity coverage, coverage of basic energy needs, related emissions to energy, use of renewable energy sources and depletion of fossil fuels are the elements that will permit us to calculate a sustainability indicator for the Colombian energy sector. Our objective is just to contrast the sustainability grade of the energy policy in 1990, when the energy reforms started in Latin America, and 2008. It concludes that such reforms did not bring about a higher sustainability level.

Keywords: Sustainability indicators, Colombian energy policy, Latin America energy policy.

1. Introduction

The sustainable development notion was defined in the Brundtland report by World Commission on Environment and Development in 1987 [1]. From then on this term has accompanied speeches, legislative measures, and policies from public and private institutions of different sectors. Energy sector was one of the first in using the term “sustainable development” in order to turn green the related economic activity that in turn is held by the energy activity. The sustainable development notion is based on three pillars: society, economy, and environment. Each element has a different weight according to the sector involved, that criterion has caused discussions around how the sustainable development notion is applied, those differences have not gotten a consensus among speakers. Although such discussion will not be studied in depth in this paper, it is convenient to underline it because it takes an important place in the methodological description.

The relationship between energy and the economic dimension of the sustainable development was encouraged by international institutions of energy [2]-[4], multilateral organisms [5], international financial institutions [6], and energy corporations [7]. The

³³⁹ Corresponding authors: B.J. Ruiz-Mendoza, tel.: + (52) (55) 5623 3600 Ext. 8866, e-mail: BRuizM@iingen.unam.mx.

majority of them consider that the economic dimension of the sustainable development is more important than the social and environmental ones, because they defend the hypothesis in which the economic growth will cause environmental and social improvements. For that reason, the sustainability indicators coming from those institutions are based on economic productivity indicators mainly.

At the world level, the indicators relating energy and environment have been designed by institutions as International Energy Agency [3], International Atomic Energy Agency [4], and some centers for research from universities [8][9]. These indicators have been reproduced in different regions on the world and Latin America has not been an exception. The Economic Commission for Latin America and the Caribbean (CEPAL) designed a sustainability indicator taking eight elements connected with social, economic and environmental aspects [10]. Although some criteria to design such an indicator could be reviewed because the economic approach has a bigger weight than social and environmental one, the CEPAL's methodology is a useful tool to study the energy sector from the institutional perspective.

At the national level, the Department of Environment, Dwelling and Territorial Development is the institution in charge of formulating policies, leading the environmental affairs and approving permission in Colombia. This institution was funded in 1993 by law as Department of Environment and in 2003 reformed as it is today.

In relation to indicators, there were some ones adapted in 1998 by National Planning Department and International Center for Tropical Agriculture of Colombia. Those institutions took as reference the modeling for knowing the relationship between human being and nature from Colombian Institute for Hydrology, Meteorology and Environmental Studies. Such indicators were focused on six themes: weather, climate change, water, land, forest coverage, and environmental quality. Concerning energy indicators is convenient highlight that has there been no proposal from Colombian institutions, but there were ones from the academic institutions for the oil and mining sector. In this way, Lopera proposed a sustainability indicator in order to determine when an oil extraction plan belongs to a sustainable energy strategy [11], and Valencia studied mining extraction using environmental, technical, social, and economic variables from a systemic approach [12].

The paper is divided in five parts. The first part deals with the Latin-American energy policy from 1990 to 2008 to show the regional context that was marked by same guidelines. The second one shows the Colombian energy trajectory for the same period for the electricity and hydrocarbons subsectors. The third segment explains the CEPAL's methodology. The fourth part sets forth the CEPAL's methodology for the Colombian case, and the last part are results.

2. Latin-American Energy policy from 1990 to 2008

After 1980s, the lost decade, the economic crises continued, the foreign debt determined the national economies, and the related new conditions to economic opening pushed to the Latin-American States to encourage structural reforms in their economies.

Energy reforms were framed by structural reforms of the economy. Such reforms were different for each country with relation to scope, deep, and rhythm of insertion, even though these kept the same guidelines (fiscal adjustment, autonomy for the central banks, opening of economies, regional integration, domestic markets deregulation of services and assets, prices adjustment of public services, especially, energy sources, change of State's role from entrepreneur to regulator, and privatization) [13].

In relation to the electricity and natural gas productive chain, this was split into three segments: generation/exploitation, transmission, and supply. Of the majority of the Latin-American countries opened the first and third segment to new investors. The transmission system was considered natural monopoly; therefore this was operated by a unique manager. The hydrocarbons sector did not require a vertical segmentation of oil companies because the objective was to open the market to foreign investment. For derived products from oil were constituted markets characterized by oligopoly or monopoly [14].

Currently, some Latin-American governments (Venezuela, Argentina, Brazil, Ecuador, and Bolivia) wonder whether a more specific energy regulation would cause a positive effect on the national development. Although there are doubts about the direct link between energy exploitation and social development, in particular for rich countries in energy resources, the trend in terms of energy policy continues.

3. Colombian energy policy

The Colombian energy sector was restructured as consequence of the State and economy reforms started at the beginning of 1990s, passing from a highly regulated economic regime to an unrestricted access market. Five changes were noticeable in the sector after reform: 1. market liberalization, 2. reduction of the State's role in the business activities, 3. unbundling of energy productive chain between monopolistic and competitive activities, 4. opening for private investment in energy companies that was owned by state before, and 5. creation of regulatory institutions.

Energy policy was determined by national energy plans. The first of them was published by the former National Energy Commission in 1994. This plan defined the prices system as the main mechanism to assign resources to the energy sector, and determined that the State's action would be focused on promotion of competition, regulation of prices and tariffs where there is not market, and concession of subsidies if necessary. The main elements of the energy policy were: 1. management of energy demand and rational use of energy; 2. Efficient and full supply of energy; 3. Increment of exports; 4. Regional

development and rural electrification; 5. Environmental quality; 6. Research and development; and 7. Modernization of institutions [15].

The second plan, issued in 1997, updated of the first one by means of two guidelines: 1. To achieve a self-sufficient energy system and to increase export under requirements of efficiency, competitively, and environment; 2. To guarantee the energy demand by means of taking advantage natural resources in an optimum manner, inserting the technological change, environmental criteria, and payment of benefits [16].

The second and third plans stated similar objectives, the last showed them in different order, thus: 1. To contribute to the trade balance and the domestic incomes; 2. To establish a competitive systems for every market; 3. To strengthen the Colombian gas plan; 4. To guarantee the energy offer by efficient prices and quality; 5. To favor local and regional development; and 6. To insert new technologies and sources [17].

In 2006, the National Planning Department published the document “*Visión Colombia II Centenario 2019*”³⁴⁰ that influenced the fourth energy plan [18]. Its aim is to achieve a higher sustainable development level by the energy sector. Consequently, five objectives were stated: 1. to guarantee the domestic energy demand and the sustainability of energy sector to long term; 2. to consolidate the regional energy integration³⁴¹; 3. to consolidate competitive schemes in the energy markets; 4. to determine prices for the energy sources guaranteeing competition and rational use of energy; and 5. to maximize energy coverage linked to local development. Moreover, five transverse subjects were defined: 1. Non-conventional energy sources and rational use of energy; 2. Environment and public health; 3. Science and technology; 4. Institutional and standard framework; and 5. Information, promotion and training.

A few differences among the national energy plans seem to show an energy policy consolidated enough in the long-term. However the effectiveness of it would have to be analyzed carefully, because the main objectives of every energy plan have not been achieved. In fact, such objectives were announced in each plan, but their results are incipient yet after twenty years. Angela Cadena studied the Colombian energy policy and stated that the achievement of its objectives requires an effective coordination among national institutions and an efficient contribution of local entities and different agents [20]. This statement is veracious for Colombia and whole Latin America.

³⁴⁰ The document “*Visión Colombia II Centenario*” proposes: To contribute to sustainable development in Colombia by means of availability and supply of energy to satisfy the domestic demand, and to become a regional cluster of energy, efficient and coherent prices, market regulation, and new infrastructure [18].

³⁴¹ Since 2004, *Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)*, state-owned company, developed a broad role in promoting and strengthening regional integration by its subsidiaries in Bolivia, Ecuador and Peru. In 2006, ISA purchased the Brazilian *Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP)*. In 2008, CTEEP won the bidding for the collector transmission line *Porto Velho (Rondônia) - Araquara II (São Paulo)*, which has a strategic importance for Brazil. This project is part of the “Acceleration of Infrastructure Growth” promoted by the Brazilian government and supported by the Brazilian Development Bank. Likewise, the Colombian oil company (E COPETROL) started a strategy to promote such an energy integration.

How was the new energy policy inserted in the several subsectors? In the electricity subsector, liberalization process started by the law 142 and 143 in 1994 [21]-[22]. Law 143 encouraged private investment and separated the electricity productive chain into four segments – generation, transmission, distribution and trade; subsequently markets for the generation and trade segment was created. The national transmission system stayed in hands of ISA, 90% of this company belongs to the State.

With regard to coal, from 1976 the Colombian State by CARBOCOL, state-owned company, signed an association contract with Intercor, filial of ExxonMobil, in order to exploit the largest coal mine in Colombia (*Cerrejón Zona Norte*); each company had a share of 50% in the agreement. In 2000, the Colombian State granted its 50% to the consortium BHP Billinton from Great Britain, Anglo American from South Africa, and Glencore from Switzerland that, in turn, purchased the share of Intercor; thus, each one got 33.33% of share. Currently, that consortium manages the whole coal activity in the north of Colombia [23]. In terms of legislation, this activity is regulated by the mine code.

Exploration and exploitation activities of oil and gas are developed by ECOPETROL, state-owned company, and private companies by means of two types of contract, Technical Evaluation Agreements and Exploration and Production Agreements that are awarded by the National Agency of Hydrocarbons through direct contracting, open competitive bidding, and close competitive bidding. The legislation regulating the hydrocarbon sector³⁴² is based on the National Constitution, oil code, and the royalty law [24][27].

In relation to environmental regulation, there is not a specific norm for exploration and exploitation activities of oil and gas; nevertheless investors must request an environmental license from the Secretary of Environment, Dwelling, Social Development and Work. This entity established a same procedure for all infrastructure activities requiring an environmental license [28].

Concerning to the reduction of greenhouse gasses, the Colombian government proposed a massive natural gas plan to generate electricity and move the public transport. Currently, there are not known results publicly of this plan.

4. Sustainability indicators from OLADE, CEPAL and GTZ

The OLADE, CEPAL and GTZ's methodology, to calculate sustainability indicators, is a useful tool to show how the energy sector has operated during a specific period. That methodology was published in the document "*Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la política energética*" in 1997 under the project "Energy and sustainable development in Latin America and Caribbean" [29].

³⁴² There is not yet a regulation for coal-based methane therefore this activity is currently excluded from the National Agency of Hydrocarbons' exploration and exploitation contracts.

Table 1 shows all the sustainability indicators for energy sector and criteria to calculate them.

Table 1. Sustainability indicators for energy sector

Indicators	Definition
1 Energy Autarchy	Primary energy import Hydrocarbons import
2 Robustness	Energy exports in relation to GDP Oil exports in relation to national incomes Energy sector debt
3 Energy productivity	National energy consumption/GDP
4 Electricity coverage	Dwelling electrified
5 Coverage of basic energy needs	Useful energy for residential sector Energy expenditure by deciles
6 Related emission to energy	CO ₂ emissions
7 Renewable energy sources	Share of renewable energy sources
8 Depletion of fossil fuels	Hydrocarbons reserves in relation to production

Source: [29]-[30]

Energy autarchy

When energy supplies for long-term are guaranteed by own resources, then there is a high level of energy autarchy. Namely, there is less dependence of energy imports into domestic offer. This indicator is calculated with data from net imports of hydrocarbons and national energy consumption.

Robustness

This indicator measures the economy vulnerability in relation to related foreign changes to energy sector. Thus, this indicator is calculated as a rate between oil exports and GDP.

Energy productivity

Energy productivity is defined as the inverse of energy intensity which in turn is measured as the national energy consumption in relation to GDP. If energy intensity diminishes, energy productivity augments.

Electricity coverage

Electricity coverage corresponds to national electrification.

Coverage of basic energy needs

The calculation of this indicator requires related information to the useful energy consumption. Therefore, it is calculated as final energy consumption of the residential

sector multiplied by transformation efficiency given by the Energy Economic Information System from Latin-American Energy Organization (Table 2).

Table 2. Transformation efficiency to calculate useful energy consumption

Energy source	Transformation efficiency
Electricity	0.80
Natural gas	0.50
LPG	0.47
Kerosene	0.35
Wood	0.10

Source: [30]

Relative purity in the use of energy

This indicator is based on data of the carbon dioxide emissions calculated according to the Intergovernmental Panel on Climate Change's methodology.

Renewable energy sources

It is the share of renewable energy sources in relation to national energy consumption.

Depletion of fossil fuels

This indicator is the quotient between hydrocarbons reserves (proved, probable, and possible ones) and gross annual production.

5. Sustainability indicators for the Colombian case

In order to compare the sustainability indicators, it is proposed a basic standardization that takes values between zero and one. Results are important according to the differences between 1990 and 2008, and not for their absolute worth. Unlike the OLADE, CEPAL and GTZ's study where countries were compared, the authors seek to explain the consequences of the energy policy.

Energy autarchy

Net energy imports in relation to national energy consumption decreased from 5.23% to 1.00% for the period 1990-2008; namely, energy autarchy augmented in Colombia. Table 3 shows such a quotient for each fuel.

Table 3. Net energy imports in relation to national energy consumption

	1990 (%)	2008 (%)
Coal	NW	NW
Coke	NW	NW
LPG	1.2	NW
Gasoline	24.8	NW
Kerosene	0.3	NW
Diesel	NW	5.7

Fuel oil	NW	NW
Dry gas	0	0
Total	5.23	1.00

NW: Exports were bigger than imports, therefore the worth is negative.

Source: [31]-[32]

The standardization criterion states that there is maximum autarchy when there are zero energy imports, so the indicator would equal one. It equaled 0.95 in 1990 and 0.99 in 2008.

Robustness

This indicator is calculated as a rate between oil exports and GDP. Table 4 shows that such a rate is less than 2% for all period. Therefore Colombian economy is robust enough in relation to oil activity. Consequently, this indicator equals one for 1990 and 2008.

Table 4. Robustness indicators

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008
(A) GDP ¹	47844	58418	8170	97160	98443	83785	81122	98143	135854	NA
	.1	.9	3.5	.1	.7	.7	.3	.5	.4	
(B) Oil exports ²	893.7	596.3	384.2	1118.6	1020.2	1833.0	1035.9	924.2	1545.2	NA
(B/A)	0.019	0.010	0.005	0.012	0.010	0.022	0.013	0.009	0.011	-

^{1,2} USD

NA: Not available.

Source: [33]

Energy productivity

Energy productivity is the inverse of energy intensity which equals national energy consumption divided by GDP. In order to normalize this indicator, it establishes arbitrarily that the double of energy productivity in 1990 would be the maximum value, namely, one.

Results show that energy productivity was 67.66 MM\$/TJ in 1990 and 96.73 MM\$/TJ in 2008. So this indicator passed from 0.50 to 0.71.

Electricity coverage

Dwellings electrified increased from 91.5% to 96.4% during 1991-2007. Its normalization is direct; this to say, if there would be 100% dwelling electrification; the indicator would be equal to one.

Coverage of basic energy needs

Table 5 shows the per capita final and useful energy consumption for residential sector in 1990 and 2008. Per capita useful energy increased from 1.83% to 1.91% while the per capita final energy diminished. Namely, transformation efficiency (useful energy/final

energy) increased from 33% to 43% due to the augment of electricity and natural gas, and the reduction in kerosene and wood.

Table 5. Coverage of basic energy needs

	1990		2008	
	Final energy	Useful energy	Final energy	Useful energy
Wood	98.58	9.86	60.32	6.03
GLP	17.76	7.10	24.62	9.85
Kerosene	6.23	2.18	2.41	0.84
Natural gas	4.23	1.48	45.59	15.96
Electricity	45.22	36.17	65.34	52.27
Total	172.03	56.80	198.28	84.95
Population (millions)	31.03	31.03	31.03	31.03
Per capita	5.54	1.83	4.46	1.91

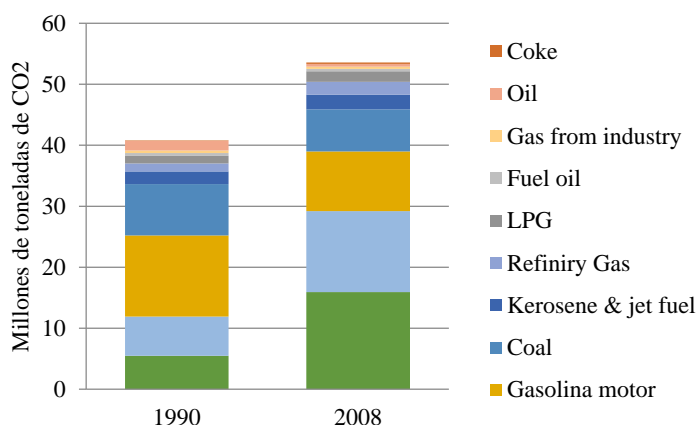
Source: [31]-[32]

Even though there are not 100% efficient machines, the more efficiency the more satisfied basic needs. Therefore, indicator equals one when final energy is equal to useful energy.

Relative purity in the use of energy

Figure 1 shows that CO₂ emissions increased from 40.79 to 53.59 Mton from 1990 to 2008; namely, relative purity in the use of energy diminished during that period, by contrast the per capita emissions decreased from 1.31 to 1.21 tonCO₂ per inhabitant.

Figure 1. Related CO₂ emissions to energy consumption in Colombia



Source: [31], [32] [34]

As arbitrary criterion, it is defined a reduction of 5% CO₂ emissions in relation to 1990. Therefore the indicator diminished from 0.95 to 0.62.

Renewable energy sources

Even though renewable energy sources increased from 280.44PJ to 300.94PJ from 1990 to 2008, their share in relation to the national energy consumption diminished in that period from 38% to 33% (Table 6).

Table 6. Renewable energy sources in relation to energy consumption (PJ)

PJ	1990	2008
Hydropower	117.19	188.40
Geothermal	0.00	0.00
energy		
Wind energy	0.00	0.00
Wood	111.69	74.64
Bagasse	51.56	37.91
Other sources	0.00	0.00
Total	280.44	300.94
% Renewable	38.00	33.00
sources		

Source: [31][32]

This indicator was normalized under the CEPAL's criterion; namely it is equal to one, if a share of 50% of national energy consumption is covered by renewable energy sources.

Depletion of fossil fuels

According to ECOPETROL's inform the relation between reserves and production of oil decreased from 12 to 7 years between 1990 and 2006. This is resulted from growth oil exploitation and lack of significant oil discoveries (Table 7).

Table 7. Depletion of oil

Years	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006
Production	1990.7	3231.9	3138.4	2798.228.8	2477.8	1971.9	1631.7	147.8	150.6
Reserves	160.1	160.5	166.2	8	275.5	250.6	211	193	194
R/P	12.43	20.14	18.88	3	8.99	7.87	7.73	7.66	7.76

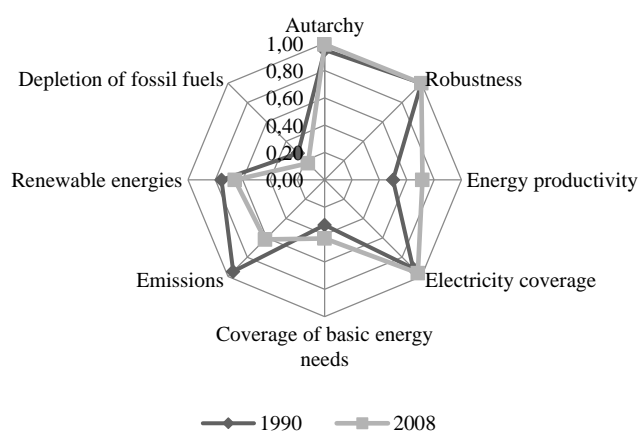
Source: [33]

For standardization it assumes 45 years as an arbitrary value to delimit the maximum top. A longer duration entails greater reserves; therefore, better conditions for the energy system and lower vulnerability.

6. Results

Table 8 shows all indicators as well an average indicator for the Colombia case. Overall energy sustainability diminished from 0.71 to 0.69. This variation is directly proportional to area delimited by the grey line in the figure 2.

Figure 2. Sustainability indicators for the Colombian energy sector in 1990 and 2008



Even although energy productivity grew, the share of renewable energy sources dropped and CO₂ emissions rose; therefore the general indicator decreased.

Table 8. Colombia

Indicators	1990	2008
------------	------	------

Autarchy	0.95	0.99
Robustness	1.00	1.00
Productivity	0.50	0.71
Electricity coverage	0.92	0.96
Coverage of basic energy needs	0.33	0.43
Relative purity	0.95	0.62
Renewable energy sources	0.75	0.66
Depletion fossil fuels	0.28	0.17
Weight-average total	0.71	0.69

Source: [31][32][34]

7. Conclusions

From the point of view of the OLADE, CEPAL and GTZ's methodology, the energy reform carried out in Colombia in 1990s did not transform the sector making it more sustainable.

There are two differences between 1990 and 2008 in relation to autarchy. The first one shows significant net imports of motor gasoline in 1990, these fell because exports rose and imports decreased from 2000 to date. The second difference consists of the increment of net imports of diesel oil from 2005. Although net imports of diesel oil have increased, these have not achieved the levels of motor gasoline in 1990. Therefore, there is a bigger autarchy.

Colombian economy is solid with regard to oil activity because this is not dependent of oil income neither of oil production; therefore this indicator stayed stable.

Energy productivity increased noticeably, this means each unit produced required less amount of energy.

The decrement of renewable energy sources and increment of related CO₂ emissions to energy sector are linked. Greenhouse gases emissions has augmented because there is a bigger consumption of natural gas in the transportation, industrial, commercial and residential sector and of diesel oil in the industrial and agricultural sector.

Depletion of oil in a fact on the world and Colombia is not an exception; therefore this indicator will continue falling unless reserves are discovered.

References

- [1] World Commission on Environment and Development (WCED), 1991. *Our Common Future*, Oxford University Press, Oxford.
- [2] OECD/IEA, 2001. *Toward a sustainable energy future*, OECD/IEA, Paris.
- [3] OECD/IEA, 2002. *Toward solution sustainable development in the energy sector*, OECD/IEA, Paris.

- [4] IAEA, 2001. *Indicators for Sustainable Energy Development*, Division of Public Information, Vienna.
- [5] IAEA, UNDESA, IEA, Eurostat, EEA, 2005. *Energy indicators for sustainable development: guidelines and methodologies*, IAEA, Austria.
- [6] Segnestam, L., 2002. *Indicators of environment and sustainable development – Theories and practical experience*, World Bank, USA.
- [7] APIECA, API, 2005. *Oil and gas industry guidance on voluntary sustainability report using environmental, health & safety, social and economic performance indicators*, APIECA, API, United Kingdom.
- [8] La Rovere, EL., Soares, JB., Oliveira, LB., Lauria, T., 2010. “Sustainable expansion of electricity sector: Sustainability indicators as an instrument to support decision making”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14:422–429.
- [9] Varun, Prakash, R., Bhat, IK., 2009. “Energy, economics and environmental impacts of renewable energy systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13:2716–2721.
- [10] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Comisión Económica para América Latina (CEPAL), Agencia de Cooperación Alemana (GTZ), 1997. *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la política energética*, OLADE, Quito.
- [11] Lopera, S., 2005. “Petróleo y sostenibilidad energética: caso colombiano”, *Aportes - Revista de la Facultad de Economía – Benemérita Universidad Autónoma de Puebla*, Año X, Número 28, Enero –Abril.
- [12] Valencia, J., 2002. “Propuesta para la minería aurífera de Colombia”, en *Indicadores de sustentabilidad para la industria minera extractiva*, CNPq/CYTED, pp.263-281.
- [13] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Comisión Económica para América Latina (CEPAL), Agencia de Cooperación Alemana (GTZ), 2000. *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de políticas energéticas*, OLADE, Quito.
- [14] Comisión Económica para América Latina (CEPAL), Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia de Cooperación Alemana (GTZ), 2003. *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Guía para la formulación de políticas energéticas*, OLADE, Santiago.
- [15] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 1994. *Plan Energético Nacional*, UPME, Colombia.
- [16] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 1997. *Plan Energético Nacional – Autosuficiencia energética*, UPME, Colombia.
- [17] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2003. *Plan Energético Nacional – Estrategia energética integral visión 2003-2020*, UPME, Colombia.
- [18] Departamento Nacional de Planeación, 2006. “*Visión Colombia II Centenario 2019 – Propuesta para discusión*”, Planeta, Colombia.
- [19] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2006. *Plan Energético Nacional – Contexto y estrategias 2006-2025*, UPME, Colombia.

- [20] Cadena, A., 2007. “La política energética colombiana y los ‘retos de coordinación’”, *Revista de Ingeniería* de la Universidad de los Andes, N°25, Mayo, Bogotá, pp. 104-113.
- [21] Ley 142, 1994, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, Colombia.
- [22] Ley 143, 1994, Ley Eléctrica, Colombia.
- [23] Cerrejón:
http://www.cerrejoncoal.com/secciones/CERWEB/HOME/seccion_HTML.html
- [24] Decree 1056, 1953.
http://juriscol.banrep.gov.co:8080/jur/basis/infiuric/normas/normas/ddw?w%3dllave_normas%3d%27decreto+1056+1953+ministerio+de+minas+y+petroleos%27%26m%3d1%26k%3ddecreto+1056+1953+ministerio+de+minas+y+petroleos%26r%3dy%26u%3d1
- [25] Decree 1760/2003.
http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/decreto/2003/decreto_1760_2003.html
- [26] Decree 3274/2009.
http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas_hidrocarburos.jsp?parametro=1999&site=17
- [27] Law 756/2002.
http://www.anticorruccion.gov.co/servicio/documentos/ml_ley_756.pdf
- [28] Decree 1220/2005.
http://www.cntv.org.co/cntv_bop/basedoc/decreto/2005/decreto_1220_2005.html
<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=16316>
- [29] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Comisión Económica para América Latina (CEPAL), Agencia de Cooperación Alemana (GTZ), 1997. *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: Enfoques para la política energética*, OLADE, Quito.
- [30] Salgado, R., Altomonte, H., 2001. *Indicadores de sustentabilidad 1990-1999*, División de recursos naturales e infraestructura – proyecto OLADE/CEPAL/GTZ “Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe” – CEPAL, Santiago de Chile.
- [31] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2007. *Balances Energéticos 1975-2006*, Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia, Bogotá.
- [32] Sistema de información minero energético colombiano (SIMEC):
<http://www.simec.gov.co/>
- [33] Departamento de Presupuesto - Dirección General de Planeación y Riesgos – ECOPETROL web site
<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/estadisticas2005/contenido.htm>
- [34] IPCC, 2006. *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>.

SESIÓN 12

DOES WEATHER MATTER ON EFFICIENCY? AN EMPIRICAL ANALYSIS OF THE ELECTRICITY DISTRIBUTION UTILITIES IN SOUTH AMERICA

Karim L. Anaya

Judge Business School, University of Cambridge³⁴³

Abstract

This paper analyses the influence of weather variables in the performance and efficiency of utility networks in Argentina, Brazil, Chile and Peru. The data covers 82 electricity distribution utilities in the mentioned countries which represent more than 90 per cent of the distribution market of energy delivered, for the period 1998-2008. The stochastic frontier analysis (SFA), based on Batesse and Coelli (1992), is applied with a translog input distance function approach. A combination of cost and cost-quality models is proposed for better discussions. Weather data are collected from around 429 meteorological stations and lightning data (flash rate) is collected from 3423 coordinates provided by NASA. A geographic information system (GIS) is used for locating the firms' service areas and for allocating their respective meteorological stations and coordinates. Results suggest that in average under cost models there is a significant increase on efficiency when weather is incorporated in the production function. We observe that firms from Brazil and Peru are those which operate in less favourable weather conditions. Under the cost-quality models the effect in average is much lower. From this appears to be that firms have internalised the effect of weather and have adapted their networks considering the environment in which they operate.

Introduction

³⁴³ Trumpington Street, Cambridge CB2 1AG. Phone: +44 1527 550585. Email: ka272@cam.ac.uk.

During the last years regulators have increased and diversify the use of benchmarking techniques for assessing the performance and efficiency of utility firms. A recent survey from Brophy Harney and Pollitt (2009) indicates that around 80 per cent of regulators use or are considering using data envelopment analysis (DEA), ordinary least square (OLS), stochastic frontier analysis (SFA) or process/activity methods for the benchmarking analysis. Electricity firm performance and efficiency have always been affected by weather conditions. However, the weather effect might vary depending on environmental reality and the network design. A number of price reforms and company's incentives have been implemented in different countries as a result of a better understanding of the impact of the external variables in the performance and efficiency of the electricity firms.

The number of empirical studies that evaluate firms' efficiency have risen during the last years, from these the less common are those that include environmental variables. Firms' efficiency has been measuring using two methods (1) parametric with stochastic and deterministic models, and (2) nonparametric such as data envelopment analysis. Some examples of the first group are Greene (1990), Atkinson and Primont (2002), Estache et al. (2004), Farsi et al (2006), Kumbhakar and Wang (2006), Rossi (2007), Jamasb et al. (2010a,2010b), Growitsch et al. (2010), Tovar et al. (2011). The second group are represented by Resende (2002), Sahuena et al. (2004), Giannakis et al. (2005), Von Hirschhausen et al. (2006), Margaretic and Romero (2007), Yu et. al (2008), Perez-Reyes and Tovar

(2009), Nillesen and Pollitt (2010). Other studies make use of both approaches, among them are Pollitt (1995), Mota (2004), Hattori et al. (2005), Von Hirschhausen et al. (2006). Production and costs functions have been analysed, with preference on Cobb-Douglas and translog functional forms. The number of studies that made use of distance functions has also increased due to the flexibility for managing multiple outputs and inputs. The treatment of environmental variables has been also discussed on different studies. On one side, some of them assume that the environment can affect the shape of the production function. On the other side, some studies support the idea that environmental variables act as explanatory variables of inefficiency only. Under the last approach we have two scenarios. The first one is called second-stage in which the first step consists on estimating the conventional frontier model but omitting the environmental variables. In the second step the predicted technical efficiencies are regressed on a set of explanatory variables (environmental variables). In the second approach, the environmental component affect directly the stochastic term of the production frontier. A brief summary of those studies that involve weather is given in the next section.

In this paper we estimate technical efficiency in 82 electricity distribution firms that operate in South America. The countries that are part of this study are Argentina, Brazil, Chile and Peru. The impact of weather is evaluated across different models. The stochastic frontier analysis is used as method. A translog input distance function has been selected due to the

reasons given previously. We have incorporated weather into the non-stochastic component of the production function. The results of this study will help to understand the importance of taking into account exogenous factors such as weather due to its impact on firms' efficiency. From our understanding this is one of the first studies that analyses the impact of weather on firms' efficiency at regional level. The second section provides a brief explanation of the relation between weather factors and firms' efficiency, some specific examples are given. This also shows results from the most recent studies that evaluate as well the influence of weather on firms' efficiency in terms of cost and quality. The third section explains the methods. The fourth section provides a description of the data collection and the selection of models. The fifth section discusses the results and the last one states the conclusions.

Weather and efficiency

It is important that regulators are aware of weather conditions that characterise the operating service area in order to evaluate the cost effect that the firm could face due to unfavourable weather conditions. In that context, it is of interest of firms to collect and analyse weather variables and adapt their network to the particular characteristics of the service area, in order to reduce the risk of failures in the system.

The overhead lines, underground cables, transformer and switching stations are the key components in the transmission and distribution network that are more susceptible to weather conditions. Among them, the overhead lines are the ones that face the stronger external factors such as weather. The main weather variables that affect the normal functioning of the overhead lines are lightning (flashes), wind, extreme temperatures, snow, ice and humidity. The high energy resulting from lightening strikes can burn the protective line isolators which subsequently may damage the transformers and switching devices. Winds can also damage the transmission lines. The wind speed combined with the line height and air density determines the dynamic pressure over the lines. Due to the low temperature the equipments functionality can be reduced through cold and frost. The ice and snow load on the lines can cause higher traction, rope swinging and greater wind contact surface.. So that lines can twist or break, dynamic pressure increases due to the greater contact surface and the rope swing over time can cause a mechanical malfunctioning of the grid. Finally, humidity can produce corrosion on the metal components and damage the pylon, Rothstein and Halbig (2010).

For instance, in late 2009, a major blackout affected most states of Brazil due to a failure of a key transmission line affecting around 60 million customers. 18 states (out of 26) were left without power. The failure was caused by a major thunder storm with heavy rain and strong

winds that short circuit a key high-voltage transmission line shutting down the largest hydroelectric facility Itaipu Dam³⁴⁴. However the worst of the Brazilian blackouts was in 1999 when a lightning struck a power substation in Sao Paulo generating a chain reaction, as a result around 97 million of Brazilians were into darkness³⁴⁵. The UK electricity supply interruption in 1998 was preceded by mean wind speed of nearly 60mph and gusts of over 100mph in some areas, Yu et al (1998).

There are as well a number of empirical studies that try to explain the effect of the environmental variables in the efficiency and performance of network utilities. Yu et al. (2008), in their study of the UK electricity distribution market, found that weather affects economic efficiency under specific models which include distribution losses and customer minutes lost, among others. They also found that weather influences technical efficiency when network length is dropped from the models. DEA was used for estimations and similar to the previous case, weather variables were aggregated in two groups for reducing the final number: main temperature variables and other weather variables. Growitsch et al. (2010), who investigated the effect of environmental factors in the Norwegian electricity distribution market, found that the incorporation of geographic and weather variables increased the average efficiency in more than ten percentage points. The methodology used is SFA and a set of composite factors were computed for simplifying the number of environmental variables. Nillsen and Pollitt (2010) found in their study of the US electricity distribution market that after making some corrections by comparing firms under sample average environmental conditions, environmental factors have a negative impact on efficiency. Environmental factors include among others, weather variables such as heating degree days (HDD) and snowfalls. DEA and tobit regression were used for estimations. Jamasb et al. (2010) showed that minimum air temperature, number of days when minimum concrete temperatures below zero degrees, number of days with heavy hail, and number of days with heard thunder; are among the weather factors that affect the cost function. Lineal and quadratic functional forms were used for this purpose. They evaluated also the convenience of grouping (“composite variables”) the whole sample of weather variables available. They suggested the use of variable selection method instead of the former approach.

Methods

Stochastic Frontier Analysis (SFA), a parametric approach, is used for evaluating efficiency. This technique was initially proposed by Meeusen and van den Broeck (1977) and Aigner et al. (1977). In contrast with the deterministic approach, this method allows to split the error term into a stochastic component (“two side” noise component) and the non negative inefficiency term. Following Coelli et al. (2005), a Cobb-Douglas stochastic production function can be written as:

³⁴⁴ Source: CNN. <http://edition.cnn.com/2009/WORLD/americas/11/11/brazil.blackout/index.html>, retrieved 01/03/2011

³⁴⁵ Source: http://www.msnbc.msn.com/id/33844757/ns/world_news-americas/, retrieved 01/03/2011

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \beta_2 x_{i2} + \dots + \beta_K x_{iK} + v_i \quad (1)$$

Where y_i is the logarithm of output of i -th firm, x_i is a $K \times 1$ vector of inputs expressed in logarithm, β is a vector of parameters to be computed, v_i represents the stochastic component and is assumed to be independent and identically distributed (*i.i.d.*), $N(0, \sigma_v^2)$ and independent of u_i , which can have half normal, truncated normal or exponential *i.i.d.* distributions. The technical efficiency of i -th firm can be defined as:

$$TE_i = \exp(-u_i) \quad (2)$$

For this study an input distance function was selected because it can accommodate multiple inputs and outputs and is more appropriate when companies have more control on inputs than on outputs. Input distance functions are very useful for predicting technical efficiency and also for constructing input quantity indexes (Tornqvist, Malmquist) and productivity indexes (Caves, Christensen, Diewert), Färe et al. (1994). This function is defined as follows:

$$D_i(x, y) = \max \{ \lambda : x \in \lambda Y \} \quad (3)$$

The input distance function gives the amount by which inputs represented by x , can be radially contracted by the scalar λ without varying the output vector given by Y . This function can take values that are equal or higher than one. A value of one means that the input vector is located on the inner boundary of the input set. Thus, technical efficiency is given by the reciprocal of the input distance function:

$$TE_i = 1/D_i(x, y) \quad (4)$$

The next step is to choose the functional form of the input distance function. The translog approach was selected due to its flexibility and the application of the homogeneity constraints and symmetry assumptions. Among other empirical studies related to the energy market that also made use of this functional form are Atkinson and Primont (2002), Coelli et al. (2003), Estache et al. (2004), Mota (2004), Kumbhakar and Wang (2006), Von Hirschhausen et al. (2006), Rossi (2007), Growitsch et al. (2010), Jamasb et al. (2010), Tovar et al. (2011). A panel data specification is opted due to the availability of time series data. This relaxes the strong distributional assumptions made when cross sectional data is used, Kumbhakar and Knox Lovell (2000). This also has some disadvantages when calculating efficiency due to the common trend that is applied to all the producers. The following equation represents a general translog input distance function with K inputs and M outputs, under

panel data approach:

$$D_i^* = \alpha_0 + \sum_{k=1}^K \alpha_k x_{ik} + \sum_{m=1}^M \alpha_{m+K} y_{im} + \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \alpha_{kl} x_{ik} x_{il} + \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \alpha_{mn} y_{im} y_{in} + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \alpha_{km} x_{ik} y_{im} + \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \sum_{m=1}^M \alpha_{klm} x_{ik} x_{il} y_{im} + \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \sum_{p=1}^M \alpha_{mnp} y_{im} y_{in} y_{ip} + \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \alpha_{klmn} x_{ik} x_{il} y_{im} y_{in} + \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \sum_{p=1}^M \alpha_{klmnp} x_{ik} x_{il} y_{im} y_{in} y_{ip} + \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \sum_{p=1}^M \sum_{q=1}^M \alpha_{klmnpq} x_{ik} x_{il} y_{im} y_{in} y_{ip} y_{iq} + \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \sum_{p=1}^M \sum_{q=1}^M \sum_{r=1}^M \alpha_{klmnpqr} x_{ik} x_{il} y_{im} y_{in} y_{ip} y_{iq} y_{ir} + \dots$$

4 0
3/ 5/+, , 63. 3/ ./
0 31& .1&
8+, , ;. /8 (5)
.1&

Where x_{kit} is one of the k -th input of firm i ; y_{mit} is one of the m -th output of firm i ; $\alpha, \gamma, \beta, \delta, \gamma$ and δ are the parameters to be estimated; t is the time trend. The imposition of homogeneity constraints and symmetry assumptions allows to rearranging equation (5). Thus, the restrictions required for homogeneity of degree one in inputs are:

$$\sum_{k=1}^K \alpha_k = 1; \sum_{m=1}^M \beta_m = 0; \sum_{j=1}^J \delta_j = 0, \quad B = 1, \dots, C \quad (6)$$

Regarding symmetry for the second order coefficients:

$$\alpha_{2k} = \alpha_{k2}, \quad E = 1, \dots, F; \quad \delta_{3j} = \delta_{j3}, \quad B = 1, \dots, C \quad (7)$$

Then, the function is normalised based on one input and include the environmental component:

$$\begin{aligned}
 & 0 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \\
 & -x_{Ht}^* = \alpha_0 + \sum_{k=1}^{K-1} \alpha_k x_{kit} + \sum_{m=1}^M \beta_m y_{mit} + \sum_{j=1}^J \delta_j Z_{jit} + \gamma_0 t + \gamma_1 t^2 + \gamma_2 t^3 + \gamma_3 t^4 + \gamma_4 t^5 + \gamma_5 t^6 + \gamma_6 t^7 + \gamma_7 t^8 + \gamma_8 t^9 \\
 & 31 & \\
 & ++ 4431, \% & .1, 03 & \& 63. *3/ + \underline{12} *3, / 431 \% \& / \& 4, 51 \% \& + \& , JK1 \& 35L \quad K M * K / 3 / + 7 * / 58 / + \\
 & \underline{12} 7 // 89 \\
 & \& \\
 & 4 \% \& 0 \\
 & + , :3 \quad *3/ 8 + , ; . \quad / 8 + / - / , \quad * = \\
 & 31 \& .1 \& \\
 & = x_{Ht}^* \underline{3} / \quad (8)
 \end{aligned}$$

Where, D_{it} represents the error term ($v_{it} - u_{it}$), Z_{jit} is one of the j -th environmental variables of firm i . Equation (8) is very similar to equation (1), thus assumptions related to the stochastic and inefficiency components remain the same.

Panel data models provide two specific structures on efficiency effects: (1) time invariant inefficiency models and (2) time varying inefficiency models. We will concentrate on the second effect due to the fact that we want to compute the trend of efficiency over time. Under the first effect it remains the same. Following Batoesse and Coelli (1992), the trend of inefficiency term over time can be represented as:

$$\eta = \exp(-\eta(T - t)) \quad (9)$$

where η (eta) is the unknown parameter to be estimated, T is the last time period of i -th firm, is associated with technical inefficiency, is independent and identically distributed and has a truncated normal distribution, $N^+(u, \sigma_u^2)$. The eta parameter allocates a common technical efficiency trend among producers. When eta is higher than 0 technical efficiency improves over time, when eta is lower than 0 technical efficiency decreases over time and when eta is equal to 0 technical efficiency does not vary over time. Environmental variables are represented by weather variables and they have not been expressed in logs due to the existence of negatives and zero values. See section 5.4 for details of weather variables.

4. Data Collection and Models

The data consists of an unbalanced panel for 82 electricity distribution utilities for the period 1998-2008³⁴⁶, 60 of them are private-owned companies. These utilities operate in Argentina (18), Brazil (39), Chile (11) and Peru (14) and account for more than 90 per cent of the total distribution market in terms of energy delivered. Annex 1 shows the list of companies and the periods that are included for each one. Among the data that was collected are (1) cost data (operating costs, capital costs), (2) physical data (number of customers, energy delivered, length of network, number of workers, service area), (3) quality variables (losses, average duration to interruptions per customer, average number of interruptions per customer) and (4) weather variables (maximum absolute temperature, minimum absolute temperature, total rain, flash rate, number of days in a year with: gales, storm, hails and frost days). A significant amount of this data was collected during the fieldwork. Table 1 shows the 2008 descriptive statistics for the 82 companies across countries. This study is concentrated on the distribution and retail business, thus generation and transmission costs have been excluded.

5.1 Cost data

³⁴⁶ In South America annual period refer to that from January to December.

Operating costs, opex, include in general labour costs, materials and third party services. However due to the difference that exists in presenting operating costs across countries, some adjustments were made. The way of presenting financial figures was not homogenous across companies. Thus, national and regulatory accounting was analysed for grouping cost figures based on the three categories, ANEEL (2007), SEC (2006), MINEM (1994a)³⁴⁷. A concordance table was built for this purpose. In general across countries, opex are composed of (1) distribution cost, (2) retail cost and (3) administrative and general expenses³⁴⁸. Some companies also display generation and transmission costs; which were excluded in the most of cases. The administrative and general expenses associated with generation and transmission business were also excluded. The cost breakdown related to transmission was not always available. In this scenario, opex aggregates distribution and transmission costs. The exclusion (when disaggregation was available) or inclusion (when disaggregation was not available) of transmission lines is also in line with this. Transmission lines usually are associated with high voltage lines. Regarding capital cost, capex, these are represented by total asset additions, including work in progress. Unlike opex figures, cost breakdown of capex by type of activity (distribution, transmission, generation) was not available for all companies, thus some adjustments were made as well⁷. All figures were adjusted at 2008 prices based on the consumer price index (CPI) and the purchasing power parity (PPP) conversion factor³⁴⁹. The main sources of information are companies' annual reports. They were obtained from companies' web sites. An important number of reports were collected during the fieldwork from energy regulators³⁵⁰, association of electricity distribution companies³⁵¹, utilities and from the National Security and Insurances Agencies³⁵². Information of CPI was provided by INDEC, IBGE, INE and INEI³⁵³. PPP conversion factor was obtained from the World Bank International Comparison Program Database.

³⁴⁷ In the case of Argentina, From the 18 companies, 3 of them are regulated by ENRE (EDENOR, EDESUR, EDELAP), 3 more by OCEBA (EDEN, EDES, EDEA) and 10 are regulated by regional regulators. The other two are stated-owned companies, managed by local governments from Santa Fe and Cordoba Provinces. Each regulator provides the Regulatory Accounting Guide to the regulated companies. The guides are very similar among regulators. We have used as reference those from ENRE (Resolución ENRE 464/2002: Plan y Manual de Cuentas Único para las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica) and from OCEBA (Resolución OCEBA 0148/2009 : Plan y Manual de Cuentas Único).

³⁴⁸ The administrative and general expenses are those costs that are shared among all firms' business when a firm is vertically integrated. ⁷ For this purpose the ratio obtained by dividing generation costs and transmission costs over total costs (net of administrative and general expenses, purchase of energy, fuel and lubricants) was used for estimations.

³⁴⁹ GDP (LCU per international \$)

³⁵⁰ Such as ENRE and the regional energy regulators from Argentina.

³⁵¹ ADEERA from Argentina, ABRADDEE from Brazil.

³⁵² National Security Commission (CNV) from Argentina, Securities and Exchange Commission (CVM) from Brazil, Securities and Insurance Supervisor (SVS) from Chile and National Supervisory Commission for Companies and Securities (CONASEV).

³⁵³ National Institute of Statistics and Censuses for Argentina (INDEC), Brazilian Institute of Geography and Statistics (IBGE), National Statistics Institute for Chile (INE), National Institute of Statistics and Information (INEI) for Peru.

Table 1: 2008 Descriptive Statistics – Distribution Electricity Utilities

Variables (2008)	Units	Argentina		Brazil		Chile	Peru	Total	Min.	Max.	Mean	Min.	Max.	Mean	Min.	Max.	
		Mean	Min.	Max.	Mean												Min.
Cost variables																	
OPEX																	
CAPEX	US\$	15.3	375.8	14.9	1010.0												
Physical variables	(million)		115.7		191.0												
Customers (residential)	US\$	9.45	228.34	4.7	583.8												
	(million)		55.68		168.8												
	million	0.09	2.24	0.49	0.08	5.48	1.40										
Customers (total)	million	0.10	2.53	0.66	0.10	6.69	1.64	0.06	1.53	0.03	1.03	0.03	6.69	1.1			
									0.44		0.33						
Energy delivered (residential)	GWh	252	7738	160	14427												
			1353		2468												
Energy delivered (free market) ^{1/}	GWh	40	3700	691	0	19459		12	2687	536	0	929.05	0	19459			
						2185								118			
Energy delivered (cooperatives)	GWh	0	1728	236										0	1728	236	
Energy delivered (total)	GWh	672	18616	4891	492	41898	9126	218	12535	2545	82	5334	1159	0.9	82	41898	5982
Lenght of network	Km (000')	6.0	51.8	17.7	2.9	453.4	75.3	1.0	26.9	11.2	21.5	10.6		453.4	43.8	26	
N° of workers	number	85	3130	891	153	8031		57	790	322	26	666		8031	1132		
Service Area	Km ² (000')	3.3	203.0	86.9		1798		2.1	87.4			270		1.8	1570.8	72.7	
Quality variables	GWh	57	2247	718	1.8	1570.8			44.7		2.4	140.9	9	6686	897		
Total losses	percentage	7.8%	23.8%			248.0		20	786	229		45.0		4.5%	37.2%		
Total losses			12.3%												13.3%		

					44	6686		5.9%	14.7%	9	510			
						1437			9.6%		124			
					4.5%	37.2%				8.1%	14.1%			
						15.6%				11.1%				
Technical losses	percentage				3.6%	23.7%							3.6%	23.7%
Non-technical losses	percentage					8.7%								8.7%
					0.2%	25.7%							0.2%	25.7%
						5.4%								5.4%
Average Frequency of interruptions/customer										5.8	36.5			
Average Duration of interruptions /customer	times/year	5.5	12.5	8.8	5.2	51.6	14.7			13.4	148.0		5.2	51.6
	hours/year	8.7	21.5	14.9	5.9	77.2	19.9				42.2		5.9	148.0
														24.3
Others		Total			Total			Total		Total		Total		
Private companies	number	16			29			11		4	10		60	22
Public companies	number	2	18		10	39		0	11	14			82	
Total companies	number													
Average companies/period (1998-2008)	number	17.1			34.5			9.9		13.6			75.1	

^{1/} In the case of Chile it refers to 2007 figures.

Sources: Companies' annual reports, National and Regional Energy Regulators, Energy Ministries, Associations of Electricity Distribution Utilities

4.2 Physical data

In terms of physical data, number of customers is basically composed of residential, industrial, rural, businesses and government customers. The classification varies among countries. Energy delivered refers to total sale of energy in the regulated and free market (free customers). In the case of Argentina, includes also energy delivered to Cooperatives. Free customers are those who depending on their size demand are able to select their supplier and pay a toll to the electricity distribution firm for the use of its network. For doing suitable comparisons regarding the energy delivered, an energy balance approach was built for each firm. This allowed identifying in the most of cases the input energy, the output energy per type of customers (regulated, free, cooperatives, utilities) and losses (total losses). Length of network is focused on the distribution business however this concept varies across countries. Based on an individual analysis among countries, we conclude that distribution networks in general are those with voltages levels up to 34.5 kV and that are associated with low and medium voltages³⁵⁴. In the most of cases, high voltage refers to the transmission business and has been excluded when possible³⁵⁵. Adjustments in opex and capex, that means the exclusion of transmission costs, were also made in order to be in line with this approach. Number of workers refer to number of own employees. Service area represents the area in which companies operate. Physical data was collected mainly from companies' annual reports. Some regulators such as ANEEL and

OSINERGMIN provided specific information such as length of network, which was very useful for completing the dataset. ANEEL also provided information that helped to build the energy-balance for each firm, such as a breakdown of energy delivered which include the free market. ADEERA, was also an important source of information regarding network length. Regarding service area, some specific reports and database were used in order to locate the service area geographically for each firm using a geographic information system (GIS). Further details are given in section 5.4.

4.3 Quality data

Total power losses³⁵⁶, average duration of interruptions per customer (adic) and average number of interruptions per customer (anic)³⁵⁷, were obtained in many cases from companies' annual reports. Total losses are composed of technical and non-technical

³⁵⁴ This classification cannot be applied to the 100 per cent of companies but at least for the most part of these. Voltage level decomposition was not available for the all sample. Data from system operators was also analysed in order to completed information regarding length of network associated with the transmission activity.

³⁵⁵ For instance, transmission lines represent around 4.5 per cent and 2.5 per cent of the total length, regarding electricity distribution firms from Argentina and Chile respectively. 2008 Figures.

³⁵⁶ The management of power losses is associated with the quality of network operation. Thus, we find proper to associated losses with this category of data.

³⁵⁷ @AQ = $\frac{R/S5\ TUV/R.WX\ 2/WXXUY/R2\ ZUXS/R2}{/R/S5\ 2U.[WX\ R\ TUV/R.WXV\ VWX]WZ}$ and @Q = $\frac{R/S5\ 2U.[WX\ R\ TUV/R.WX\ 2/WXXUY/R2V}{/R/S5\ 2U.[WX\ R\ TUV/R.WXV\ VWX]WZ}$

losses³⁵⁸. In the case of Argentina and Peru, quality variables regarding duration and frequency of interruptions were provided directly from regulators³⁵⁹. They provided the information in the format required. Interruptions involve those that are equal to 3 minutes or higher, planned and unplanned, internal and external; and exclude major interruptions events. It is worth noting that only in the case of Peru, major interruptions were not possible to exclude. OSINERGMIN provided two kinds of indicators. The first ones, which were obtained from individual indicators N and D³⁶⁰; refer in general to those interruptions produced in urban areas³⁶¹. These involve the 3 level of voltages and include interruptions produced by fortuitous events. This data is available since 2002 onwards. The second ones, SAIDI and SAIFI²¹, refer to those interruptions produced in urban and non-urban areas. These only involve interruptions reported in medium and high voltage levels and a disaggregation of interruptions due to fortuitous event is available. However, these indicators have been calculated since 2005 onwards. In this study due to the fact that the first kind of indicators include the low voltage level, in which the most part of customers is concentrated, and due to the availability of data which adds three more periods to the models, the selection of the first kind of indicators is convenient.

4.3 Weather data

The availability of weather data vary across countries. Argentina is the one that provided the most complete panel. Weather data was collected from Meteorological Offices³⁶² and from NASA³⁶³. The first ones provided information of weather data that was recorded in 457 stations from which 429 are placed inside the service area of the companies that are part of this study. A geographic information system was used for this purpose³⁶⁴. Maximum absolute temperature, minimum absolute temperature, total rain, number of days in a year with: gales, storm, hails and frost days, are among these data³⁶⁵. Regarding the second one, the data refers to flash density (number of flashes/km²/year). The data set that NASA used was that from LIS (High Resolution Full Climatology - HRFC), tropical coverage for the period 1998-2008 with resolution of 0.5 degrees. Similar to the procedure followed previously, a geographic information system was used for plotting the flash rate coordinates. Around

³⁵⁸ The decomposition of losses in technical and non-technical losses across countries was not possible to make. The decomposition was only available for Brazilian utilities.

³⁵⁹ In the case of Chile, quality variables in the format that was required for this study was not possible to obtain. Based on the regulatory framework, Chilean companies report global indicators such as the mean frequency of interruption and time of interruption per installed capacity (kVA), FMIK and TTIK respectively.

³⁶⁰ Indicators defined in the Technical Standard for Quality Electric Services (NTCSE), MINEM(1994b).

³⁶¹ Around 80 per cent of the total number of customers is concentrated in these areas. OSINERGMIN(2003). ²¹ Indicators are defined in OSINERGMIN (2004).

³⁶² National Meteorological Service (SMN) of Argentina, National Institute of Meteorology (INMET) of Brazil, Meteorological Direction (DMC) of Chile and The National Service of Meteorology and Hydrology (SENAMHI) of Peru.

³⁶³ We are very grateful to Meteorological Offices and to NASA due to the provision of data. This was prepared in the format that was required and provided only for research purpose.

³⁶⁴ Meteorological Offices provided coordinates (latitude, longitude) for each met station. ArcGis is the application that was used.

³⁶⁵ Monthly based-data. For modelling, data was converted in annual-based. Among other data provided was humidity, mean temperatures, mean maximum and mean minimum temperatures.

3423 coordinates (grided data) with information of flash rate were identified inside the service area regarding the whole sample of companies³⁶⁶. As we can see the location of the companies' service area in a geo-referenced system is required for matching the meteorological stations and flash rate coordinates that correspond to each firm. The first step was to get the digital maps for the four countries. Depending on the country's administrative and political boundaries maps can be obtained at department, municipal, district, commune among other levels. Usually these boundaries are related to the service or concession area that is allocated to a specific utility. In the case of Argentina, the digital map at departmental level was provided by INTA³⁶⁷. Regarding Brazil, the map was downloaded from the geo-referenced information system of electric sector (SIGEL) from ANEEL. This map contains information of companies' service area at municipal level. The Chilean National System of Coordination of Territorial Information (SNIT) from the Ministry of National Property provided the digital map at commune level³⁶⁸. In Peru, the digital map was found at GeoNetwork³⁶⁹ data web site from Food and Agricultural Organization (FAO)³⁷⁰. The second step was to get the companies' service area dataset³⁷¹. The information at departmental level was found at the annual reports from the Secretary of Energy from Argentina³². In the case of Brazil the digital map includes this dataset. Regarding Chile and Peru, the dataset was provided by the Superintendence of Electricity and Fuel (SEC) at communal level and OSINERGMIN at district level respectively. With the digital maps and firms' service area dataset was possible to geo-reference the firms' service areas and allocated the meteorological stations and flash rate coordinates for each one. Table 2 summarises the weather data per country and type of variable. In order to include the variables that are common to all countries and to keep the maximum number of observations, only four variables have been considered in the models. Minimum and maximum absolute temperatures, total rain and flash rate are among these variables³⁷².

³⁶⁶ Based on the coverage (~35°N/S) the total number of coordinates provided by NASA is 100,800 (720*360). Due to this boundary (tropical coverage) for some companies (whose service area are situated higher than 35 S), flash rate variable was not possible to get (5 in total). Gauss was the software used for arranging the data in the format required for ArcGis.

³⁶⁷ National Agricultural Research Centre from Argentina.

³⁶⁸ The data was provided in UTM coordinates. This was converted in geographical coordinates in order to have a common standard.

³⁶⁹ GeoNetwork is an open source from FAO that brings access to interactive maps, satellite imagery and spatial databases.

³⁷⁰ We have around: 535 departments in Argentina, 5562 municipios in Brazil, 342 communes in Chile and 1833 districts in Peru.

³⁷¹ It refers usually to the number of customers or energy delivered that the firm serves in each department, municipio, commune or district. ³² Secretaría de Energía (2008).

³⁷² In the most of cases the number of meteorological stations and flash rate coordinates associated to a firm's service area was higher than 1. Thus, averages were taken. The maximum ratio of station per firm' service area is 51 (CEMIG, a Brazilian company). In average we have the following ratios: 3.3 for Argentina, 7.5 Brazil, 1.5 Chile and 5.3 Peru respectively.

Table 2: 2008 Descriptive Statistics – Weather Variables

Variable (2008) ^{1/}		Units	Argentina			Brazil			Chile			Peru					
Min.	Max.	Mean	Min.	Max.	Mean	Min.	Max.	Mean	Min.	Max.	Mean	Min.	Max.	Mean			
Temperature																	
	Max. Absolute			degrees Celsius		37.0	42.8	40.2	34.0	42.1	38.5	27.5	37.3	33.5	22.0	39.2	33.6
	<u>Min. Absolute</u>			<u>degrees Celsius</u>		<u>-18.8</u>	<u>-1.8</u>	<u>-6.2</u>	<u>-5.4</u>	<u>21.2</u>	<u>7.2</u>	<u>-6.6</u>	<u>9.9</u>	<u>-0.7</u>	<u>-13.5</u>	<u>16.8</u>	<u>2.3</u>
Rain																	
	<u>Total rain</u>			<u>mm</u>		<u>208.5</u>	<u>1060.6</u>	<u>657.4</u>	<u>822.1</u>	<u>2782.8</u>		<u>0.0</u>	<u>1538.2</u>	<u>486.2</u>	<u>5.6</u>	<u>2139.4</u>	<u>542.1</u>
										<u>1560.0</u>							

the maximum value refers to EDESA .

Wind													
Gales ^{2/}	N° days/year	0.0	36.0	14.5							0.0	1.5	0.2
Max. Speed	Km/h year				5.6	17.0	9.9						
Flashes													
<u>N° flashes per km</u>	<u>flashes/km²/year</u>	<u>2.0</u>	<u>7.0</u>	<u>4.2</u>	<u>0.6</u>	<u>8.2</u>	<u>4.2</u>	<u>0.0</u>	<u>0.7</u>	<u>0.2</u>	<u>0.0</u>	<u>4.8</u>	<u>1.4</u>
Others													
Storms	N° days/year	18.0	81.0	38.0									
Hails	N° days/year	0.0	2.5	1.0									
<u>Frost days</u> ^{3/}	<u>N° days/year</u>	<u>4.0</u>	<u>64.3</u>	<u>21.0</u>				<u>0.0</u>	<u>64.0</u>	<u>17.2</u>	<u>0.0</u>	<u>145.0</u>	<u>20.1</u>
Met Stations / NASA													
Coordinates			Total		Total		Total		Total		Total		
Total Met Stations	number		46		293		16		74				
<u>Total NASA Coordinates</u>	<u>number</u>		<u>408</u>		<u>2704</u>		<u>108</u>		<u>203</u>				

^{1/} All figures refer to the minimum, maximum of mean value inside a specific company' service area. For instance, in the case of Argentina, the minimum value of rain refers to ESJ and

^{2/} Gales are defined as those winds with speed equal to 63km/h or higher. In the case of Peru, figures refer to 2007 period. Data was provided only for the period 1998-2007.

^{3/} Frost days are those days in which the minimum air temperature falls below 0 C°. This variable is also known as "helada"

Source: SMN, INMET, DMC, SENAMHI, NASA

4.5 Models

4.5.1 Without weather variables

A combination of eight models has been selected for this study. The selection of inputs and outputs is based on previous studies³⁷³ and also on the common data that was possible to collect across countries. The number of variables varies across models; the maximum number is six, from which 3 are inputs and 3 are outputs, see Table 3. There are two categories of models: (1) cost models and (2) costquality models. We note that Model 1, Model 2, Model 5 and Model 6 are those in which costs are only represented by opex. In the rest of models, costs refer to total costs (capex is included). Model 6 and Model 8 are those in which quality variables are fully included. Customer hour lost (CHL), is calculated by the product of average duration of interruption per customer and total number of customers. The following table summarises this.

Table 3: Models

Variable		Cost Models		Cost-quality Models			
M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
OPEX (x1)		I		I	I	I	I
CAPEX (x2)					I	I	I
CUST (y1)	O	O	O	O	O	O	O
ENG (y2)	O	O	O	O	O	O	O
LEN (y3)	O		O		O	O	O
LOSS (x3)						I	I
CHL (x4)						I	I

I: input, O: output, OPEX: operating costs, CAPEX: capital costs, CUST: N^o of customers
 ENG: energy delivered, LEN: Length of network, CHL: Customer hour lost

4.5.2 Including weather variables

³⁷³ Number of customers and energy delivered are the most common output variables. Regarding length of network, the consensus of its inclusion as output or input, is much lower. Some studies support the first approach (Yu et al. (2009); Jamasb et al. (2010a); Mota (2004); Margaretic and Romero (2007); Giannakis et al. (2005)) and others the second one (Tovar et al. (2011); Perez-Reyes and Tovar (2009); Rossi (2007); Sahuenza et al. (2004); Resende (2002)). In this study we will support the first one. Total losses and customer hours lost are variables that firms attempt to reduce and that are usually seen as inputs, Yu et al. (2009), Giannakis et al. (2005).

These models are very similar to the first ones but in this case four weather variables: maximum and minimum absolute temperature, total rain and flash rate; are added to the production function. Under this approach it is assumed that weather has a direct influence on the production function and that each utility faces different production frontier. The other option is to consider that weather variables influence directly to the technical efficiency, which means that weather would impact only on the difference given by the deviations from the frontier. Coelli et al. (1999) compare both approaches with an application to international airlines. Among other studies that also add environmental variables³⁷⁴ to the production function are Pollitt (1995), Estache et al. (2004), Rossi (2007), Jamasb et al. (2010), On the other side, Mota (2004), Nillesen and Pollitt (2010), Growitsch et al. (2010), assume that environmental influence directly on efficiency. A correlation analysis indicates a medium lineal relationship between total rain and flash rate. The correlation coefficient is 0.58 at the 1 per cent level. Due to this fact, we find convenient to analyse three scenarios per model:

Scenario 1: includes the four variables

Scenario 2: includes total rain, maximum and minimum absolute temperatures

Scenario 3: includes flash rate, maximum and minimum absolute temperatures

5. Results

5.1 Without Weather Variables

Table 4 shows the maximum likelihood estimators for all the models without weather variables. STATA was used for computing the estimators and the time varying inefficiency model was selected for this purpose. Geometric means are preferred instead of original explanatory variables, thus first order coefficients represent elasticities at the sample mean. The time trend was also adjusted to the mean, where first order coefficients refer to the technical change at the sample mean³⁶. The input distance function is well specified and the most part of parameters are statistically significant. First order output estimators have the correct sign that means coefficients of number of customers, energy delivered and length of network are negative, except for y_3 in Model 6, however the coefficient is not statistically significant. An increase in output level suggests an increase in input levels. Regarding the output elasticities, they sum in average -0.959, those from cost models are the lowest ones. That means that in general is observed a very soft decreasing return to scale at the sample

³⁷⁴ Among the most common environmental variables are: climate, population density, average load, peak demand, topography, GDP per capita, regulatory environment, degree of vertical integration, age of assets, among others.

mean. In terms of technical change, with the exception of model 7, all the time coefficients are positive and statistically significant, which indicates a mean technical progress of 1.43 per cent per year. The cost models are those that contribute the most, with a mean technical progress of 1.85 per cent per year. Regarding the non-neutral technical change which is represented by the time interacted with each output (in log), those that correspond to customers and length of network, have a positive impact on opex reduction, however energy delivered has the inverse effect. This applied for all model but excluding Model 3 and Model 4.

At the bottom of Table 4, additional parameters based on the model specifications are observed, Batesse and Coelli (1992). Eta (η) has a negative sign which indicates that technical efficiency decreases over time. In average, technical efficiency regarding cost models decreases with a higher rate than those regarding cost quality models. Mu (μ) is associated with the truncated normal distribution that was selected, see Equation 9. If the half normal distribution would have been selected, this would take the value of zero. Gamma (γ), which explains the contribution of the inefficiency component on the variation of the composite error term, is in average 0.786³⁷. The fact that firms are not fully efficient is much more explained when quality variables are introduced in the models. In average for these models gamma is equal to 0.974. The number of observations varies from 535 to 826 and depends on the model. The models which include customer hour lost are those with the lowest number. This is because this variable was fully available only for Brazil, partially available for Argentina and Peru and not available for Chile; in the format that allowed making proper comparisons.

The null hypothesis test was performed for each of these parameters and also for testing technological change. The maximum likelihood estimators were used for this purpose³⁸. This approach helps to select the most appropriate model between a non-restricted and a restricted model. For all models the hypothesis that companies are fully efficient is rejected. In addition, the hypothesis that there is not variation in efficiency over the time is also rejected, with the exception of Model 7. The hypothesis of no technical change is also rejected. Time pure coefficients and time interactive coefficients with each output, improve model fitness. In terms of the distribution of the inefficiency component, the test suggests that the null hypothesis which assumes a half normal distribution instead of a truncated normal one is rejected only for the cost models but not for the cost quality models. Table 5 summarises the results from the null hypothesis tests. In the most of cases, exceeds the critical value of the specific chi-squared distribution, and the null hypothesis is rejected at the 1 per cent level.

³⁶ Coelli et al. (2003) provide a very clear explanation of these adjustments. See Chapter 4: An Empirical Example.

3738 - = $\hat{\beta} - \beta_0$, $h(\beta) = \beta_0 + \beta_1$

= $-2(\ln L_r - \ln L_n)$, where L_r and L_n are the restricted and non-restricted likelihood functions respectively. has a chi-

squared distribution and the degrees of freedom are equal to the number of constraints. The null hypothesis is rejected if F exceeds the critical value.

Table 4: Input Distance Function Maximum Likelihood Estimators

Variables	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8														
Coef.	S.E.	Coef.	S.E.	Coef.	S.E.	Coef.	S.E.	Coef.	S.E.	Coef.	S.E.	Coef.	S.E.	Coef.	S.E.	Coef.	S.E.					
ln(y1)				0.056 -		0.072 -		0.051 -		0.07 -		0.058 -		0.064 -		0.051 -		0.067				
	0.636***		0.525***			0.642***		0.506***				0.596***		0.651***		0.573***		0.631***				
ln(y2)				0.044 -		0.046 -		0.04 -		-0.329***		0.041 -		0.034 -		0.04 -		-0.325***	0.032 -	0.041		
	0.301***		0.318***			0.304***						0.313***		0.314***				0.309***				
ln(y3)				-0.098**		0.039		-0.126***		0.04 -		0.029		0.009		0.035 -		0.026		-0.014	0.034	
												0.081***				0.089***						
0.5*ln(y1) ²	0.116		0.097	0.005		0.229	0.105	0.091	0.226		0.227	-0.475**	0.186	0.548*	0.295	-0.339*	0.195				0.303	
																					0.712*	
																						*
0.5*ln(y2) ²	-0.116**		0.046 -			0.045 -		0.043 -		0.043 -		0.034		0.107 -		0.032					0.11	
			0.127***			0.130***		0.136***				0.110***		0.245*	0.119***						0.232*	
													*									*
0.5*ln(y3) ²				0.105		0.091		0.098		0.085	0.012	0.068	-0.144*	0.086	-0.045	0.062	-0.126				0.083	
ln(y1)*ln(y2)	-0.004		0.06	0.076		0.092	0.009	0.056	0.011		0.087	0.179**	0.07	-0.457***	0.157						0.165	
																						0.138*
																						0.484***
																						*
ln(y1)*ln(y3)				-0.027		0.131		-0.137		0.127	0.172	0.106	-0.073	0.137	0.142	0.103	-0.129				0.135	
ln(y2)*ln(y3)				-0.066		0.074		0.015		0.071	-0.111**	0.055	0.181***	0.064	-0.062	0.051	0.185***				0.065	
ln(x2/x1)						0.134***	0.013	0.139***	0.013					0.084***		0.01	0.057***				0.012	
ln(x3/x1)												0.494***	0.021	0.466***	0.028		0.021	0.429***			0.028	
																						0.458*
																						**

ln(x4/x1)														0.092***	0.018			0.093***	0.017	
0.5*ln(x2/x1) ²															0.048***			0.013	0.031*	0.017
0.5*ln(x3/x1) ²																		0.044	-0.103	0.064
0.5*ln(x4/x1) ²																				
ln(x2/x1)*ln(x3/x1)																				
ln(x2/x1)*ln(x4/x1)																				
ln(x3/x1)*ln(x4/x1)																				
ln(y1)*ln(x2/x1)																				
ln(y1)*ln(x3/x1)																				
ln(y1)*ln(x4/x1)																				
ln(y2)*ln(x2/x1)																				
ln(y2)*ln(x3/x1)																				
ln(y2)*ln(x4/x1)																				
ln(y3)*ln(x2/x1)																				
ln(y3)*ln(x3/x1)																				
ln(y3)*ln(x4/x1)																				
t																				
0.5*t ²																				
t*ln(y1)																				
t*ln(y2)																				
t*ln(y3)																				
t*ln(x2/x1)																				

t*ln(x3/x1)						0.024***	0.004	0.010*	0.005	0.021***	0.005	0.009	0.006	
t*ln(x4/x1)							0.010***		0.003		0.008**		0.003	
intercept	0.620***	0.089	0.076	0.082	0.092	0.490***	0.047		0.034	0.455***	0.04		0.035	
		0.600*		0.618*		0.594*		0.449*				0.466*		
		**	**	**			**			**				
eta	-	0.008 -	0.009 -	0.008 -	0.01 -	0.007 -		0.008-0.011	0.01	-0.025***	0.008			
	0.028***	0.038***	0.030***	0.029***		0.024***	0.028***							
mu	0.596***	0.112	0.109	0.1	0.557***	0.114	0.019	0.388	-0.848	1.537	-0.236	0.594	-0.314	0.754
		0.576***	0.590***											
gamma	0.791	0.819	0.783	0.784		0.959	0.988			0.968	0.984			
Log likelihood	236.151	239.563	285.243	297.257		479.468	422.564			530.771	450.625			
N of observations	826	809	814	797		807	535			795	535			

Notes: Outputs: y1 (number of customers), y2 (energy delivered), y3 (length of network); Inputs: x1 (opex), x2(capex), x3 (total losses), x4(customer hours lost),

Coef.: coefficient, S.E: standard error. Significance levels: * p<0.1; ** p<0.05; *** p<0.01

Table 5: Null Hypothesis Results

Null Hypothesis Ho:	Restrictions (number)	Cost Models				Cost-quality Models			
		M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
No inefficiency ($\gamma=0$)	3								
Invariant efficiency ($\eta=0$)	1								
No Technical change	4 (M1), 5(M2,M3),								
$\theta_t=\theta_{tt}=\delta k=\phi m=0$	6(M4,M5),	711.9*	604.7*	611.7*	494.1*	850.8*	835.4*	746.1*	606.5*
Half normal distribution	7(M6,M7),	12.1*	18.8*	12.4*	7.8*	12.1*	13.4*	1.2	10*
($\mu=0$)	8(M8)	75*	93.2*	123.5*	122.8*	148.1*	72.4*	144.2*	104.8*
	1	28.5*	27.7*	34.7*	24*	0.0	0.3	0.2	0.2

Significance levels: * $p < 0.01$

Table 6 summarises the technical efficiency. In average, cost models have a lower technical efficiency than the cost-quality models, 61.5 per cent and 72.9 per cent respectively. Regarding cost models, efficiency is higher when length of network is included as output, see Model 2 and Model 4. The inclusion of capex appears to not have a significant effect on efficiency, which nearly remains the same. These results suggest that for cost models the treatment given to opex and capex is very similar. Regarding cost-quality models, an increase of 14.3 per cent is observed when total losses are included; see Model 4 and Model 5. The effect of capex on cost-quality models is more important than that on the cost models. In average there is an increase of 3.1 per cent when comparing Model 5 and Model 7. This suggests that firms would have more incentives to save capex than opex. However when customer hour lost is included, efficiency decreases in 2.1 per cent; see Model 6 and Model 8. In this case we have an opposite effect, firms benefit more for saving opex than capex when customer hours lost is included in the models.

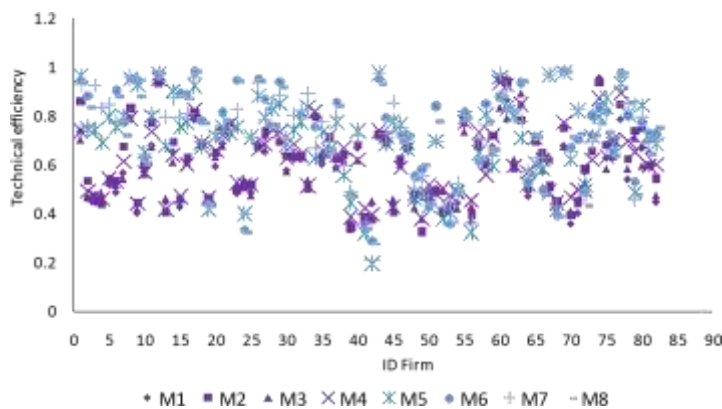
Table 6: Summary of Technical Efficiency

Statistics	Cost Models				Cost-quality Models		
	M2	M3	M5	M6	M7		
	M1	M4		M8			
Mean	0.60	0.63	0.61	0.63	0.72	0.74	0.74
Min.	0.29	0.27	0.29	0.34		0.72	
Max.	0.96	0.96	0.96	0.96	0.17	0.26	0.20
Std. Dev.	0.14	0.15	0.14	0.14		0.25	

	0.98	0.99	0.98
		0.98	
	0.17	0.18	0.16
		0.18	

A correlation analysis was also performed. As expected, correlation among models with a common specification (cost models or cost-quality models) is much higher than correlation across cost models and cost-quality models. The highest correlation index among cost models, cost-quality models and across cost and cost-quality models are, 0.976, 0.984 and 0.574 respectively and the lowest are 0.926, 0.904 and 0.466 respectively³⁷⁵. Figure 1 illustrates the average of technical efficiency from 1998 to 2008 per firm and per model. The firms were sorted by size (based on number of customers). The firm size increases proportionally to the id. In general, models with common specifications follow the same trend. In average technical efficiency regarding cost-quality models are higher than those related to cost-models. This confirms our early findings.

Figure 1: Technical Efficiency per Firm and Model



5.2 With weather variables

³⁷⁵ Figures are statistically significant at 1 per cent.

Table 7³⁷⁶ presents the parameters of weather variables when these are included in the production function. All the weather parameters have the right sign, the worse the weather conditions the higher the costs³⁷⁷. We notice that the effect of weather variables on the production function depends on the scenario and models. In the first scenario the most significant variable is the maximum absolute temperature but only for cost-quality models. In cost models total rain is statistically significant but weak due to their very low coefficient. The minimum absolute temperature is only statistically significant at 10 per cent in Model 6. Flash rate is not statistically significant across models. Under the second scenario we have a similar picture than the previous one, however in this case the minimum absolute temperature is statistically significant in relation to the cost models. An increase on the coefficient is also observed, in average in absolute values it varies from 0.0025 to 0.00575. The coefficients of the maximum absolute temperature remain in general the same.

Table 7: Weather parameters

Model	Scenario 1				Scenario 2				Scenario 3			
	rain	tmax	tmin	obs.	rain	tmax	tmin	obs.	rain	tmax	tmin	obs.
M1	-	-0.007	-	754	-	-0.006	-	807	-0.006	-0.007	-	767
M2	0.000**	-0.005	-	0.0030.003	0.000**	-0.004	0.006***	790	-0.005	-0.005	0.003	751
M3	-0.000*	0.006	-	742	0	-0.006	-	795	-0.005	-0.006	-	755
M4	-	0.005	0.0030.003	726	-0.000*	0.005	0.007***	778	-0.004	-0.005	0.003	739
M5	0.000**	-	-	738	0	-	-0.005**	788	-	-	-	751
M6	0	0.011***	0.0020.002	509	-0.000*	0.009***	-0.005**	520	0.005*	0.010***	0.003	521
M7	-	-0.011**	-	726	0	-0.010**	-0.005**	776	-0.003	-0.009**	-	739
M8	0.000**	-0	0.0020.002	509	0	-	-0.004	520	-0.004	-	0.002	521
	0	-	-		0	0.010***	-0.004		-0.003	0.011***	-	
	0	0.012***	0.0030.003			-0.010**	-0.004			-0.008*	0.003	
	0	-0.010**	.005*-								-	
			0.004								0.003	
			0.002-								-	
			- 0.003								0.002	
			0.004-								-	
			0.003								0.003	

³⁷⁶ A total of 24 models were analysed. This is a simplified table that only shows the weather coefficients, their respective significance level and number of observations involve per model.. All the assumptions and model specifications made for the previous production function, which does not include weather variables, remain the same (input distance translog functional form, number of inputs and outputs, truncated-normal distribution on efficiency term, time varying inefficiency)

³⁷⁷ The gamma values also indicate that firms are not fully efficient when weather is introduced. Gamma varies from 0.8 to 0.98. All gamma values are statistically significant at 5 per cent level.

Significance levels: * $p < 0.1$; ** $p < 0.05$; *** $p < 0.01$

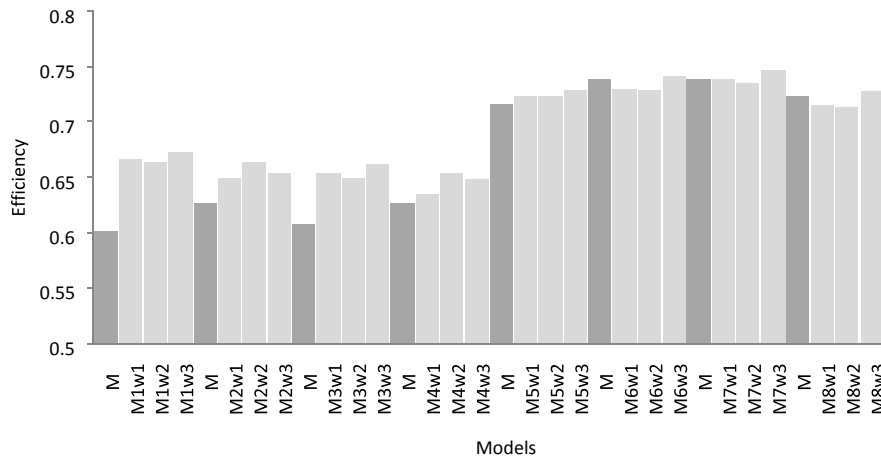
Regarding the last scenario, a similar trend than in the first scenario is noticed. Maximum absolute temperature continues being the weather variable that influences the most to the production function when quality variables are taken into account. Flash rate is only significant in Model 5. In terms of cost models, none of the weather variables is statistically significant.

In summary appears to be that maximum and minimum absolute temperatures are the weather variables that influence the most the shape of the technology under cost-quality and cost models respectively. Scenario 2, which combines total rain, maximum and minimum absolute temperature, is the one that captures the most the effect of weather variables on the production function³⁷⁸. This scenario has been selected for discussing our results.

The average efficiency per model is illustrated in Figure 2. Dark bars indicate the average efficiency without weather variables. We note an important upward on efficiency when weather variables are included in the production function regarding cost models. For instance regarding Scenario 2, the preferred model, efficiency increases around 10.1 per cent for Model 1, 5.8 per cent for Model 2, 6.9 per cent for Model 3 and 4.4 per cent for Model 4. In terms of cost-quality models, the variation on efficiency between models that include weather and those that do not include is much smaller. In general, regarding Scenario 2 as well, these are as follows: 1 per cent for Model 5, -1.3 per cent for Model 6, -0.4 per cent for Model 7 and -1.2 per cent Model 8. In summary, we observe that the inclusion of weather variables on the production function produce a variation on the firms' efficiency. However this variation is much more important for cost models than for cost-quality models.

³⁷⁸ Following Jamasb et al. (2010), the complexity of weather variables makes more reasonable to think that more matters the overall effect than the individual effect of a specific weather variable, due to the possible correlations that can exist between this and others. Under this approach we find convenient to select Scenario 2 even though the three variables are not statistically significant across all the models. ⁴³ All figures are at 1 per cent level.

Figure 2: Average efficiency per model

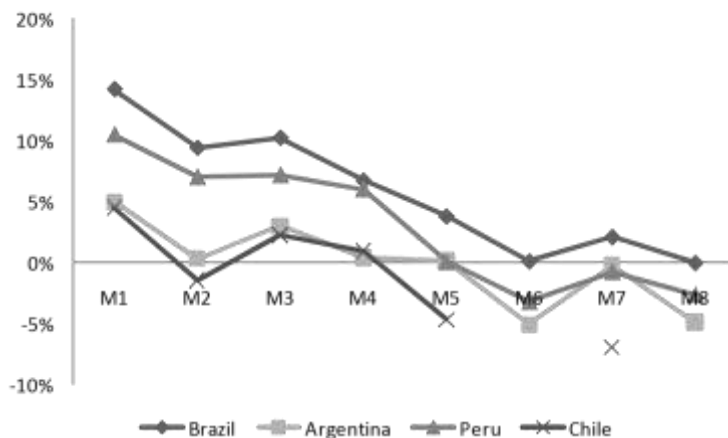


A correlation analysis across models suggests that in general the correlation index between cost models and cost-weather models is lower than among cost models only. The highest correlation index among cost-models is 0.9763 and the highest one regarding cost-weather models is 0.9592. On the other side, the lowest correlation indexes are 0.9288 and 0.8956 respectively⁴³. This fact is not surprising; due to the influence that weather has on the production function. The same trend is observed when comparing cost-quality and cost-quality weather models.

A rank correlation was also performed. Results suggest that in average, the variation of rankings when comparing efficiencies from cost models and from cost-weather models is small. In terms of cost models the highest rank correlation index is 0.9767 and the highest one related to the cost models and cost-weather models is 0.96. The lowest ones are 0.9253 and 0.8942 respectively.

In order to evaluate the impact that weather has on the firm's efficiency at country-level, a comparison between models with and without the inclusion of weather for each country was made. The preferred model is used for this. These results are illustrated in Figure 3. The impact is measured as the change on efficiency when weather variables are added to the production function. Two different comments can be made from this. Firstly, regarding cost-weather models the country with the highest increase on efficiency is Brazil and the country with the lowest one is Chile. These results suggest that firms from Brazil and Peru would operate in less favourable weather conditions than ones from Argentina and Chile. Regarding Model 1 Brazilian firms increase efficiency in 14.3 per cent and the Chilean ones in 4.5 per cent.

Figure 3: Change on efficiency due to weather at country-level



When comparing Model 1 with Model 3, and Model 2 with Model 4, we observe that in general the impact is more significant when costs refer to opex only. In summary, the introduction of weather variables in technology in relation to cost models produces an increase on efficiency as follows: 10.2 per cent in Brazil, 2.2 per cent in Argentina, 7.7 per cent in Peru and 1.6 per cent in Chile. Secondly, in terms of cost-quality models, we note that in average the influence of weather on efficiency is much lower than the previous case. However, under this approach firms from Chile are the ones which present the highest variation on efficiency when comparing Model 5 and Model 7. This variation has a negative sign, which means that efficiency decreases. When customer minute lost are included, see Model 6 and Model 8, firms from Argentina are the most affected and efficiency reduces in average 5 per cent. In summary, the effect of weather on the production function under the cost-quality models generates the following changes on efficiency: 1.5 per cent in Brazil, -2.5 per cent in Argentina, -1.6 per cent in Peru and -5.8 per cent in Chile. From these results appears to be that in average firms are able to adequate their networks taking into account the environment in which they operate, such as weather, geography, and others; in order to improve the reliability of the system. If this assumption is true, weather would not affect significantly to losses and interruptions. A negative sign under this approach would mean that the firm has adapted their networks based on their environmental reality in which they operate and at the same time it benefits from weather. In this case, environment involves also regulation. This assumption makes more sense in the case of Chile, in which the level of losses is very low in comparison with the rest of countries and at the same time weather conditions seems to be more favourable.

We find that these results are in line with other empirical studies in the sense that weather matters on efficiency. The size of impact depends on the model specifications

and the combination of inputs, outputs and environmental variables selected; Yu et al. (2008), Jamasb et al. (2010), Nillesen and Pollitt (2010), Growitsch et al. (2010).

6. Conclusions

In this paper we have estimated the technical efficiency of 82 electricity distribution firms that operate in South America from the period 1998-2008. The countries that are part of this study are Argentina, Brazil, Chile and Peru. A stochastic frontier approach was selected for this purpose. The translog input distance function is the preferred functional form due to its flexibility in managing multiple inputs and outputs. The use of concordance tables was fundamental for grouping costs into the same account category. The collection of quality variables and some physical variables, involved a significant coordination among regulators, in order to have quality indicators and physical data that can be comparable, based on the same standards and references respectively. The collection of weather variables required the same effort. Geographic information system made possible to locate the firms' service areas and to allocate their respective meteorological stations and NASA coordinates (flash rate). In order to evaluate the influence that weather could have on efficiency, two cases were analysed. In the first case we note that in average efficiency increases more than 10 percentage points when quality variables are added to the cost models. In comparing cost models, we observe that the inclusion of capex does not produce any change on efficiency. This suggests that in average the treatment given to opex and capex is very similar under cost models. When comparing cost-quality models, two different results are noticed. On one side, it appears to be that firms receive more incentives to save capex than opex when only total losses are included. However, the trend is opposite when customer minute losses are introduced. From this we conclude that the incentives that company received for saving opex or capex differ under cost-quality models. Regarding the second case, it seems that rain, high and low absolute temperatures combined are the weather variables that would affect the shape of the production function under cost models and cost-quality models. Under cost models, firms from Brazil and Peru increase their efficiency in 10.2 per cent and 7.7 per cent respectively when weather is included, while in the case of Argentina and Chile the increase is much lower. From this we conclude that firms from Brazil and Chile operate in less favourable weather conditions than ones from Argentina and Chile. In terms of cost-quality models the impact of weather on efficiency is in average much lower. At country level analysis suggests that Chile is the one in which weather influences the most. However this influence produced a downward on efficiency. From this we conclude that in average firms are able to adapt their networks considering the environment in which they operate.

To sum up regulators are advised to practice performance comparisons across countries that include in addition to physical and cost variables quality and weather factors.

References

Aigner, D.J., Lovell, C.A.K. and Schmidt, P. (1977). Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. *Journal of Econometrics*, 6, 21-37.

ANEEL(2007). Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica.

Atkinson, S.E. and Primont, D. (2002). Stochastic estimation of firm technology, inefficiency, and productivity growth using shadow cost and distance functions. *Journal of Econometrics* 108, 203-225.

Batesse G. And Coelli T. (1992). Frontier production functions, technical efficiency and panel data: with application to paddy farmers in India. *Journal of Productivity Analysis* 3, 153-169.

Brophy Haney, A. And Pollitt, M. (2009). Efficiency analysis of energy networks: An international survey of regulators. EPRG Working Paper 0915. Cambridge Working Paper in Economics 0926. Electricity Policy Research Group. University of Cambridge

Coelli, T., Perelman, S. and Romano, E. (1999). Accounting for environmental influences in stochastic frontier models: with application to international airlines. *Journal of Productivity Analysis*, 11, 251-273.

Coelli, T., Estache, A., Perelman, S. and Trujillo, L. (2003). A primer on efficiency measurement for utilities and transport regulators. WBI Development Studies. World Bank Institute. ISBN 0-82135379-9.

Coelli, T., Prasada Rao, D.S. and BATESSE, G. E. (2005). An introduction to efficiency and productivity analysis. Second Edition. Springer Science, Business Media, Inc. ISBN -13: 978-038724266-8.

Estache A., Rossi M.A. and Ruzzier C.A. (2004). The case for international coordination of electricity regulation: Evidence from the measurement of Efficiency in South America. *Journal of Regulatory Economics*, 25, 271-295.

Farsi, M., Filippini, M. And Greene, W. (2006). Application of panel data models in benchmarking analysis of the electricity distribution sector. *Annals of Public and Cooperative Economics* 77:3 2006, 271–290.

Growitsch, C., Jamasb, T. and Wetzel, H. (2010). Efficiency effects of quality of service and environmental factors: Experience from Norwegian Electricity Distribution. EPRG Working Paper 1025. Cambridge Working Paper in Economics 1050. Electricity Policy Research Group. University of Cambridge

Jamasb, T., Orea, L. and Pollitt, M. (2010a). Weather factors and performance of network utilities: A methodology and application to electricity distribution. EPRG Working Paper 1020. Cambridge Working Paper in Economics 1042. Electricity Policy Research Group. University of Cambridge

Jamasb, T., Orea, L. And Pollitt, M. (2010b). Estimating Marginal Cost of Quality Improvements: The Case of the UK Electricity Distribution Companies. EPRG Working Paper 1027. Cambridge Working Paper in Economics 1052. Electricity Policy Research Group. University of Cambridge

Kumbhakar,S. and Knox Lovell C.A. (2000). *Stochastic Frontier Analysis*. Cambridge University Press. ISBN 0-521-48184-8.

Kumbhakar,S. and Wang H. (2006). Estimation of technical and allocative inefficiency: A primal system approach. *Journal of Econometrics*, 134, 419-440.

Meeusen W. and van den Broeck J. (1977). Efficiency estimation from Coob-Douglas production functions with composed error. *International Economic Review* 18(2), 435–444.

Motta, R.L. (2004). Comparing Brazil and USA electricity distribution performance: What was the impact of privatization? DAE Working Paper WP 0423, Department of Applied Economics, University of Cambridge.

MINEM (1994a). Manual de costos para empresas de electricidad concesionarias y/o autorizadas. Ministerio de Energía y Minas.

MINEM (1994b). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Dirección General de Electricidad. Ministerio de Energía y Minas.

Nillesen, P. and Pollitt, M. (2010). Using regulatory benchmarking techniques to set company performance targets: the case of US electricity. *Competition and Regulation in Network Industries*, Vol. 11 (1), 50-84.

OSINERGMIN (2003). Estadísticas sobre la calidad del servicio eléctrico. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

OSINERGMIN (2004). Procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Pollitt, Michael G. (1995). *Ownership and performance in electric utilities*. Oxford University Press. ISBN 0-19-730015-4.

Resende, M. (2002). Relative efficiency measurement and prospects for yardstick competition in Brazilian electricity distribution. *Energy Policy* 30 (2002), 637-647.

Rossi, M. (2007). Labour productivity change estimates as an input for X-factors. In Chisari, O.

(ed) *Regulatory Economics and Quantitative Methods: Evidence from Latin America*. The CRC Series on Competition, Regulation and Development, 2007. Edward Elgar Publisher, pp. 39-53. ISBN 978 1 84542 961 4.

Rothstein, B. and Halbig G. (2010). Weather sensitivity of electricity supply and data services of the German met office. In Troccoli, A. (ed) *Management of weather and climate risk in the energy industry*. NATO science for peace and security series C: Environmental Security. ISBN 978-90-4813692-6-ebook.

SEC (2006). *Sistemas de cuentas para informar y valorizar los costos e ingresos de explotación de las concesionarias de servicio público de distribución de electricidad*. Superintendencia de electricidad y combustibles.

Secretaría de Energía (2008). *Informe estadístico del sector eléctrico 2008*. Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Administración Publica y Servicios.

Tovar, B., Ramos-Real, F.J. and Fagundes de Almeida, E. (2011). Firm size and productivity. Evidence from the electricity distribution industry in Brazil. *Energy Policy* 39, 826-833.

Von Hirschhausen, C, Chullmann A. and Kappeler A. (2006). Efficiency analysis of German electricity distribution utilities – non parametric and parametric tests. *Journal of Applied Economics*, 38, 2553-2566.

Yu, W., Jamasb, T., and Pollit, M. (2008). Does weather explain the cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies. EPRG Working Paper 0827. Cambridge Working Paper in Economics 0858. Electricity Policy Research Group. University of Cambridge

IS THERE A TRADITIONAL ENERGY VS. ALTERNATIVE ENERGY PARADIGM?

Federico S. Fische

5326 Nebraska Ave. NW

Washington DC, 20015 – USA

Phone: +1 202.257.2214 – Email: fsfische@alternativesustainableenergy.com

Introduction

In recent years, the USA has witnessed a debate about the future of the predominance of traditional vs. alternative energy for the electrical system in the country. This debate has been fostered by the successful introduction of the idea that coal is green, the issue on the expansion of traditional hydro and nuclear power and the dynamics of the installed capacity for renewable energy. The forces behind these three subjects bring a series of elements to the debate that are difficult to integrate into a single solution or strategic approach, as suggested by the multiple bills that were drafted in the US Congress in recent years.

If we are to make any progress on the issue of expanding the use of renewables in the electricity markets, we need to have an honest debate in the USA. It is productive and certainly important to talk about how and when renewables will meet grid parity, how we are making the electrical grid smart, the existence (or not) of economies of scale of scaling up renewables, and the “next” biofuel generation, among other things,. The challenge lies in the fact that we are having this conversation based what the traditional electrical sector provides nowadays. But the current situation is the product of hundreds of years of development, and the discussion should instead focus on how the sector should be like tomorrow.

It is unrealistic to frame renewables within a market ruled by coal and oil. It also limits our engagement into transforming the energy sector to one that is sustainable and based on renewable resources. This fuels a paradigm based on how we see the world in the future

from the point of view of the establishment, rather than the different forces that are creating such a future.

In the mean time, the establishment, made-up by the traditional energy resources historically has been highly subsidized. This is true even today, when traditional fossil fuels are receiving \$500 billions a year in subsidies.³⁷⁹ In its 2010 outlook, IEA indicates the following.³⁸⁰

“Fossil-fuel consumption subsidies, comprising subsidies to fossil fuels used in final consumption and to fossil-fuel inputs to power generation, worldwide amounted to \$312 billion in 2009. The annual level fluctuates widely with changes in international energy prices, domestic pricing policy, exchange rates and demand. In 2008, when international energy prices spiked, subsidies amounted to \$558 billion. In 2009, oil products and natural gas were the most heavily subsidized fuels, attracting subsidies totaling \$126 billion and \$85 billion, respectively. Subsidies to electricity consumption were also significant, reaching \$95 billion in 2009. At only \$6 billion, coal subsidies were comparatively small. The vast majority of these subsidies are in non-OECD countries, which are projected to contribute 93% of incremental global energy demand to 2035 in the New Policies Scenario.”

The report makes a similar assessment on renewables:

“Although renewables are expected to become increasingly competitive as fossil fuel prices rise and renewable technologies mature, the total value of government support is set to rise as their contribution to the global energy mix

³⁷⁹ “The Politics of Fossil-Fuel Subsidies” by David Victor, International Institute for Sustainable Development (2010)

³⁸⁰ International Energy Agency, World Energy Outlook 2010 Executive Summary, November 2010

increases. We estimate that government support worldwide in 2009 amounted to \$37 billion for electricity from renewables and \$20 billion for biofuels.”

The article presents a projection for 2035 when even then subsidies for renewables will not get even close to 50% of what they are today.

It is encouraging that, for the last couple of years, there has been a move to dismantle fossil fuel subsidies.³⁸¹ We should also consider that, in some developing countries, the poor segment of the population is highly dependent on the subsidies of electricity and gas for cooking. These could create barriers for dismantling subsidies to governments that would be reluctant to reduce the levels of persistent subsidies because of the negative impact on the poorest fragments of the population and the negative political consequences in general. This is especially true in some countries in Africa and in Asia.

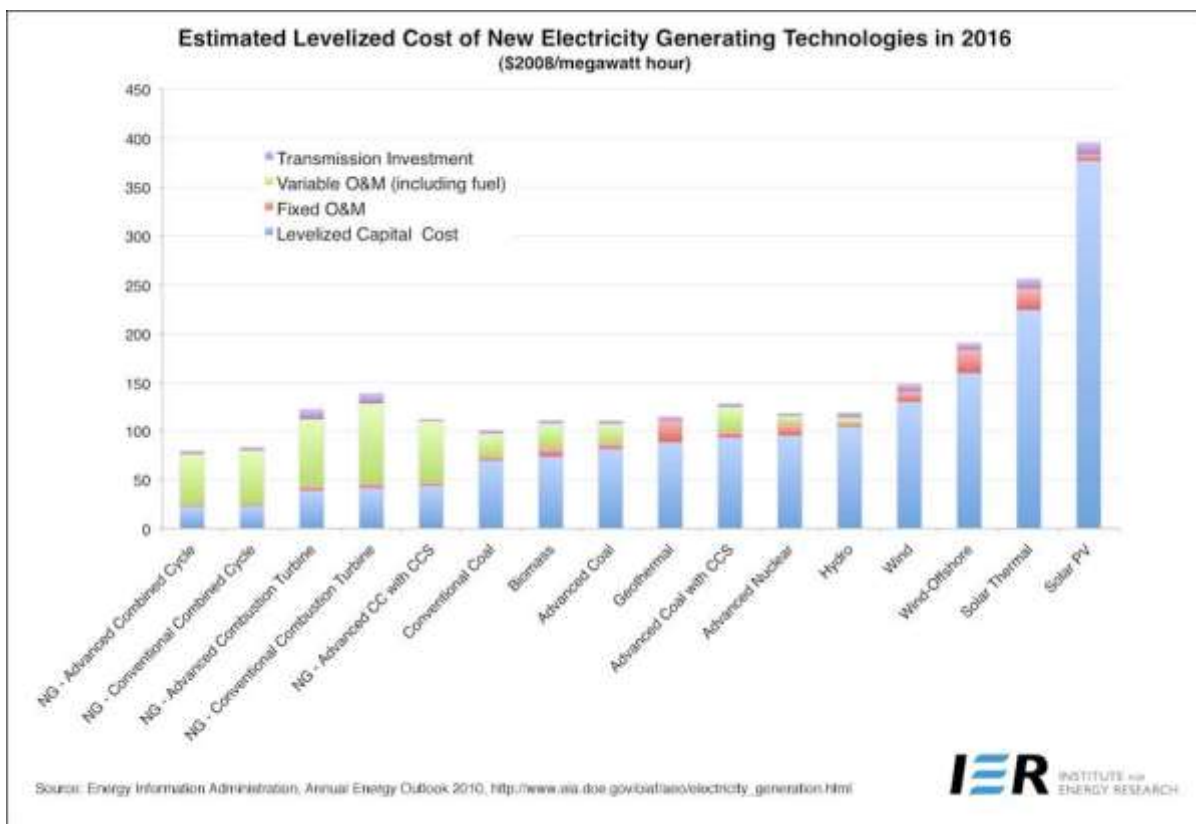
Beyond the value of the subsidies, there is an issue of capital investment. There is a consensus, reflected in the reports of the International Energy Agency and other organization, that renewable energy is more capital intensive than fossil fuel energy. This is supported by total system levelized cost analysis for electricity generating technologies. The Information Energy Agencies, Department of Energy, specifies that “levelized costs represent the present value of the total cost of building and operating a generating plant over its financial life, converted to equal annual payments and amortized over expected annual generation from an assumed duty cycle.”³⁸²

In the case of USA, the levelized cost analysis for technologies seems to suggest that while levelized capital cost for wind and solar are the highest of new generating technologies, advanced coal shows higher levelized capital costs than advanced combined cycle,

³⁸¹ Perhaps the most notable one was the call for the cuts of these subsidies during the last G-20 meeting in Pittsburgh, Pennsylvania.

³⁸² Levelized Cost of New Electricity Generating Technologies, Institute for Energy Research (2010)

geothermal and biomass. The next graphic shows the levelized cost of new electricity generation technologies, projected to 2016 as presented in the IER report.⁴

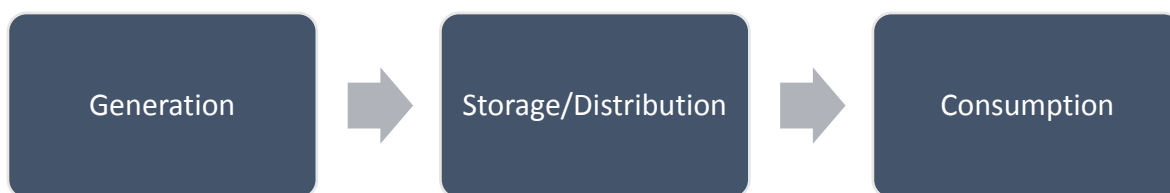


The analysis already incorporates tax credits and other financial incentives. Given the data provided by the IER report, if the USA ratio between fossil fuel subsidies and renewable energy subsidies is the same than the global ratio, wind or solar will have a smaller levelized capital cost gap with respect to conventional and advanced coal plants.

Therefore, in this paper I would like to suggest that we could remove the paradigm and build a transformational long-term strategy for the sector by changing the baseline we use to ground our discussions on the path toward a renewable energy base electrical market.

The need for a level field

From number of studies dealing with the design of competitive energy or electrical markets, it is perhaps the work of William W. Hogan on electrical market design that provides a good structure for what is critical to this markets: delivery of energy, right pricing schemes and proper infrastructure.³⁸³ The analysis flows through a typical notion of how we access electricity. Power is generated on a large scale for distribution through a network (grid) reaching users away from the source of power generation.



The current market equation is in complete control of the utilities and/or independent operators in a typical supply side scheme. Even when the markets has been restructured, there is a sense that the market is as controlled via vertical integration. This reflects the adaptation of traditional energy resources to the prevailing conversion technologies. This is also true for some alternative energy resources, namely traditional hydro and nuclear ones. The generation technology for these resources has evolved during the last hundred years into large-scale continuous systems. The development of these systems included the design of a made-to-fit infrastructure around them, like access to the fossil fuel resources and transmission lines to reach consumers. The nature of this development created a grid network that works like spokes from large capacity generation centers towards the consumer. This turns the electrical network graphed above into a massive grid.

Massive introduction of renewables into the grid began about twenty-five years ago in the EU and was followed up by the impact of deregulation in the use of renewables in the USA by the early 90s.

³⁸³ Electricity Market Structure and Infrastructure – William W. Hogan – Conference on Acting in Time on Energy Policy (2008) and Competitive Electricity Markets: a Wholesale Premier – William W. Hogan (1998)

Today, some of the challenges to bring renewables, or at least low carbon technologies, into the wholesale electrical market is not much different than coal in the late 1800s. In order to become a reliable source of energy in the current massive grid, renewables need to build a supporting structure that allow harnessing, processing and delivering resource for power generation. Renewables are highly dependable on site, best predominant winds, solar concentration per hour, wave characteristics and farmland. This is a drastic contrast to coal found at a mine, or liquid fossil fuels found in oil fields. All this shows just three critical instances where the similarities end:

- *Renewable resources are “mobile.”* The real estate for fossil fuels is unique and fixed. Arguably, we can move biomass production to marginal farmland, collect waste stream from multiple sources, reallocate windmills if there is a significant shift on predominant winds, and modify solar arrays as needed. Fossil fuels lack this flexibility or “mobility.”
- *Multiple conversion and generation technologies for each of the renewable resources.* The resource to conversion and generation technology choices for fossil fuels has been streamlined through time and further narrowed due to carbon emissions. This simplifies the analysis of capital investment. Renewable resources are going through an expansion of alternative conversion and generation technologies for each resource (i.e. solar, wave/ocean/tidal, biomass, etc.), which creates a fluidized basket of options with different mix of conversion rates and cost efficiency. This makes risk assessment and capital investment analysis more complex, especially when the financial sector uses the same tools and benchmarks that are used for the assessment of capital investment for traditional energy under the current electrical market.

- *Scalable flexibility.* Renewables are flexible in terms of resources utilization and generation. This provides the opportunity to create nodes of distributed energy. Distributed energy refers to a variety of small, modular power-generating technologies that can be combined with load management and energy storage systems to improve the quality and/or reliability of the electricity supply. They are “distributed” because they are placed at or near the point of energy consumption. In many cases, these distributed generators belong to individuals or corporations that operate in isolation, within a mini-grid or are attached to the power grid. In addition, these distributed nodes are not technology driven. These nodes can include multiple technologies on hybrid or standalone configuration.

The differences suggests that, while there may be some economies of scale under the existing market structure, most of the renewable energy projects may fall under the category of *greenfield* developments. This is very true when dealing spatial issues associated to resources, technologies and conversion or generation sites. For example, biomass generation could use the existing transport infrastructure for liquid fossil fuels and coal, but most likely the logistics associated to feedstock acquisition and transportation will require additional infrastructure. “Logistic costs, the cost of moving feedstock or products, is a key component of the overall cost of recovering energy from biomass.”³⁸⁴ We can find similar conditionalities with PV and wind, where best locations may be far from transmission lines, or require especial access routes to mountains, deserts or off-shore sites.

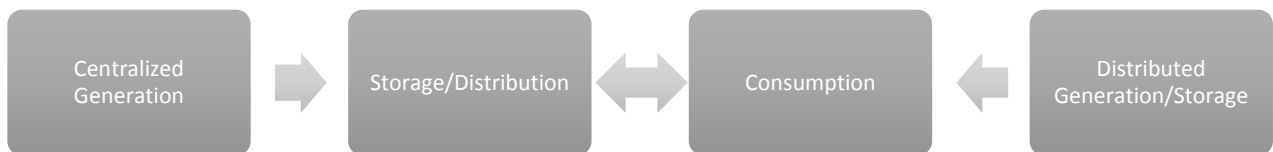
While scaling-up is presented as one of the big barriers for renewables on the grid, under the current approach to market design, little is said about the flexibility and significance of scalable distributed energy. Below I present my concerns, and subject of my upcoming research, on the matter:³⁸⁵

³⁸⁴ The Relative Cost of Biomass Energy Transport – Erin Searcy, Peter Flynn, Emad Ghafoori, and Admit Jumar – Humana Press Inc. (2007)

³⁸⁵ The role of distributed generation in the future of the electricity market – Federico S. Fische – work in progress

- Why should design follow the current *status quo* that few *centralized* large generation nodes are better than many *distributed* generation nodes of different size?
- Where is the evidence that large *centralized* generation nodes provides better assurance of delivering base-load than a mesh of *distributed* generators?

Renewable energy market can combine centralized node generation and distributed energy can be scalable and mobile. This has a direct impact on the role of the players in the power market. The creation of a multi-directional value chain, as suggested in the graphic below, removes stakeholders from their traditional role. Stakeholders stop being at different ends of the grid to become part of a mesh of generators and consumers.



Cultural nuances affect decision-making. The predominant culture in the market seems to assume that the fewer technology options the better the market would be. I can understand this from the fossil fuels stand point because, after more than a century of operating, it has settled in a small basket of “more reliable and cost effective” technologies that are best suited for large-scale and continuous-operation generation facilities. Mirroring this culture, many players in the renewable energy are chasing the “mother of all solutions,” reflecting the culture of “killer- application” that works as a carrot in the computer and software business. We need a cultural change. I would argue that, given the

diverse nature of renewable resources, we could find different solutions at different optimum prices.³⁸⁶ Two examples why:

- There is no single biomass technology yet capable of converting efficiently any feedstock into biofuel or power
- Mini-hydro, small vertical windmills and roof top solar panels are creating new solutions for communities, small organizations and the residential consumers, that would affect grid supply/demand cycles and prices.

For a power sector that wants to rely on renewable energy, we need to deviate from the current market design. We need power market designs that respond to the nature of the power source, the reverse may become an impossibility. I would like to share three thoughts on what may be needed to design power markets prominently driven by renewable and other low carbon energy resources:

- *Access and conversion of resources.* The current infrastructure is built on the blueprint of traditional energy. Generation from coal in Pennsylvania has no need for special infrastructure to bring the coal to the power plants. The development of second generation biofuels in mid-west USA would require a network of roads that would allow the transportation of biomass resources to the conversion facilities, then a second layer of channels to bring the biofuels to generation facilities or to distribution centers. In turn, this limits the optimum generation facility size.³⁸⁷
- *“Mesh” rather than serve.* The integration of the consumer into the generation cycle reduces the distance and transforms a radial grid into a closed mesh of interactions. This type of market may operate under a similar design than an aggregate regional

³⁸⁶ Renewable energy solutions at multiple optimum prices - Federico S. Fische – work in progress.

³⁸⁷ The impact of Biomass Availability and Processing Cost on Optimum Size and Processing Technology Selection – Erin Searcy and Peter Flynn – Humana Press (2008)

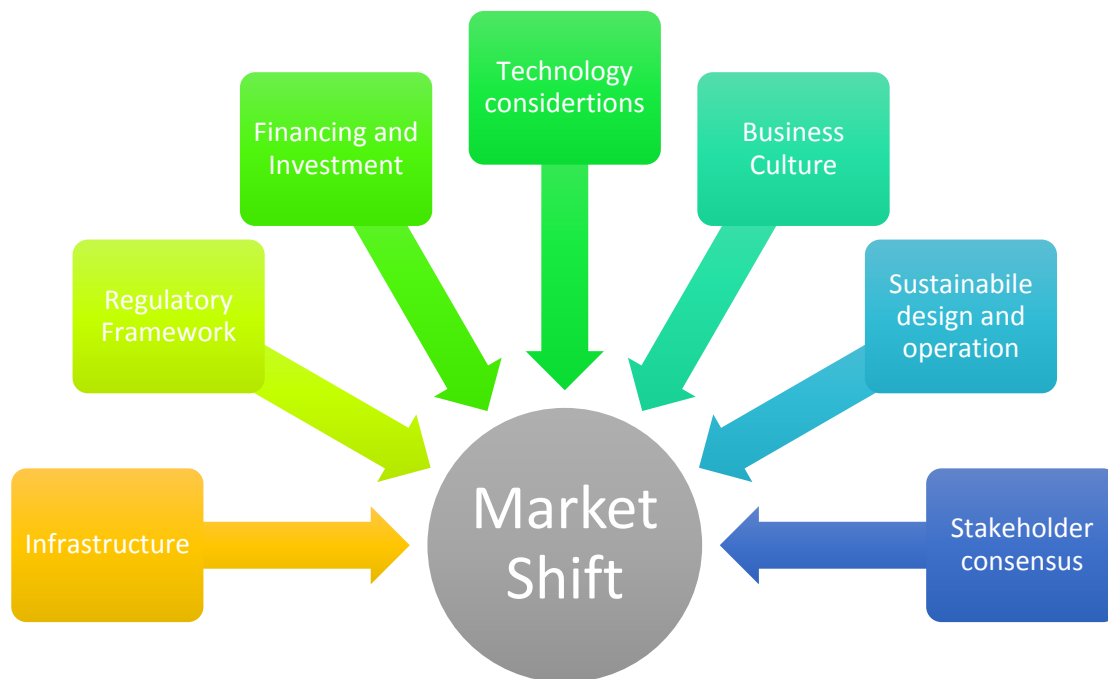
counter trade market, but perhaps with the intervention of a system operator running smart grid tools to ensure that the net aggregation secures supply. The introduction of net metering and power purchase agreements denotes the transition towards a market that is no longer served by few, but interconnect us all. The USA has transmission standards in place, which may need to be reviewed to take into account the integration of the consumer/generator into the grid.

- *Adapt the system to the nature of the power source and technology.* The power market may be in the verge of facing the end of limited technology options. The combination of new materials, research and technological advancements across all the sciences creates a dynamic of innovation. This dynamic affects renewable energy in such a way that we may never see a stop to the expansion of alternative sets of conversion and generation technologies, for each type of resource. This fluidized situation should be considered a key characteristic for designing electrical markets. Financiers and investors would need to adapt to this reality to assess capital needs, risks and returns. Regulators would need to create a flexible framework that can quickly adapt in response to changes in the marketplace. Developers and utilities may find to be more successful when creating a portfolio of resources and technologies, rather than buying into a single type of energy resource.

Conclusions

We need to have an honest debate if we intend to make progress on expanding the use of renewables in the electricity markets in the USA. Talking about grid parity, smart grid, scale up renewables, technology maturity, and the “next” biofuel generation, among other things, is productive and certainly important. The challenge is that we have so many people talking about these issues on a comparative way respect to traditional energy, that the noise level impairs any real change and limits our engagement into transforming the energy sector into one that is sustainable and based on renewable resources.

Stakeholders need to get involved in a participatory manner, merging top-down and bottom-up approaches, becoming designers and participants of a well thought-through long-term strategy. This would require a multilevel intervention that covers the key elements needed to shift the electrical market from fossil fuels to one with predominance of renewable energy³⁸⁸



There is no paradigm, we face the need to change the basic layout and design of the electrical markets. We should change the terms of the debate to focus on how to adapt the system to the nature of power resources and changes in technology because doing the opposite is a virtually impossible. This new design should include environmental and social cost-benefit considerations throughout the entire life cycle of the energy sector.

³⁸⁸ Can persistent high oil prices create sustainable renewable and efficient energy markets? Federico S. Fische (2011)

Only after a comprehensive overhaul of the energy model in the USA, can we thrive within an adequate framework for a greener future of the energy sector.

Federico S. Fische
2011

Is there a Traditional Energy vs. Alternative Energy Paradigm?

Federico Fische – February 2011

Bibliography

Publications

Can persistent high oil prices create sustainable renewable and efficient energy markets? – Federico S. Fische 2011

Clean Energy Policy Analyses: Analysis of the Status and Impact of Clean Energy Policies at the Local Level – S Busche – Technical Report NREL/TP-6A20-49720 December 2010

Clean Energy Lead by Example Guide, Strategies, Resources, and Action Steps for State Programs – USEPA June 2009

Community Greening: How to develop a strategic energy plan - DOE/GO-102010-2826, February 2010

Compendium of Best Practices – Sharing Local and State Successes in Energy Efficiency and Renewable Energy from the United States – Collaborative report by REEP, Alliance to save Energy and Core – April 2010

Competitive Electricity Markets: a Wholesale Premier – William W. Hogan 1998

Evaluating Experience with Renewables Portfolio Standards in the United States - R. Wiser, K. Porter, and R. Grace – Berkeley National Laboratory - LBNL-54439, March 2004

Electricity Market Structure and Infrastructure – William W. Hogan – Conference on Acting in Time on Energy Policy 2008)

The economic effects of energy price shocks - Lutz Kilian 2007

Greening Electrical Markets with Federal Regulation – Will it Stick? – Federico S. Fische March 2011

Levelized Cost of New Electricity Generating Technologies, Institute for Energy Research 2010

Power Technologies Energy Data Book – Fourth Edition – National Renewable Energy Laboratory – NREL/TP-620-39728 2006

Renewable Energy and Efficiency Modeling Analysis Partnership (REMAP): An Analysis of How Different Energy Models Addressed a Common High Renewable Energy Penetration Scenario in 2025 - N. Blair, T. Jenkin, J. Milford, W. Short, P. Sullivan (NREL); D. Evans, E. Lieberman (Environmental Protection Agency); G. Goldstein (International Resources Group); K. R. Jayaraman, B. Venkatesh (ICF International); G. Kleiman (Northeast States for Coordinated Air Use Management); C. Namovicz, B. Smith (Energy Information Administration); K. Palmer (Resources for the Future); R. Wiser (Lawrence Berkeley National Laboratory); E. Wright (International Resource Group); Frances Wood (OnLocation) – Technical Report NREL/TP-6A2-45656

State Clean Energy Practices (SCEPA): Analytic Framework for Evaluation of State Energy Efficiency and Renewable Energy Policies with Reference to Stakeholder Drivers - Elizabeth Brown and Gail Mosey – Technical Report NREL/TP-670-43539 – July 2008

The impact of Biomass Availability and Processing Cost on Optimum Size and Processing Technology Selection – Erin Searcy and Peter Flynn – Humana Press 2008

The Relative Cost of Biomass Energy Transport – Erin Searcy, Peter Flynn, Emad Ghafoori, and Admit Jumar – Humana Press Inc. 2007

Other Resources

Energy Information Agency, Department of Energy data set and reports

International Energy Agency database

IS LATIN AMERICAN ENERGY INTENSITY TOO HIGH OR LOW?

Fernando Navajas³⁸⁹

Oscar Natale³⁹⁰

1. Introduction

Recent papers and books have addressed the behavior of the ratio between energy consumption and GDP, in many different regions and countries. As the central interest of the studies has been to establish the relationship between energy consumption and growth, these studies rely on simple and more complex econometric models based on cross section or panel data using certain key variables such as GDP and allowing eventually for non linear relationships, which have also been a place of interest for the literature related to the energy-environmental literature. Some recent studies for Latin America (LATAM) and South America follow this route and contribute with more recent econometric techniques, such as panel cointegration analysis, and larger samples for a group of countries.

Literature about the energy-GDP relationship is quite vast, and has naturally evolved along with the development of more sophisticated econometric techniques. Earlier works in this topic surged as an attempt to estimate energy consumption income elasticity, using cross section¹ data for several countries under different functional forms (log-linear, quadratic in income, etc.). For example, Zilberfarb and Adams (1981) perform cross section and pooled OLS estimations for a sample of 47 developing countries for the years 1970, 1974 and 1976 and find a stable income elasticity in the neighborhood of 1.3, almost twice the elasticity found for developed countries (Nordhaus, 1977).

Subsequently, with the development of panel data techniques the conventional “double log” energy demand equation was extended so as to control for time-invariant unobserved heterogeneity. Medlock and Soligo (2001) perform a country-specific fixed effects estimation for a panel of 28 developing countries, finding evidence favoring the concavity of the energy-income profile. Furthermore, recent studies emphasize the long run aspects of the relationship, interested in the policy implications associated with the causal inferences drawn regarding the energy-economic activity nexus. In particular, using a panel cointegration and error correction model Apergis and Payne (2010) employ the Granger causality framework to assess the direction of the causal nexus between the two variables for a panel of 9 South American countries over 1980-2005, finding short run and long run causality from energy consumption to economic growth.

³⁸⁹ Department of Economics, University of La Plata and University of Buenos Aires, and FIEL (Córdoba 637, 4th Floor, Buenos Aires, Argentina). navajas@fiel.org.ar

³⁹⁰ Department of Economics, University of La Plata, and FIEL (Córdoba 637, 4th Floor, Buenos Aires, Argentina). oscar@fiel.org.ar ¹ See, for example, Ang (1987).

While these studies shed light upon the nature of the linkage between energy, development and its main drivers, they are not quite informative about how to evaluate the countries' energy performance from a comparative perspective. If we had a quick look at energy intensity around the world (Figure 1), we would find that in aggregate there is a global downward trend, at least during the last 20 years. According to World Bank data, considering the world economy as a whole it took 0.237 kilograms of oil equivalent (koe) to produce one international dollar of GDP in 1990. By 2007 this requirement went down to 0.185 koe, implying a percentual reduction of about 22%. Nevertheless, this is not widespread across regions. For instance, the Middle East and North Africa regions had not experienced any significant gain in energy intensity at all during 1990-2007.

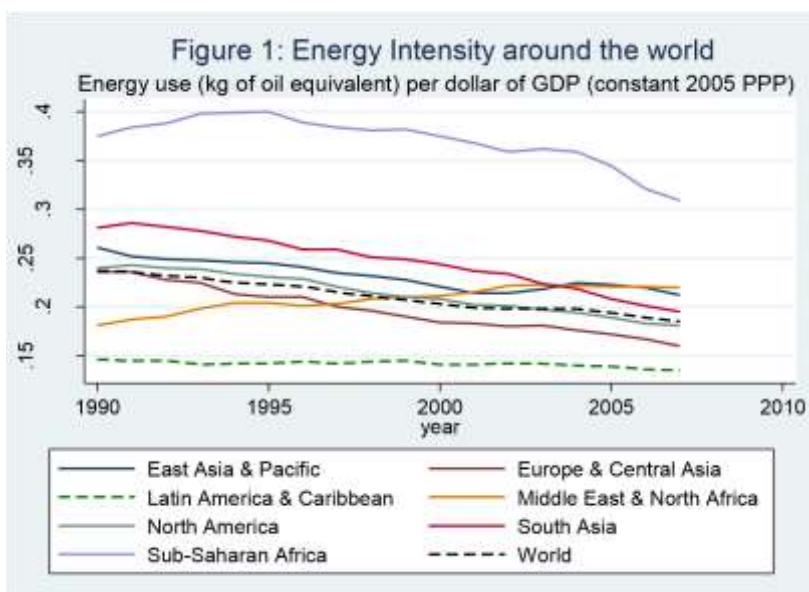


Figure 1 also tells us that Latin America (dashed green line) has been the least energy-intensive region in the world. By 1990, the energy intensity ratio for this region was 0.146, 38% lower than world average for that year. When we compare both ratios at the end of our sample, i.e. 2007, we find that Latin American energy intensity was only 13.5% lower than the world average, meaning that there has not been much reduction in energy intensity so far in the region. In fact, energy intensity in this area decreased only 7.5% in 18 years (from 0.146 in 1990 to 0.135 in 2007).

In this paper we are interested in addressing the issue of the energy-GDP ratio or energy intensity in Latin America, and in understanding what makes Latin American countries' energy intensity high or low in relation to the world or to the region itself. To tackle our question we depart from the previous literature in two ways.

First, accounting for the potential existence of omitted variable bias, we go beyond the study of the bivariate energy-GDP relationship and enlarge the list of likely determinants of the relationship so as to study effects coming from economic structure variables,

macroeconomic and institutional variables, the role of energy prices, the energy net export position of the country, etcetera.

Second, in order to shed light upon the question that motivates this paper and gives its title we performed a “benchmarking” exercise. Within this enlarged model we use its results to predict Latin American countries in order to assess whether these countries describe high or low levels of energy intensity when compared with its predicted values. To do so we use results from a “World model” and from a restricted “Latin America Model”, both from 1990 to 2007 and compare both predicted with actual data on energy intensity for each country. Besides the study of the similarity or differences between both models, the comparison allow us to address if the Latin American energy-intensity is “high” or “low” in relation to the predicted values of both models. Are Latin American countries as energy-intensive as it should be expected from a world model? Which factors contribute to the observed uncontrolled or unadjusted relatively low energy intensity in Latin America? Moreover, it allows addressing the question of what is gained or lost by modeling Latin America as separated from the World and how accurate are predicted values using one or another data set.

The structure of the paper is the following. In section 2 we describe our data set and discuss our empirical modeling strategy. Section 3 presents the results for the “World Model” and looks at the heterogeneity of the energy-GDP elasticity and the energy intensity ratio across different country groups (low income, lower and upper middle income and high income) as defined by the World Bank. Section 4 presents results for the “LATAM Model”. Section 5 compares energy-intensity predictions from both models with actual values. Section 6 draws our conclusions.

2. Data and empirical modeling strategy

We constructed a macro-panel with yearly data for 91 countries covering the period 1990-2007. Table 1 describes its main characteristics. Our main data source concerning economic and energy variables is the *World Development Indicators Data Base* (WDI) from the World Bank, which is available online³⁹¹. Since we are interested in estimating a total primary energy demand (or consumption) equation for several countries over time, it is necessary to include variables reflecting income and energy prices, along with some other controls.

However, data availability is definitely a restriction (especially for energy prices). Ideally, in order to make comparisons of aggregate energy consumption across several countries, it would be “optimal” to work with some kind of aggregate energy price. Though constructing an aggregate energy price index for each country over time is not an easy

³⁹¹ <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>

task, as it requires a lot of information. An obvious alternative is to look at the prices of the most important energy sources separately: electricity and liquid fuels. To our knowledge, unfortunately there is no sufficiently comprehensive data base of electricity prices with a worldwide coverage the way we need it in this work. OECD publications are definitely a good source of information, but many non OECD countries are left out. Consequently, we opted for not including electricity prices in our data set. Regarding liquid fuels prices, we used the *International Fuel Prices Report*³⁹² series (1999, 2001, 2003, 2005, 2007) published by the Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ, former GTZ). We chose to adopt only diesel prices in current dollars for modeling because this comprises the data covering the largest country sample.

Energy consumption, trade and production data were collected from the World Development Indicators Data Base mentioned above. This includes energy use per capita (see Table 1 for further definitions), energy net imports as percentage of energy use, and information about electricity generation by source (oil, coal, hydraulic based, etcetera). In the same fashion, economic performance and structure variables were also gathered from WDI: more precisely, gross domestic product (GDP) at 2005 international PPP dollars, share of industry and manufacturing in value added, CPI inflation rate and trade openness ratio (i.e. exports and imports as a share of GDP).

In order to control for institutional characteristics, we include in our panel the *Worldwide Governance Indicators* (WGI) Regulatory Quality Indicator published by the World Bank³⁹³. Also known as the Kaufmann Index, WGI consists of six composite indicators that capture broadly general aspects of governance, covering issues such as voice and accountability, political stability and absence of violence or terrorism, government effectiveness, regulatory quality, rule of law, and control of corruption.

Finally, we would also like to assess the direction and intensity of the energy-capital relationship. Energy and capital are both inputs, but the former provides a set of energy services to the latter (e.g. transportation services). For this purpose, we constructed a capital output ratio, based primarily upon estimations made by Nehru and Dhareshwar (1993) for the period 1990 for those countries where estimations were available. By assuming a certain capital depreciation rate along with World Bank's gross capital formation data, we extended the capital stock series forward using the dynamics implied by the standard capital accumulation equation (Harberger, 1978). For the countries there is no estimation in the Nehru and Dhareshwar data base,

³⁹² <http://www.gtz.de/en/themen/29957.htm>

³⁹³ <http://info.worldbank.org/governance/wgi/index.asp>

Table 1: Macro-Panel composition and description of the variables included

Code	Name	Units	Source	Comments
cons	Energy Use, per capita	kilograms of oil equivalent (koe)	WDI	Energy use refers to use of primary energy before transformation to other end-use fuels, which is equal to indigenous production plus imports and stock changes, minus exports and fuels supplied to ships and aircraft engaged in international transport.
gdp	GDP per cápita, PPP	constant international dollars 2005	WDI	PPP GDP is gross domestic product converted to international dollars using purchasing power parity rates. An international dollar has the same purchasing power over GDP as the U.S. dollar has in the United States. GDP at purchaser's prices is the sum of gross value added by all resident producers in the economy plus any product taxes and minus any subsidies not included in the value of the products. It is calculated without making deductions for depreciation of fabricated assets or for depletion and degradation of natural resources. Data are in constant 2005 international dollars.
ky	Capital Output Ratios	-	own calculations	Industry corresponds to ISIC divisions 10-45 and includes manufacturing (ISIC divisions 15-37). It comprises value added in mining, manufacturing (also reported as a separate subgroup), construction, electricity, water, and gas. Value added is the net output of a sector after adding up all outputs and subtracting intermediate inputs. It is calculated without making deductions for depreciation of fabricated assets or depletion and degradation of natural resources. The origin of value added is determined by the International Standard Industrial Classification (ISIC), revision 3.
industrygdp	Industry, Value Added	% GDP	WDI	Manufacturing refers to industries belonging to ISIC divisions 15-37.
manufgdp	Manufacturing, Value Added	% GDP	WDI	Combustible renewables and waste comprise solid biomass, liquid biomass, biogas, industrial waste, and municipal waste, measured as a percentage of total energy use.
renewables	Combustible Renewables and Waste	% of Energy Use	WDI	Sources of electricity refer to the inputs used to generate electricity. Hydropower refers to electricity produced by hydroelectric power plants.
hidro	Electricity production from hydroelectric sources	% of Total Electricity Generation	WDI	Measures how far domestic diesel prices (in dollars) are from the international benchmark for a given year, defined as the median current price (in dollars) for that period.
desviodiesel	Percentual departure from international median price of diesel	%	GIZ	Net energy imports are estimated as energy use less production, both measured in oil equivalents. A negative value indicates that the country is a net exporter.
imports	Energy Net Imports	% of Energy Use	WDI	Trade openness is the sum of exports and imports of goods and services measured as a share of gross domestic product.
trade	Trade Openness	% GDP	WDI	Inflation as measured by the consumer price index reflects the annual percentage change in the cost to the average consumer of acquiring a basket of goods and services that may be fixed or changed at specified intervals, such as yearly. The Laspeyres formula is generally used. (Chile, Lebanon, Namibia, Oman, Turkmenistan, UAE: source WEO April 2010)
inflation	CPI Inflation Rate	%	WDI - WEO	capturing perceptions of the ability of the government to formulate and implement sound policies and regulations that permit and promote private sector development.
reg1	Index of Regulatory Quality, The Worldwide Governance Indicators	-	WB	regq=step dummy

we proceeded to estimate the capital stock for the initial year 1990. We leave to Appendix A2 a brief but detailed description of this procedure.

In order to give a descriptive impression of the data set, Table 2 presents some basic statistics of the variables in our panel. Our world sample contains around 1600 observations for 91 different countries³⁹⁴, except for the diesel prices for which we have almost 1250 observations. First of all, and based on parametric simple statistics, we might say that the energy use per capita distribution looks pretty asymmetric, with its median (1305 koe) way smaller than its mean (2280 koe).³⁹⁵ We can imagine a similar picture for the income per capita distribution, where median income is again almost half the average income. Capital output ratios show less variability or dispersion, with a coefficient of variation of about 0.4. Aggregate industry and manufacturing share in value added seem to be more symmetric as well. Energy net imports range from a minimum -1376% (which is the case of Gabon in 1994, and it means that the country's net exports was about 14 times its energy use) to a maximum of 99.7% (corresponding to Cyprus in 1993, where almost all energy used was imported).

Table 2: descriptive statistics, macro-panel variables - whole sample

code	Variable	Minimum	Median	Mean	Maximum	Standard Deviation	Coefficient of Variation	Number of observations
cons	Energy Use per capita	106.29	1305.97	2277.92	15707.75	2238.74	0.98	1637
gdp	GDP per capita PPP	376.68	7602.79	12904.81	74421.63	12652.94	0.98	1638
ky	Capital Output Ratio	0.48	2.99	3.14	12.99	1.27	0.40	1638
industrygdp	Industry, Value Added (% GDP)	7.18%	29.54%	31.26%	73.18%	10.00%	0.32	1600
manufgdp	Manufacturing, Value Added (% GDP)	2.54%	17.14%	17.28%	42.08%	6.55%	0.38	1478
renewables	Combustible Renewables and Waste (% Energy Use)	0.00%	8.19%	20.36%	95.89%	25.95%	1.27	1637
hydro	Electricity production from hydroelectric sources (%)	0.00%	17.50%	33.95%	100.00%	34.28%	1.01	1637

³⁹⁴ See Appendix A1 for a list of the countries included in each sample.

³⁹⁵ Further non-parametric descriptive analysis yields a bimodal distribution for the logarithm of energy use per capita.

imports	Energy Net Imports (% Energy Use)	-	26.07%	-21.22%	99.70%	174.92%	-8.24	1637
diesel	Diesel price, in current cents of dollar per liter	1.00	47.00	56.17	178.00	35.05	0.62	1241
desviodiesel	Percentual departure from international median price of diesel (%)	-98.87%	0.00%	11.63%	230.30%	61.08%	5.25	1241
wti	WTI Oil Spot Price in current dollars per barrel, annual average	11.50	23.60	27.58	62.09	13.95	0.51	1638

Concerning modeling strategy, we will follow the literature (see, for instance, Zilberfarb and Adams 1981, Shrestha 2000), and consider a double log specification for the energy consumption equation (1) of country i in period t ,

$$lcons_{it} = (\alpha + \alpha_{INC} INC_i) + (\beta lgd p_{it} + \beta_{INC} INC_i * lgd p_{it}) + \gamma Z + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

where the natural logarithm of energy use per capita ($lcons_{it}$) is our dependent variable. The right hand side naturally includes GDP per capita at PPP ($lgd p_{it}$), which typically represents a measure of economic development. As mentioned above, we are also interested in adding some other macroeconomic and structural variables to the world model. On one hand, we introduce heterogeneity across income categories.

This is done by adding “income level” dummy variables for the intercept (INC_i) and interactive terms for the income per capita ($INC_i * lgd p_{it}$). This structure produces a much more flexible representation of income

elasticities. On the other hand, in order to address the existence of potential omitted variable bias, we include in the matrix Z country-specific characteristics or controls such as proxies for degree of institutional performance, macroeconomic (and energy sector) performance variables like inflation rate, trade openness ratio, net energy imports, etc.

We proceed with the estimation using two different samples and several estimation methods. Regarding samples, the first one (World Model) includes 91 countries, and its results are shown in the next section. The second one restricts only to 19 Latin American

countries, and section 4 presents results for this exercise as well. With respect to estimation methods, we start estimating by a simple pooled ordinary least squares (OLS), which does not control for unobserved heterogeneity and then move to an error component specification, namely random effects (RE) and fixed effects (FE).

Pooled unit root tests were also performed, finding that all variables in our panel are I(1). Nevertheless, a detailed and complete assessment of the existence of long run relationships for all the specifications proposed here exceeds the scope of the current work. We will leave this subject for further research, focusing in the present paper in building a proper reference prediction or benchmark so as to compare observed Latin American energy intensities with.

3. World Model Results

Table 3 shows the results of estimating equation (1) by pooled OLS and also allowing an error component structure (i.e. random effects and fixed effects estimation) for our 91 countries sample. We develop a “general to particular” methodology, since we are interested in the accuracy of our predictions. Estimations in columns (a) and (b) are obtained using pooled OLS, the former including all controls and the latter only those statistically significant at 5% or less. Interactive terms between income per capita and income-level dummies allow different income elasticities for each „cluster“. In fact, we find an „inverted U“ relationship between energy consumption income elasticity and income. For instance, in column (b) income elasticity of energy consumption for the low income level is 0.261 (first coefficient in the column, significant at 1%); lower middle income (LMI) income elasticity is 0.395, which results from adding the LMI * ln(gdp) coefficient (0.134) to the reference group elasticity (0.261). Similarly, upper middle income countries (which is the cluster most Latin American countries belong) is 1.064, and high income countries“ income elasticity is 0.729. This income elasticity profile seems to fit the standard time series evidence (see, for instance Wolf, Relles and Navarro, 1980). Furthermore, as mentioned previously cross section panel studies for developing countries yield income elasticities above unity (Zilberfarb and Adams, 1981).

The controls in columns (a) and (b) have the expected sign. The share of industry in value added has a positive marginal effect on the natural logarithm of energy use per capita of 0.544 in (b), statistically significant at 1%. Manufacturing share in value added has also a

positive effect (0.859, also significant at 1%). The capital output ratio coefficient is equal to 0.108 in column (b), suggesting that exists a complementary relationship between capital and energy inputs. Regarding prices, not only the relative departure from the average price of diesel but also WTI crude spot price have a negative and significant impact on energy use. An additional percentual point of departure from the mean price of diesel reduces energy consumption per capita in 0.279 koe, while WTI price-elasticity is in the neighborhood of 0.0765.

Table 3: World Model Results - Dependent Variable: $\ln(\text{cons}) = \ln(\text{Energy use per capita})$. Balanced Panel, 90 countries

The rest of the controls (energy imports, share of hydroelectricity in total generation, regulatory quality and other macroeconomic variables) are not statistically significant. Finally, we observe that the model has a relatively good adjustment, explaining 88% of the variability in the dependent variable as variability in the regressors. However, quadratic errors (in the neighborhood of 0.35) are somehow unsatisfactory when we compare it with the errors of other specifications presented below.

VARIABLES	Pooled OLS (1)			Clustered OLS (2)			Random Effects GLS (3)			Clustered Fixed Effects (4)					
	β	γ	δ	Low Income β	Lower Middle Income γ	Upper Middle Income δ	High Income ϵ	ρ	σ	Low Income ρ	Lower Middle Income σ	Upper Middle Income τ	High Income θ	λ	μ
ln(gdp)	0.305** 0.065	0.261** 0.047	0.596** 0.084	0.480** 0.043	1.011** 0.062	0.957** 0.063	0.738** 0.068	0.266** 0.025	0.354** 0.057	0.250** 0.036	0.503** 0.039	0.485** 0.035	0.469** 0.066	0.490** 0.037	0.451** 0.031
LMI	-1.497** 0.437	-0.993* 0.432	-0.44 0.373	-0.784 0.403	1.409** 0.433	1.340** 0.246	1.409** 0.433	-1.285** 0.302	-0.944* 0.418	0.211 0.255	-0.197 0.190	0.673** 0.162	0.520** 0.137	0.395** 0.074	0.395** 0.074
LMI * ln(gdp)	0.196** 0.061	0.134* 0.059	-0.766 0.447	0.344 0.496	2.748** 0.287	1.623** 0.238	0.736 0.561	0.183** 0.035	0.132* 0.055	-0.549* 0.127	-0.474** 0.251	0.468* 0.218	0.508* 0.208	0.991** 0.204	0.838** 0.189
UMI	-7.593** 0.734	-6.797** 0.629	0.0601** 0.015	0.0473** 0.016	0.0645** 0.015	-0.01 0.029	-0.01 0.029	-1.128* 0.493	-1.506** 0.362	0.0138 0.010	0.0369** 0.009	0.0331** 0.008	-0.00565 0.024	0.0897** 0.015	0.0914** 0.014
UMI * ln(gdp)	0.893** 0.089	0.803** 0.076	0.711** 0.117	0.735** 0.123	-0.410** 0.082	-0.931** 0.158	0.165 0.372	0.225** 0.040	0.170** 0.061	0.101 0.191	0.729** 0.136	0.681** 0.135	0.0199 0.261	-1.407** 0.301	-1.306** 0.278
HI	-3.542** 0.562	-3.121** 0.477	0.622** 0.061	0.612** 0.059	-0.0306 0.067	-0.499** 0.057	0.229** 0.088	1.475** 0.515	2.036** 0.515	-0.209** 0.056	-0.213** 0.051	-0.270** 0.063	-0.383** 0.088	-0.371** 0.081	-0.516** 0.070
HI * ln(gdp)	0.519** 0.070	0.468** 0.058	-0.0558 0.070	-0.247** 0.048	-0.238** 0.048	-0.249** 0.032	-0.237** 0.027	-0.0751 0.062	-0.177* 0.072	-0.0199 0.014	-0.0146 0.011	-0.0071 0.015	0.00291 0.008	0.00291 0.008	0.0113 0.010
industrygdp	0.508** 0.158	0.544** 0.123	0.0299 0.045	-0.118** 0.032	-0.122** 0.031	-0.0985* 0.040	-0.150** 0.035	0.153* 0.069	0.177* 0.072	-0.0199 0.014	-0.0146 0.011	-0.0071 0.015	0.00291 0.008	0.00291 0.008	0.0113 0.010
manufgdp	0.897** 0.222	0.859** 0.187	0.424* 0.209	0.523** 0.174	-0.107** 0.039	-0.0676* 0.031	0.0271 0.019	0.192 0.103	0.204* 0.098	-0.042 0.114	0.0949** 0.017	0.104** 0.015	-0.00703 0.009	0.0435** 0.012	0.0418** 0.012
ky	0.0926** 0.013	0.108** 0.014	0.465** 0.106	0.469** 0.103	0.275** 0.052	-0.0901** 0.030	-0.0865** 0.028	0.0258** 0.006	0.0209** 0.005	-0.0166 0.037	0.253** 0.039	0.225** 0.037	-0.105* 0.050	-0.109* 0.048	-0.0505** 0.017
renewables	-0.0567 0.079	-0.0022 0.046	0.159* 0.066	0.157* 0.070	0.321** 0.068	1.234** 0.467	1.419** 0.440	0.167 0.086	0.177* 0.072	0.0896** 0.024	0.0958** 0.022	-0.0327 0.003	-0.00599* 0.003	0.116 0.083	0.116 0.083
hydro	-0.0022 0.046	-0.279** 0.023	0.0077 0.055	-0.0437 0.045	-0.294** 0.054	-0.285** 0.054	0.151 0.081	-0.256** 0.034	-0.276** 0.035	-0.0511* 0.021	-0.113** 0.018	-0.0983** 0.016	-0.00686 0.026	-0.0416 0.022	-0.0416 0.022
desvioldiesel	-0.222** 0.023	-0.279** 0.023	0.175** 0.045	0.181** 0.046	-0.150* 0.063	-0.0791 0.060	-0.0791 0.060	-0.0292** 0.009	-0.0265** 0.008	0.00457 0.019	0.0968** 0.016	0.0835** 0.020	0.0339 0.020	0.0177 0.009	0.0177 0.009
lwrti	-0.103** 0.024	-0.0765** 0.023	0.569 0.551	0.616 0.514	2.378** 0.386	-1.616** 0.516	0.992 0.683	-0.00786 0.006	-0.00786 0.006	3.500** 0.683	4.413** 0.235	2.143** 0.301	2.795** 0.609	2.618** 0.343	3.308** 0.440
imports	0.0154 0.009	0.0154 0.009	0.0145* 0.006	0.0145* 0.006	0.0143* 0.006	0.0143* 0.006	0.0143* 0.006	0.0145* 0.006	0.0145* 0.006	0.0145* 0.006	0.0145* 0.006	0.0145* 0.006	0.0145* 0.006	0.0145* 0.006	0.0145* 0.006
trade	0.0136 0.029	0.0136 0.029	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017	-0.00257 0.017
infla	0.0169 0.018	0.0169 0.018	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033	-0.129** 0.033
regq	-0.0518 0.033	-0.0518 0.033	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496
reg1	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033	0.033 0.033
Constant	3.593** 0.496	3.831** 0.321	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496	3.593** 0.496
Observations	1160	1160	131	131	346	346	388	1160	1160	131	131	346	346	295	388
R-squared	0.886	0.880	0.852	0.85	0.784	0.782	0.533	0.836	0.838	0.523	0.475	0.672	0.664	0.515	0.563
RMSE	0.348	0.356	0.166	0.166	0.251	0.251	0.300	0.063	0.063	0.046	0.047	0.061	0.061	0.068	0.041

Note: Standard errors in italics; ** statistically significant at 1%, * statistically significant at 5%

The second set of estimations in Table 3 (columns (c) to (j) inclusive) report the results of performing a pooled OLS estimation within each income level cluster. In principle, this specification should gain in goodness of fit, since we are adjusting four different linear equations to four subsamples, presumably sharing certain characteristics. We see that the income elasticity profile remains somewhat stable, with exception of the lowest income levels which show a relatively higher elasticity than the ones reported in column (b).

Besides, this specification is quite informative about the „local“ effects of our controls. For instance, industry share in value added is only significant for the highest income countries. The opposite holds for manufacturing share in value added, being positive and significant only for middle income countries. Moreover, the complementary relationship between capital and energy is only observed in the low income levels.

Columns (k) and (l) report the results of estimating by GLS the random effects model. In first place, we note that the income elasticity profile remains concave, but the elasticities estimated are substantially lower than those obtained via OLS. If we have a look at the reduced form (l), income elasticity for both low and high income is around 0.266, while lower middle income and upper middle income have elasticities of 0.448 and 0.491 respectively. Industry and manufacturing share coefficients are still positive (0.153 and 0.204 respectively), but experience a moderate loss of significance. Capital output ratios still have a positive and significant marginal effect on the dependent variable, which is slightly lower than the observed in previous specifications. Furthermore, regulatory quality is now significant, and has a negative coefficient of -0.02 (i.e. the sum of “regq” and “reg1”) ³⁹⁶. Hydroelectricity share and diesel price departure coefficients also become negative and significant at 1% (-0.256 and -0.0265, respectively).

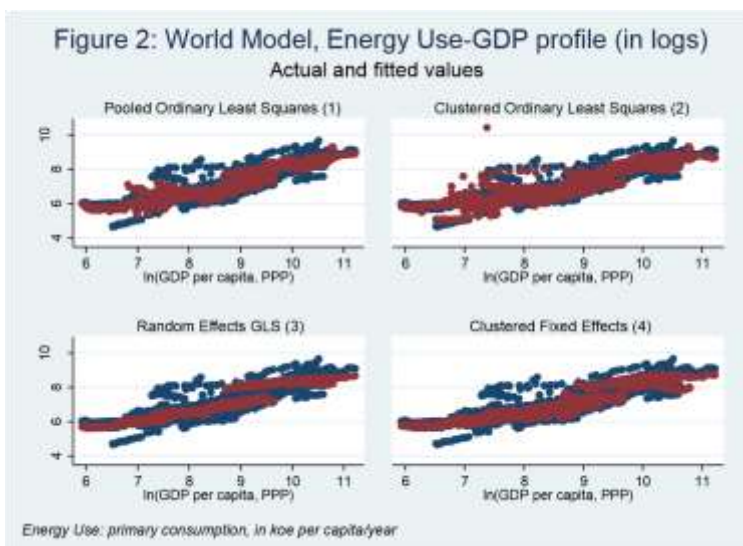
Finally, the last set of estimations in Table 3 present the results of estimating the fixed effects model for each income level cluster. We find an income elasticity profile which is similar to the profile in the random effects estimation. If we have a look at the reduced forms (n), (p), (r) and (t), we see that income elasticity is around

0.25 for low income countries, 0.485 for lower middle income countries, 0.490 for upper middle income and 0.451 for high income, all statistically significant at 1%. With respect to the rest of the regressors, we note that only the hydroelectricity share is significant across all clusters, with a negative coefficient decreasing in income level starting in -0.213 for low income in column (n) and reaching -0.516 for high income countries in column (t). Manufacturing coefficients do not show a determined pattern, having a negative impact

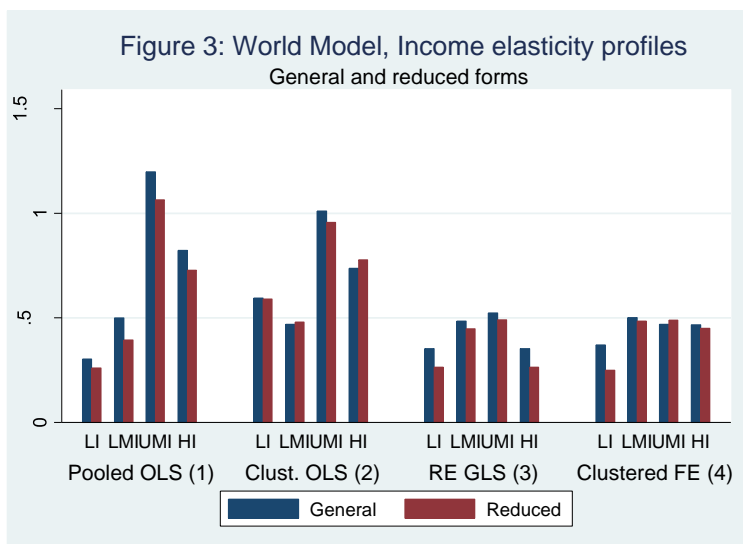
³⁹⁶ Since the regulatory quality index is only available for the period 1996-2007, we employ a step dummy regq in order to fix the lack of observations and avoid losing them from the panel. Therefore, the impact of regulatory quality on energy consumption is the sum of both coefficients.

on the dependent variable in the low income cluster. Furthermore, energy prices are significant only for the poorest clusters.

Our error component models adjust better than our standard OLS models. If we have a look at the root mean squared errors (RMSE), the minimum RMSE for our OLS models is 0.166 in column (d), and this is more than twice the maximum RMSE under error components, corresponding to the upper middle income fixed effects estimation which is 0.067. Figure 2 depicts the „goodness of fit“ of each of the four estimation methods proposed.



Finally, Figure 3 completes the picture and compares the energy consumption income elasticity profiles found for the four specifications proposed here. As mentioned above, OLS estimations are compatible with previous cross section and time series studies, i.e. elasticities closer to 0.7-0.8 for developed countries (Nordhaus, 1977) and above unity for developing countries. However, when we control for time-invariant unobserved heterogeneity (in our case, geography and climate characteristics, country size, etc.) the income elasticity profile remains concave but elasticities estimated are in all cases below 0.5. In this sense, error components results might suggest that we might be in presence of biased OLS estimations.



4. Latin American (LATAM) Model Results

Table 4 presents some basic descriptive statistics for our Latin American subsample, which consists of nineteen countries. First of all, and based on parametric simple statistics, we might say that the asymmetry in energy use per capita distribution persists, since its median (760 koe) is almost half its mean (1246 koe). Furthermore, we see that in the Latin American sub-sample energy use per capita shows much more variability than in our world sample (CV reported in Table 4 is 1.24 whereas the same statistic was 0.98 for the world sample, see Table 2). On the contrary, concerning income per capita distribution, there is less dispersion within Latin America than in the world sample. With respect to diesel prices, we see that the region has substantial departures from the world benchmark price like Venezuela (represents the minimum with 98.87% below the benchmark), Trinidad and Ecuador.

Capital output ratios show a relatively low variability, with a coefficient of variation of about 0.18. As it was the case in the world sample, aggregate industry and manufacturing share in value added look symmetric as well. Energy net imports range from a minimum - 325% (which is the case of Venezuela in 1997) to a maximum of 81% (corresponding to Dominican Republic in 2000, where almost all energy used was imported).

According to World Bank's WDI classification, twelve countries in our sample fall in the "upper middle income" category³⁹⁷. Seven countries are classified as "lower middle income"³⁹⁸. Taking the lowest income group available as reference (as in the World

³⁹⁷ Argentina, Brazil, Chile, Colombia, Costa Rica, Dominican Republic, Mexico, Panama, Peru, Uruguay, Trinidad and Tobago and Venezuela.

³⁹⁸ Bolivia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua and Paraguay.

Model), we proceed in the same fashion as in the previous section, adding dummies only for the upper middle income category.

Table 4: descriptive statistics, macro-panel variables - Latin American sample

code	Variable	Minimum	Median	Mean	Maximum	Standard Deviation	Coefficient Number of Variation	of observations
cons	Energy Use per capita	409.98	760.72	1246.03	11505.66	1544.43	1.24	342
gdp	GDP per capita PPP	1742.94	6733.33	6982.84	23583.31	3423.68	0.49	342
ky	Capital Output Ratio	1.94	2.95	2.93	4.49	0.54	0.18	342
industrygdp	Industry, Value Added (% GDP)	13.72%	30.11%	32.12%	61.66%	8.43%	0.26	334
manufgdp	Manufacturing, Value Added (% GDP)	5.84%	18.02%	17.86%	29.01%	4.76%	0.27	318
renewables	Combustible Renewables and Waste (% Energy Use)	0.08%	18.22%	23.99%	73.76%	18.80%	0.78	342
hidro	Electricity production from hydroelectric sources (%)	0.00%	60.50%	54.97%	100.00%	29.60%	0.54	342
imports	Energy Net Imports (% Energy Use)	-325.55%	22.90%	-21.22%	81.61%	95.89%	-4.52	342
diesel	Diesel price, in current cents of dollar per liter	1.00	36.00	40.40	105.00	19.07	0.47	261
desviodiesel	Percentual departure from international median price of diesel (%)	-98.87%	-15.15%	-18.65%	30.30%	25.12%	-1.35	261
wti	WTI Oil Spot Price in current dollars per barrel, annual average	11.50	23.60	27.58	62.09	13.97	0.51	342

Table 5 presents the results of the estimations of the equation (1) for our Latin American sample. The income elasticity profiles derived in this exercise do not look much alike. Pooled OLS estimations in column (b) indicates that Latin American lower middle income

countries elasticity is 1.188, while upper middle income countries is 1.464. Industry's share in value added has a positive and significant impact on energy use per capita (coefficient 2.241 in column (b)), as well as capital output ratios (0.240, significant at 1%). Furthermore, renewables share in energy use also has an increasing effect on the dependent variable, with an estimated coefficient of 0.978. Energy prices have a negative impact on consumption, a 1% increase in diesel price departure affect in -0.254% on the dependent variable, whilst WTI price elasticity is around -0.21. Inflation seems to have a negative but negligible impact on energy consumption, while the trade openness coefficient is positive (0.0937) and significant at 1%.

Table 5: Latin American Model Results – Dependent Variable: $\ln(\text{Energy use per capita})$. Balanced Panel, 19 countries

VARIABLES	Pooled OLS (1)		Clustered OLS (2)		Random Effects GLS (3)		Clustered Fixed Effects (4)					
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)	(k)	(l)
$\ln(\text{gdp})$	1.166** 0.051	1.188** 0.039	0.760** 0.065	0.718** 0.039	1.766** 0.085	1.644** 0.055	1.327** 0.119	1.161** 0.085	1.356** 0.157	1.205** 0.100	0.860** 0.134	0.546** 0.135
UMI	-2.903** 0.611	-2.710** 0.618					4.358** 1.043	4.656** 1.290				
$\text{UMI} * \ln(\text{gdp})$	0.301** 0.069	0.276** 0.070					-0.529** 0.120	-0.555** 0.145				
industrygdp	2.358** 0.207	2.241** 0.170	-0.068 0.396	0.718** 0.039	2.660** 0.231	2.245** 0.177	0.188 0.173		0.149 0.526		0.428 0.307	
manufgdp	-0.528 0.362		0.126 0.478		-0.842 0.503		0.281 0.222		0.142 0.686		0.398 0.385	
ky	0.230** 0.028	0.240** 0.024	0.256** 0.030	0.206** 0.016	0.108* 0.044	0.165** 0.032	0.0958* 0.048		0.0391 0.046		0.0795 0.054	
renewables	1.008** 0.144	0.978** 0.132	0.514** 0.131	0.434** 0.071	1.640** 0.364	1.663** 0.277	0.722* 0.304	0.589** 0.222	0.0967 0.318		1.131** 0.362	
hydro	-0.434** 0.052	-0.409** 0.049	-0.271** 0.071	-0.167** 0.036	-0.448** 0.056	-0.506** 0.051	-0.260** 0.077	-0.335** 0.059	-0.146* 0.046	-0.140** 0.033	-0.311* 0.112	-0.472** 0.093
desviodesel	-0.238* 0.096	-0.254** 0.053	-0.159 0.095		-0.293** 0.091	-0.408** 0.058	-0.0295 0.042		-0.155* 0.034	-0.225** 0.056	-0.0166 0.043	
hwfi	-0.214** 0.030	-0.210** 0.027	-0.011 0.024		-0.357** 0.041	-0.271** 0.032	-0.0646** 0.015	-0.0419** 0.014	-0.0563* 0.022	-0.0469* 0.017	-0.0680** 0.019	
imports	0.00314 0.023		-0.0439 0.037		0.0432 0.027		0.0694 0.049	0.0999** 0.035	0.137** 0.027	0.163** 0.015	0.0489 0.057	
trade	0.0878* 0.042	0.0937** 0.033	0.047 0.061		0.0573 0.067		0.0225 0.046		-0.0195 0.070		0.0508 0.093	
infla	-0.00724** 0.003	-0.00765** 0.002	0.12 0.238		-0.0139** 0.004	-0.0110** 0.003	-0.00658** 0.002	-0.00389** 0.001	0.31 0.211		-0.00945** 0.002	
regl	0.0229 0.047		-0.0591 0.054		-0.139* 0.064		-0.057 0.030	-0.0857** 0.023	-0.0909* 0.030	-0.0633* 0.020	-0.0196 0.029	
regl	-0.0387 0.047		0.203** 0.066		-0.0385 0.048		0.0766** 0.025	0.0936** 0.018	0.105* 0.030	0.0789** 0.021	0.0569* 0.022	
Constant	-3.986** 0.444	-4.275** 0.365	-0.655 0.577	-0.173 0.366	-8.814** 0.851	-8.199** 0.523	-4.742** 1.115	-2.905** 0.797	-4.680* 1.447	-3.256** 0.803	-0.969 1.322	2.371 1.250
Observations	238	238	79	79	159	159	238	238	79	79	159	159
R-squared	0.93	0.929	0.864	0.812	0.945	0.937	0.744	0.618	0.843	0.825	0.739	0.61
RMSE	0.170	0.170	0.068	0.075	0.160	0.169	0.053	0.051	0.036	0.036	0.050	0.059

Note: Standard errors in italics, ** statistically significant at 1%, * statistically significant at 5%

When we break this specification in two income categories, income elasticity estimations seem quite different between groups. Lower middle income elasticity reported in column

(d) is 0.718, less than half the elasticity of the upper middle income (1.644, both significant at 1%). Most regressors lose significance in the lower middle income model, with the exception of capital output ratio, renewables share in energy use and hydroelectric share in total generation. Despite that, energy prices do play a role in energy consumption for the upper middle income cluster. The income elasticity profile found in OLS estimations is somehow reversed when we allow for error components specifications. The random effects model in column (h) of Table 5 indicates that Latin American income elasticity is 1.161 for lower middle income countries and 0.606 for upper middle income. Renewables and hydro coefficients remain significant at 1%, but its impacts are substantially lower (in absolute value) than in previous OLS estimations. Clustered fixed effects also show that upper middle income countries' energy consumption is much more elastic with respect to income.

In fact, as we see in column (j), income elasticity is 1.205 for the „poorest“ cluster and 0.546 for the „richest“.

Finally, regarding goodness of fit we see that the OLS estimations fit relatively well. R2 is above 90% in the Pooled OLS specification (column (b)), whereas clustered OLS estimations have a R2 of about 93% for the upper middle income cluster and 81% for the lower middle income. Despite showing a lower R2, error components specifications present a substantially lower mean squared error, just like in the World Model. In order to illustrate this point, Figure 4 depicts actual and fitted values for the four specifications proposed.

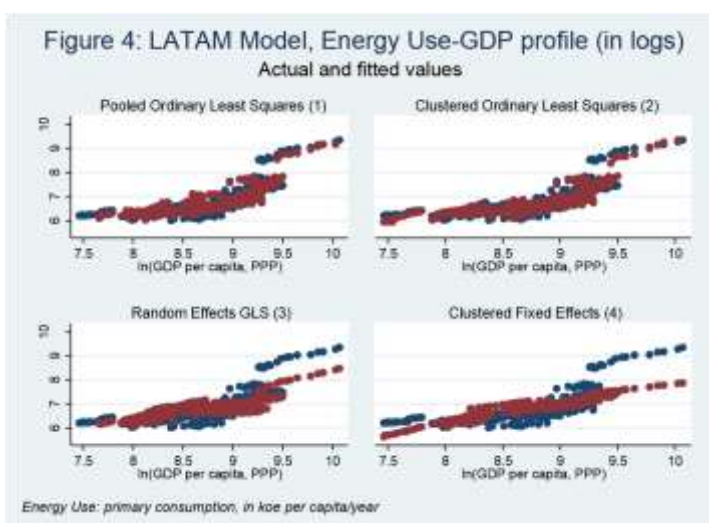
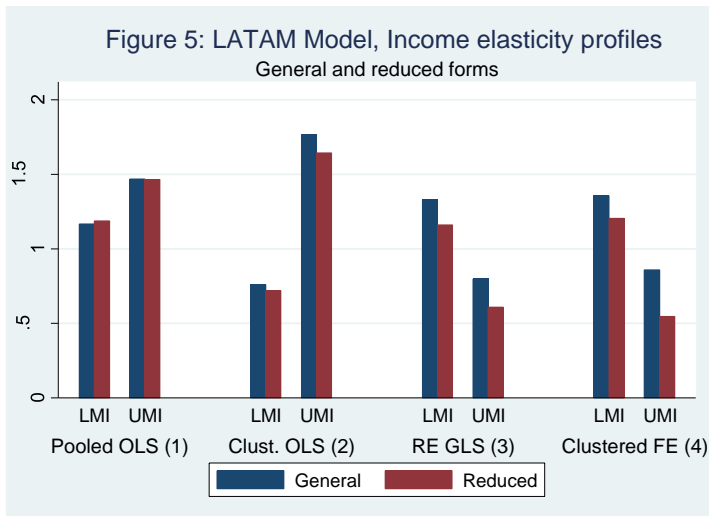


Figure 5 shows income elasticity profiles that surge from the Latin American model. As mentioned above, an opposite pattern emerges from the first two estimations and the other two.



5. Explaining Energy Intensity in Latin America

After analyzing and identifying the main drivers behind energy consumption in Latin America from many different angles (i.e. using two samples and several estimation methods) we are now interested in assessing whether energy intensity in the region is “high” or “low”, which should naturally give rise to the question: with respect to what? We have seen that Latin America is the region with the lowest energy intensity when we compare it with the rest of the world. But what if we compare the region’s actual performance with what our models predict? In other words, how is Latin American energy intensity with respect to what energy consumption models say it should be, given its characteristics (i.e. income level, productive structure, energy prices, etc.)? In order to shed light upon this subject, we take our model predictions as a benchmark for the Latin American energy intensity.

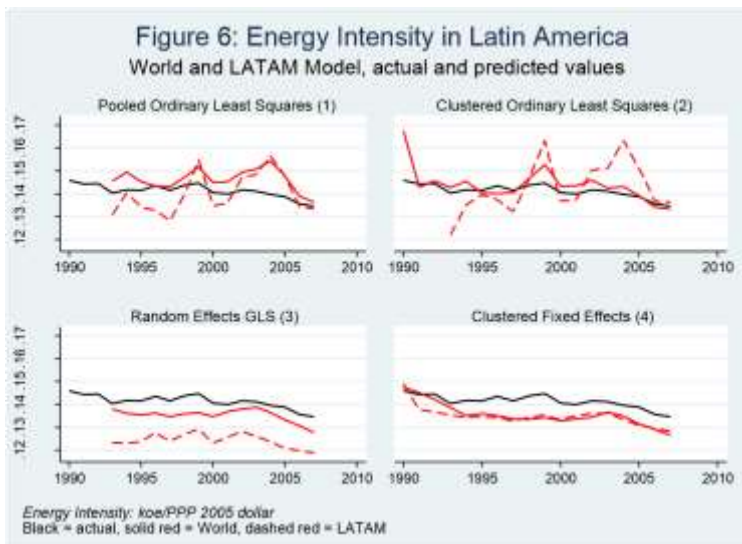


Figure 6 shows the estimated aggregate energy intensity for the period 1990-2007.³⁹⁹ Ordinary Least Squares (OLS) estimations seem to oscillate irregularly over the actual values, while according to error component specifications energy intensity looks “high” in relation to what is predicted not only by the Random Effects model (3) but also by the Clustered Fixed Effects model (4). For instance, if we have a look at the RE specification, we see that the Latin American model benchmark is on average 12% below actual values, while the World benchmark is only 3.8% below the former. Clustered fixed effects estimations also state that Latin American energy intensity should be lower than observed; in this case the World benchmark is about 4% below on average, while the Latin American prediction is 4.5% lower than actual values.

We can also perform this benchmark exercise for single countries, where we observe some heterogeneity with respect to the results. For instance, we can identify a group of countries (Argentina, Brazil, Chile, Trinidad and Tobago and Venezuela) for which we might conclude that energy intensity is “high” in relation to its benchmarks and there is another group of countries for which, in the same sense, energy intensity seems “low” (Colombia, Costa Rica, Dominican Republic, El Salvador, Panama, Peru and Uruguay). For the rest of the countries, there is no considerable difference between predictions and actual values.

6. Conclusions and further extensions

This paper performs a benchmarking exercise in order to evaluate whether energy intensity in Latin America is high or low. We have seen that casual descriptive analysis (Figure 1) shows Latin America as the least energy intensive region in the world. However, when we perform regression analysis and give a brief characterization of the structural process underlying energy consumption and economic growth, we conclude that energy intensity in Latin America is not as low as it should be according to what was predicted by our error component models. Further research should be directed at a detailed unit root and cointegration analysis, in order to understand the direction and intensity of the causal relationship. Moreover, as many other studies in this topic, our modeling strategy is essentially “empirically based”, in the sense that our models do not stem from any behavioral process but from ad-hoc specifications. Thus, another line of further research should try to integrate empirical research with some basic theoretical framework.

³⁹⁹ Several estimations (predictions) begin in 1993, due to missing data for diesel prices.

References

- Ang, B.W. (1987): “A Cross-Sectional Analysis of Energy-Output Correlation”, *Energy Economics*, October, pp. 274–85.
- Apergis, N. and Payne, J. (2010): “Energy consumption and growth in South America: Evidence from a panel error correction model”, *Energy Economics* 32 (2010), 1421-1426.
- Harberger, A. (1978): “Perspectives on Capital and Technology in Less Developed Countries”, in M. Artis and A. Nobay (editors), *Contemporary Economic Analysis*, London, Croom Helm.
- Medlock, K.B. and Soligo, R. (2001) “Economic Development and End-Use Energy Demand”, *The Energy Journal*, vol. 22, no. 2, pp. 77–105.
- Nehru, V. and Dhareshwar, A (1993): “A new database on physical capital stock: sources, methodology and results”, *Revista de Análisis Económico*, Vol. 8, N°1, pages 37-59 (June 1993).
- Nordhaus, W. (1977): “The demand for Energy: an international perspective”, in Nordhaus, W. (editor) *International Studies of the Demand for Energy*, Amsterdam, North Holland.
- Shrestha, R. (2000): “Estimation of International Output-Energy Relation: Effects of Alternative Output Measures”, *Energy Economics*, Vol. 22, pages 297-308.
- Wolf, C. (Jr.), Relles, D. and Navarro, J. (1980), “The demand for oil and energy in developing countries”, *document prepared for the United States Department of Energy (DOE)*, Rand Corp. Santa Monica, May 1980.
- Zilberfarb, B. and Adams, F. (1981): “The energy-GDP relationship in developing countries: Empirical evidence and stability tests”, *Energy Economics*, October 1981, pages 244-248.

Appendix A1. Countries included in Panel

Table A1: Countries included in Panel data set, sorted by income level

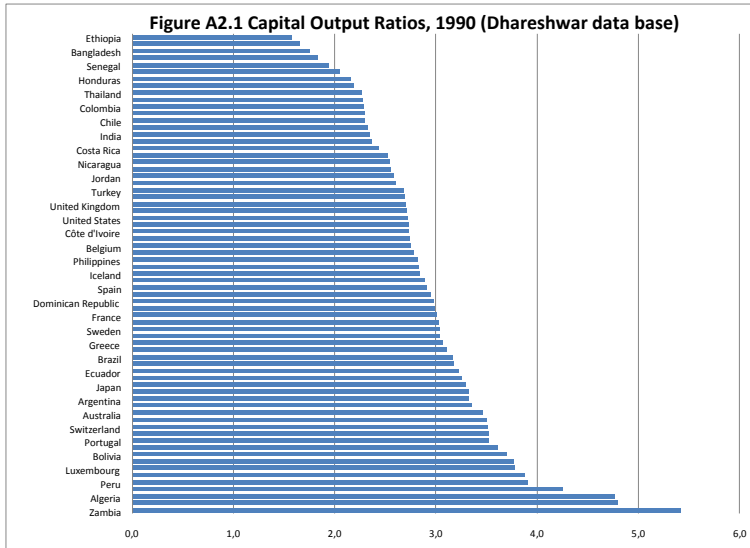
(Note: Latin American countries in bold)

Low Income	Lower Middle Income	Upper Middle Income	High Income
Bangladesh	Bolivia Morocco	Albania Mexico	Australia Hungary Saudi Arabia

Benin	Cameroon	Nicaragua	Algeria	Namibia	Austria	Iceland	Slovak Republic
Ethiopia	China	Pakistan	Argentina	Panama	Belgium	Ireland	Spain
Kenya	Cote d'Ivoire	Paraguay	Botswana	Peru	Brunei Darussalam	Israel	Sweden
Kyrgyz Republic	Ecuador	Philippines	Brazil	Romania	Canada	Italy	Switzerland
Mozambique	Egypt, Arab Rep.	Senegal	Bulgaria	South Africa	Cyprus	Japan	United Kingdom
Tajikistan	El Salvador	Sudan	Chile	Trinidad and Tobago	Denmark	Korea, Rep.	United States
Togo	Guatemala	Syrian Arab Rep.	Colombia	Turkey	Estonia	Latvia	
Zambia	Honduras	Thailand	Costa Rica	Uruguay	Finland	Luxembourg	
	India	Tunisia	Dominican Rep.	Venezuela, RB	France	Netherlands	
	Indonesia	Turkmenistan	Gabon		Germany	New Zealand	
	Jordan	Uzbekistan	Iran, Islamic Rep.		Greece	Norway	
	Moldova	Vietnam	Malaysia		Hong Kong SAR	Portugal	

Appendix A2. Capital Output Ratios Estimation

In this appendix we will make a brief description of the construction of the capital output ratios included in our panel, which basically consists in estimating the countries' capital stocks. As a starting point, we used World Bank's data base, which has estimations for 92 countries covering the period 1960-1990. These include several countries in our panel. Figure A2.1 depicts the ratios for the year 1990 for those countries.



Under the framework of the perpetual inventory method, we can employ a simple capital accumulation equation like (A2.1) for extending the capital output ratios up to 2007, where K_t is the capital stock at period t , δ is a (constant) depreciation rate and I_t stands for gross capital formation in current dollars (source: WDI).

$$K_t = (1 - \delta)K_{t-1} + I_t \quad (\text{A2.1})$$

Assuming a given fixed value of δ (0.04), equation (A2.1) gives us the entire dynamics of capital stock. Therefore, the only thing we need is an accurate estimation of the countries' capital stocks for the year 1990. For those countries included in the World Bank data base, we recovered capital stocks from the capital output ratio, multiplying the ratios by a proper estimation of Gross Domestic Product. For the rest of the countries (22 out of 91), we estimated the initial capital stock according to Harberger (1978), which uses the GDP growth rate as proxy for the capital stock growth rate. From the accumulation equation, we can state the gross capital formation for the year 1991 as in Eq. (A2.2):

$$I_{1991} = (K_{1991} - K_{1990}) + \delta K_{1990} \quad (\text{A2.2})$$

Dividing (A2.2) by the initial capital stock (1990), we obtain

$$\frac{I_{1991}}{K_{1990}} = \frac{(K_{1991} - K_{1990})}{K_{1990}} + \delta = \bar{K}_{1991} + \delta \quad (\text{A2.2''})$$

which can be expressed as equation (A2.3), stating that the initial capital stock is the ratio of the current year gross investment and the sum of the current capital stock growth rate and the current depreciation rate.

$$K_{1990} = \frac{I_{1991}}{\bar{K}_{1991} + \delta} \cong \frac{I_{1991}}{g + \delta} \quad (\text{A2.3})$$

For our estimates, we employed a historical average GDP growth rate (g). Figure A2.2 shows the estimated capital output ratios for the years 1990 and 2007, and Table A2.1

shows some simple descriptive statistics of the cross section capital output ratio distributions for both years.

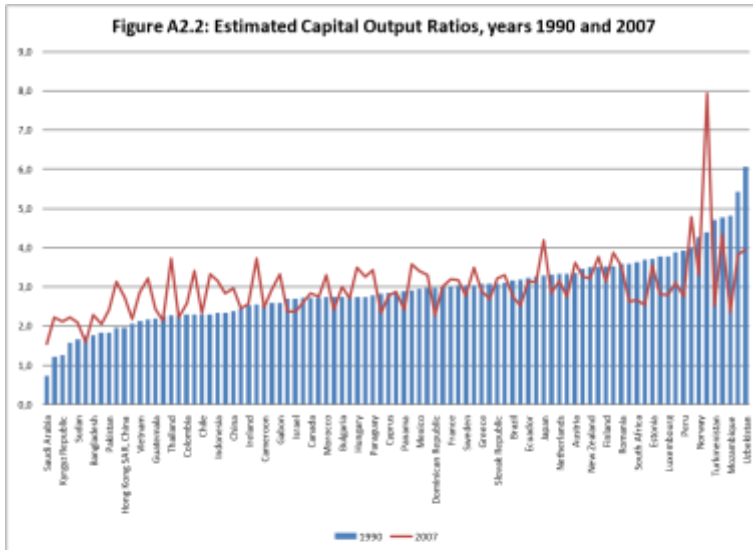


Table A2.1: Capital Output Ratios, years 1990-2007.
Descriptive Statistics

	1990	2007
minimum	0.732	1.543
median	2.839	2.856
mean	2.927	2.975
maximum	6.054	7.924
standard deviation	0.874	0.783
CV	0.299	0.263
correlation (1990,2007)	0.511	

Appendix A3. Energy Intensity Estimations, Latin American countries

Figure A.1: Argentina, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, actual and predicted values

Pooled Ordinary Least Squares (1)

Clustered Ordinary Least Squares (2)

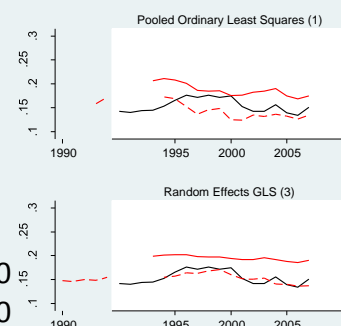
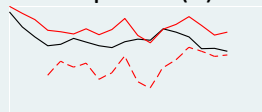
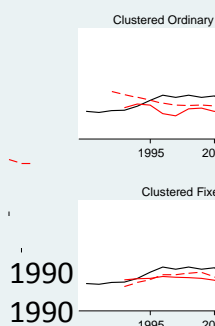
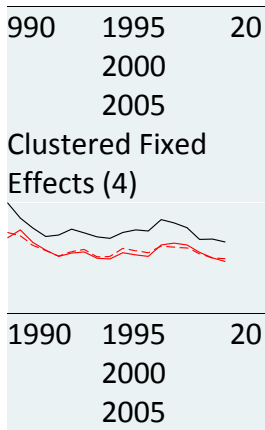
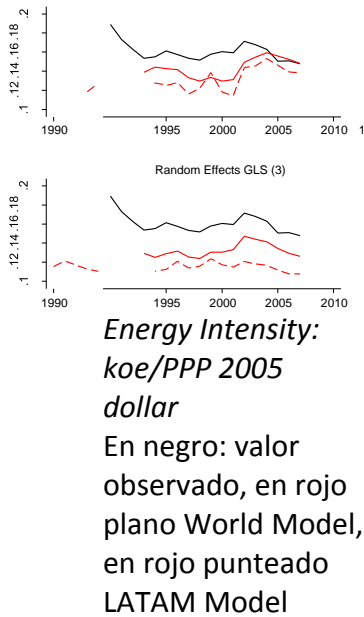


Figure A.2: Bolivia, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, 1990-2005





Energy Intensity: actual and predicted values 2010
koe/PPP 2005 dollar
En negro: valor observado, en rojo plano World Model, en rojo punteado LATAM Model

Figure A.3: Brazil, World and LATAM Model Energy Intensity over time, actual and predicted values

Pooled Ordinary Least Squares (1)

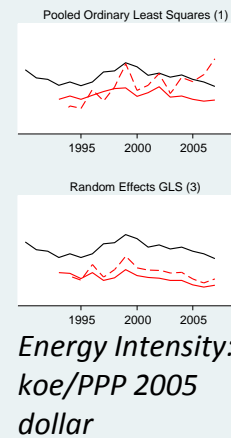
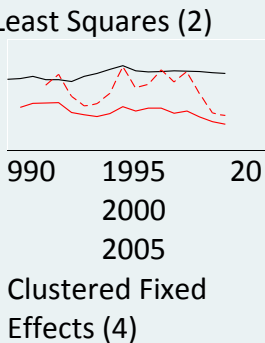
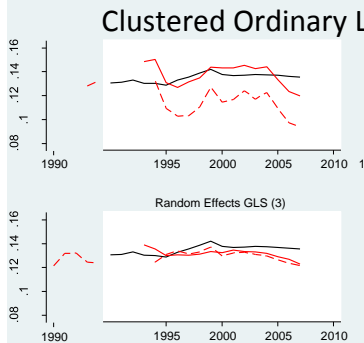


Figure A.4: Chile, World and LATAM Model Energy Intensity over time, actual and predicted values 2010

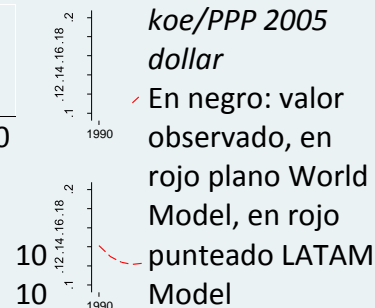
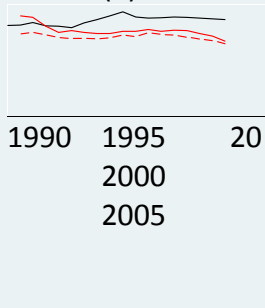
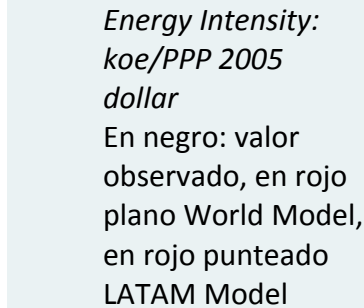


Figure A.5: Colombia, World and LATAM Model Energy Intensity over time, actual and predicted values

Pooled Ordinary Least Squares (1) 10
Clustered Ordinary Least Squares (2) 10

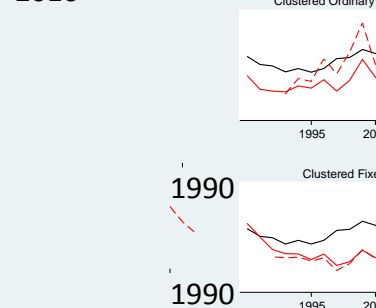


Figure A.6: Costa Rica, World and LATAM Model Energy Intensity over time, actual and predicted values 1990

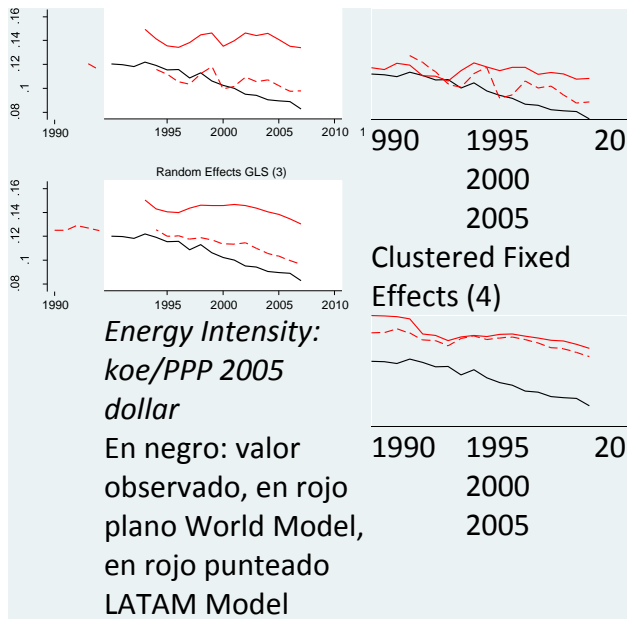


Figure A.7: Dominican Republic, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, actual and predicted values

Pooled Ordinary Least Squares (1) Clusted Ordinary Least Squares (2)

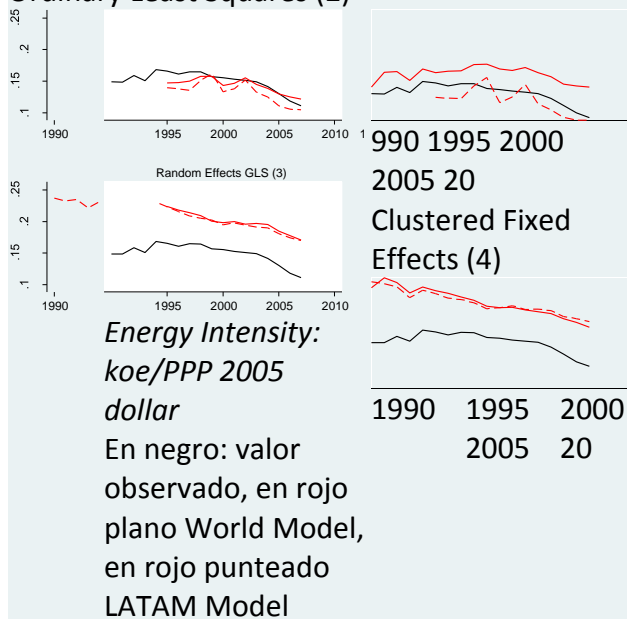


Figure A.9: El Salvador, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, actual and predicted values

Pooled Ordinary Least Squares (1) 10
 Clusted Ordinary Least Squares (2) 10

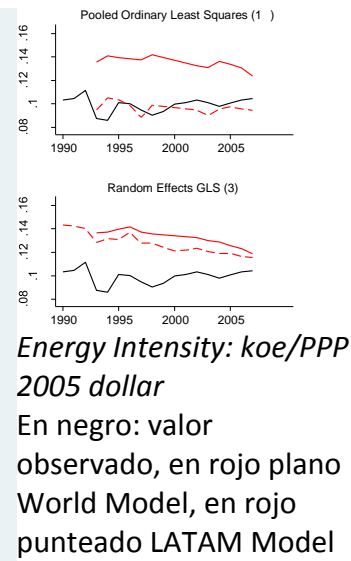


Figure A.8: Ecuador, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, actual and predicted values

2010
 2010

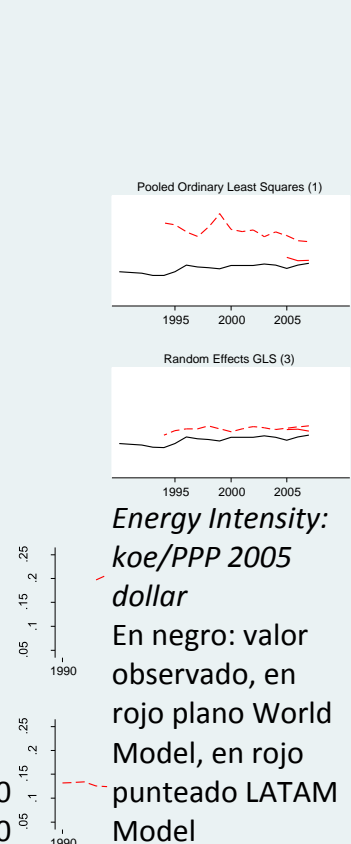


Figure A.10: Guatemala, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, actual and predicted values

2010
 2010

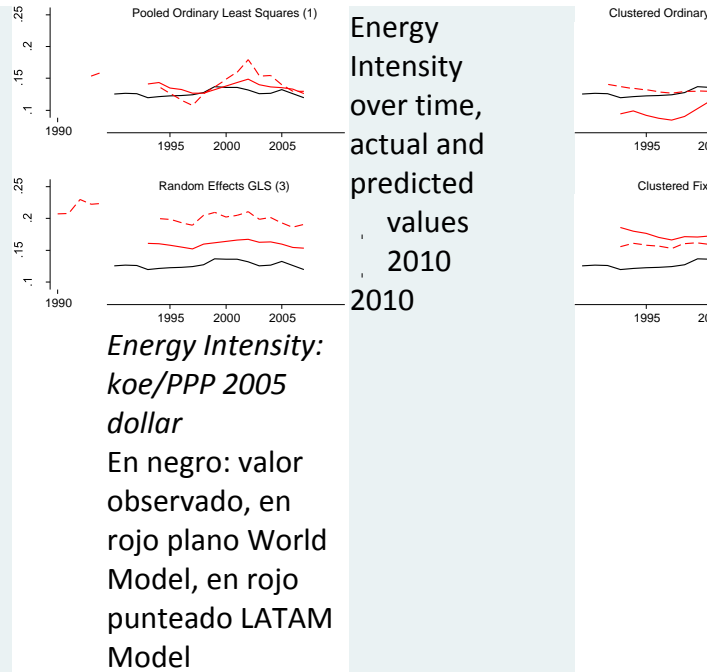
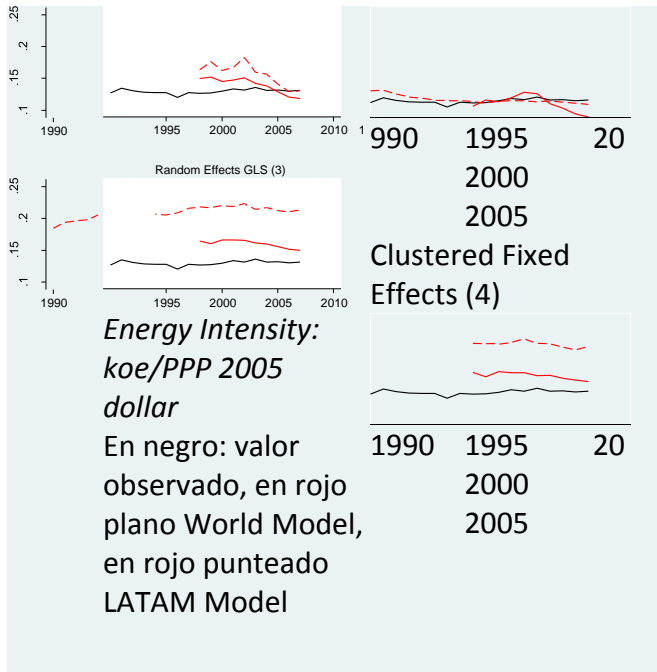
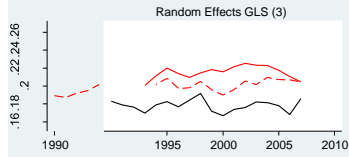
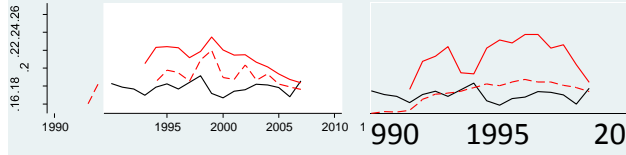


Figure A.11: Honduras, World and LATAM Model

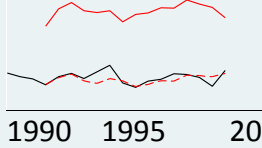
Energy Intensity over time, actual and predicted values

Pooled Ordinary Least Squares (1)

Clustered Ordinary Least Squares (2)



Clustered Fixed Effects (4)

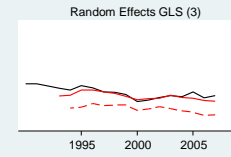
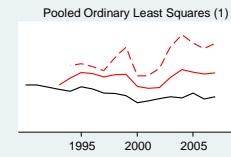


Energy Intensity: koe/PPP 2005 dollar

En negro: valor observado, en rojo plano World Model, en rojo punteado LATAM Model

1990 1995 2000 2005 2010

Figure A.12: Mexico, World and LATAM Model Energy Intensity over time, actual and predicted values 2010



Energy Intensity: koe/PPP 2005 dollar

En negro: valor observado, en rojo plano World Model, en rojo punteado LATAM Model

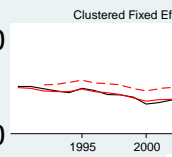
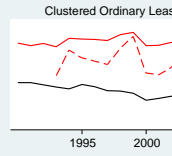
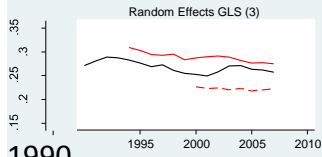
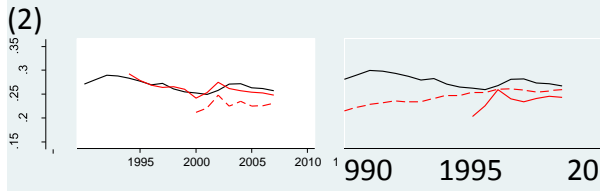


Figure A.13: Nicaragua, World and LATAM Model

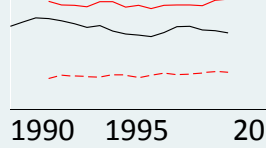
Energy Intensity over time, actual and predicted values

Pooled Ordinary Least Squares (1)

Clustered Ordinary Least Squares (2)



Clustered Fixed Effects (4)



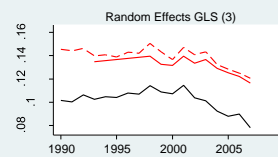
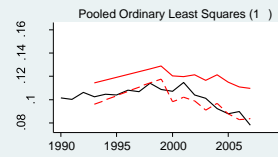
Energy Intensity: koe/PPP 2005 dollar

En negro: valor observado, en rojo plano World Model, en rojo punteado LATAM Model

1990 1995 2000 2005 2010

Figure A.14: Panama, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, actual and predicted values 2010



Energy Intensity: koe/PPP 2005 dollar

En negro: valor observado, en rojo plano World Model, en rojo punteado LATAM Model

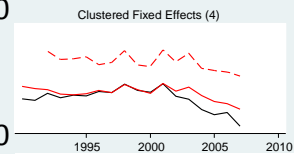
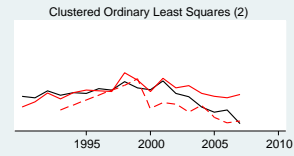


Figure A.15: Paraguay, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, actual and predicted values

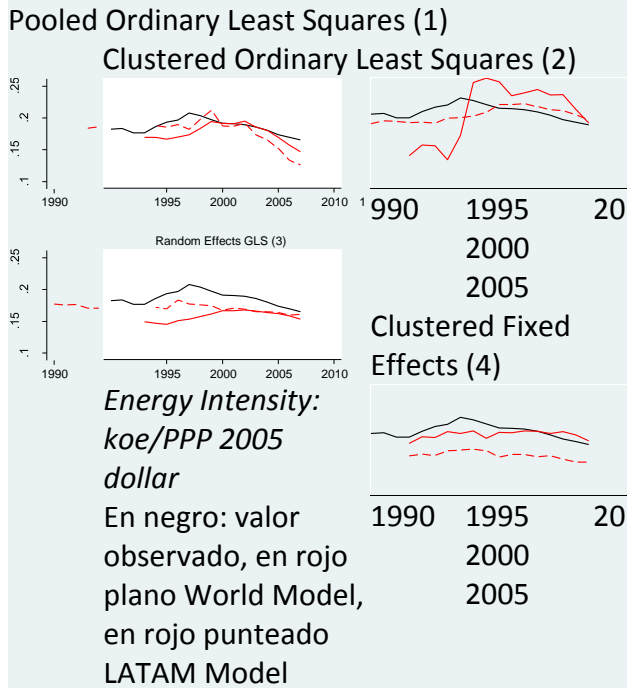


Figure A.17: Trinidad, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, actual and predicted values

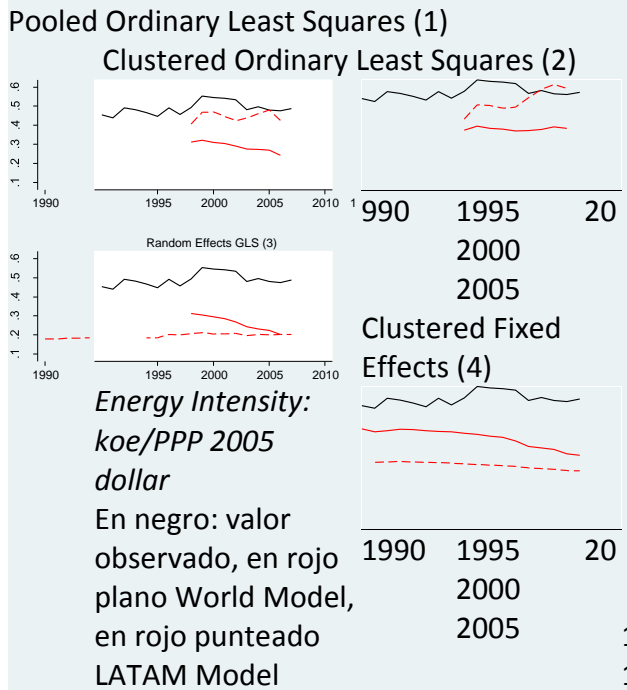


Figure A.18: Uruguay, World and LATAM Model

Energy Intensity over time, actual and predicted values



Figure A.16: Peru, World and LATAM Model Energy Intensity over time, actual and predicted values 2010

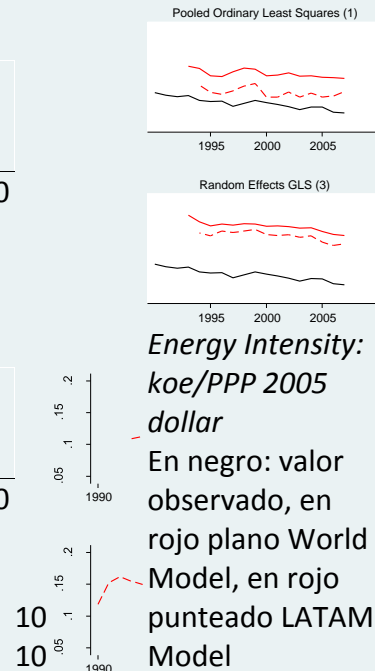


Figure A.18: Uruguay, World and LATAM Model Energy Intensity over time, actual and predicted values 2010

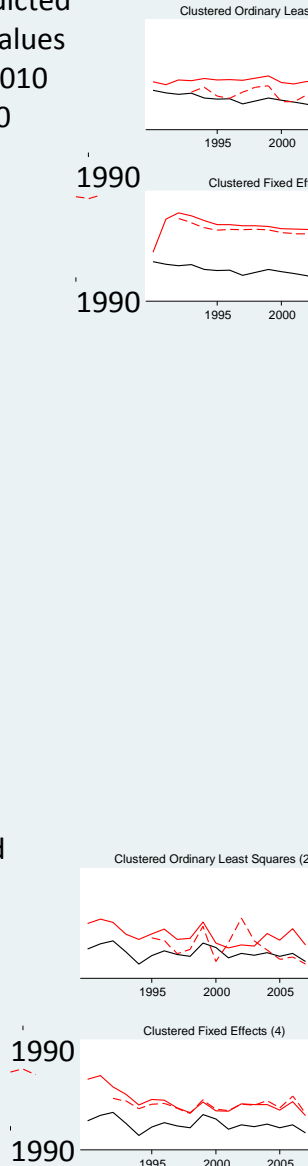
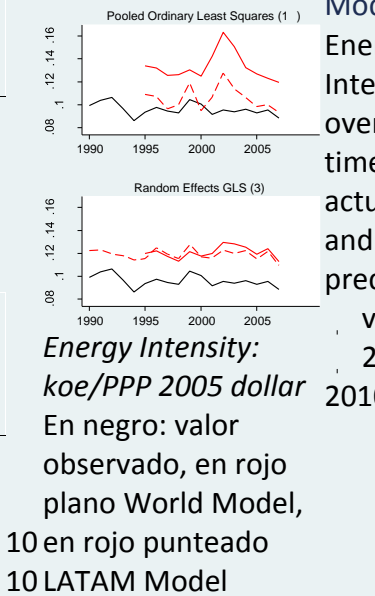
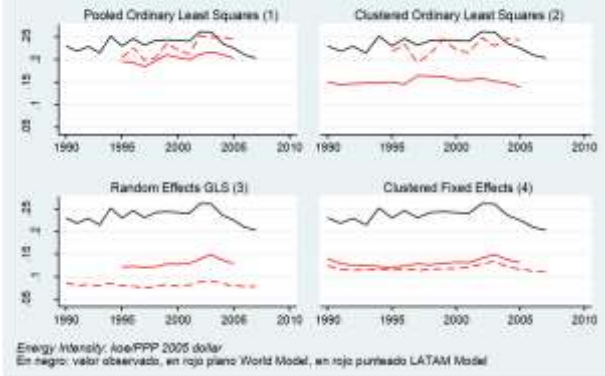


Figure A.19: Venezuela, World and LATAM Model
Energy Intensity over time, actual and predicted values



LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN ARGENTINA Y LA FALTA DE INCENTIVOS AL DESARROLLO DEL PEQUEÑO PRODUCTOR Y AUTO PRODUCTOR DE ENERGÍA RENOVABLE ALTERNATIVA

Paula Lucia Sant'Ana Costa

Contacto:

Nombre: Paula Lucia Sant'Ana Costa

Título: Arquitecta y Urbanista

Organización: Autónoma

Dirección: Teodoro García 1750, 2-B

arcpaulacosta@gmail.com

Resumen

El proceso de liberalización del mercado eléctrico en Latino América arrancó en la década de 1980, llegando a la Argentina en el año de 1992. Dicho proceso, en su momento, no fue acompañado por instrumentos políticos o legales de apoyo directo a la autoproducción y uso de las energías renovables. Este trabajo busca probar que, en Argentina y poniendo foco a la Provincia de Buenos Aires, no se desarrolló un aparato legal que proporcione ventajas al pequeño productor de energía o para el auto productor, desfavoreciendo la formalización y desarrollo del mercado de tecnologías y productos necesarios para la generación y utilización de la energía renovable. Por tal motivo su uso actual local solamente es viable para comunidades lejanas de los canales de transmisión de energía y para los grandes productores de energía – poseedores de ventajas por contratos a largo plazo para la generación de energía renovable alternativa.

1. Introducción

Actualmente la temática del uso racional de energías no renovables, o uso de energías renovables de bajo impacto ambiental, es frecuente en varios países catalogados como desarrollados. Tal tema también se discute en los países en desarrollo, entretanto, todavía reciben poca importancia por parte de los gobiernos y no hace parte de su agenda fiscal, cuando se foca la autogeneración.

El primer supuesto de este trabajo es que la producción tradicional de energía, no renovable, trae consigo externalidades negativas ambientales. Dichas externalidades son así consideradas por la

complejidad de calcular la totalidad de los maleficios ambientales y quienes o que son los directamente atingidos. Por la dificultad de mensurar también se complica ponerle valor.

Un segundo supuesto, derivado del primer, es que se puede atacar el problema arriba descrito por dos distintos caminos: lo de achicar la externalidad con la sustitución de las fuentes de generación de energía por las menos contaminantes o, por otro lado de, de racionalizar el consumo. Acá haremos un gran recorte de esta temática y este estudio enfocará el primer camino explicitado, trabajando la posibilidad de sustituir las fuentes de generación.

Como último supuesto, sabiendo que cada vez que hay crecimiento de la economía esto es reflejado en un crecimiento del consumo de energía. Suponiendo que en Argentina exista la intención de ayudar a abastecer dicho consumo con energías renovables, esto podría ser concretado de dos formas muy distintas; a través de la generación, por los productores tradicionales o nuevos grandes generadores o, como opción mas dispersa, incentivar la autogeneración, acoplada o no a la red.

Este trabajo discute las formas de incentivo a la producción de energía alternativa eléctrica y la presunta inaccesibilidad a planes de apoyos al autogenerador urbano. La hipótesis central de este trabajo es que, por falta de incentivos fiscales y económicos para implementar recursos para aprovechamiento de energías renovables, en ambientes urbanos en la Provincia de Buenos Aires, en Argentina; y por las bajas tarifas de la energía eléctrica en el país, se hace difícil el desarrollo de la autogeneración. Además, sin el desarrollo del uso es probable que no se fomente un mercado de apoyo, técnico y tecnológico.

El principal objetivo de este estudio fue verificar si realmente existe la falta de apoyo del Estado Argentino, financiero, fiscal y legislativo (políticas públicas), para la implantación de formas alternativas de auto-obtención de recursos energéticos; y como objetivo secundario se buscó verificar si el aparato legal argentino, adentro de tal tema, es un factor determinante en la forma de utilización de tales recursos.

Metodológicamente este trabajo fue iniciado por una revisión bibliográfica que pretendió verificar la situación actual de las políticas energéticas en Argentina, entre agosto de 2009 y junio de 2010. En paralelo fue desarrollado un segundo estudio sobre incentivos internacionales y su aparato legal-institucional. Entre mayo y junio de 2010 se organizaron los datos colectados y se construyó la conclusión del trabajo.

El recorte temporal de este estudio va de 1992, época de la liberalización del mercado energético de Argentina hasta junio de 2010, época de finalización de la búsqueda de datos.

2. Mercado energético en Argentina

Según el texto *Instrumentos de Política Ambiental en los Mercados Eléctricos Liberalizados de América Latina y Europa*, publicado por la Comisión Nacional de Energía Atómica – CNEA – de la Republica Argentina, en Latino America hubo un proceso de liberalización del mercado energético, del público para el mercado privado, donde no hubo la preocupación estimular la producción y uso de energías renovables, la cogeneración o el control y gestión de la demanda. La cronología del

proceso de liberalización arrancó por Chile, en 1982, con la ley general de los servicios eléctricos. Ya Argentina, en 1992, liberalizó su mercado con la ley de la energía eléctrica. Brasil arrancó su proceso en 1996, con la creación de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, continuando en 1997 con la ley de la energía eléctrica y, en 1998, con la creación de órganos de administración de los recursos hidroeléctricos.

Después de la liberalización, hubo una disminución de los precios de la energía eléctrica en Latino America, acompañada de un crecimiento generalizado de las economías nacionales y del consumo. (GÓMEZ, 2002)

Según el informe *Precio de los energéticos en Argentina*, realizado por el Dto. Técnico del Instituto Argentino de la Energía "Gral. Mosconi", comparando El precio de la energía eléctrica en Argentina con otros países (Imagen 1):

"el precio monómico de la energía eléctrica en la Argentina es aproximadamente 60% inferior tanto al valor establecido como máximo para las ofertas de licitación para abastecer consumos regulados en Chile como al precio promedio del Intercontinental Exchange for Power Delivered en EEUU."(INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA GENERAL MOSCONI, 2005)

El mismo texto sigue comentando que, se si analizan las tarifas para los usuarios residenciales (Imagen 2), promediando los valores del mes de abril de 2005, el valor *"en Argentina es de aproximadamente 21 u\$s/MWh. En Brasil, esta tarifa media asciende a 112 u\$s/MWh, y en los EEUU a 92 u\$s/MWh."* (INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA GENERAL MOSCONI, 2005)

3. Aparato legal y órganos de gobierno desarrollados

3.1. Aparato legal argentino y bonaerense

A nivel nacional hay dos importantes leyes que merecen destaque, la ley 25.019 de 1998 y la ley 26.190 de 2006, además de otras que serán mejor detalladas abajo.

La 25.019, llamada régimen nacional de energía eólica y solar, con el objeto de promover el uso y la investigación sobre energías renovables, declaró, en su artículo 1º, de *"interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional"* y afirmó que tal generación no necesitará de previa aprobación del poder ejecutivo nacional.

La Ley 25.019, a partir de su artículo 3º, empieza a presentar las ventajas económicas y impositivas/fiscales, ofreciendo, inclusive, en su artículo 4º, de *"recursos del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior, establecido por el artículo 70 de la Ley 24.065"*.

El artículo 5º trata de la remuneración que se dará, por 15 años, por kWh producido a través de sistemas eólicos, fotovoltaicos, de energía geotérmica, mareomotriz, de biomasa, de gases de vertedero, de gases de plantas de depuración, de biogás y hidroeléctricos de hasta treinta megavaltios de potencia. Tal artículo también presenta el coeficiente que se utilizará para adecuar dichos valores. Así este artículo crea una estabilidad del mercado que favorecería su desarrollo.

En el mismo artículo 5º se presenta el primer limitante para la recepción de dichos beneficios, cuando aclara que sus receptores deberán volcar la energía generada en los mercados mayoristas

o en la prestación de servicios públicos” y en el caso de la energía fotovoltaica, que esté solamente destinada a la prestación de servicios públicos.

El artículo 8º ya trata de la punición al abandono de tal emprendimiento, prometiendo “la caída de los beneficios aquí acordados, y al reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones”.

La ley 26.190 complementa y cambia partes de la 25.019, sendo llamada “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica”. La primera innovación de esta ley es que su objeto también acopla la fabricación de equipos con la finalidad de viabilizar el uso de fuentes renovables de energía. El según gran cambio es que, en el artículo 2º, se propone el objetivo de que ocho por ciento del consumo de energía en argentina pasen a ser cubiertos por energías renovables, en el plazo de diez años.

El artículo 6º sigue presentando las políticas a desarrollar, donde podemos destacar la letra C de dicho texto: *“Identificar y canalizar apoyos con destino a la investigación aplicada, a la fabricación nacional de equipos, al fortalecimiento del mercado y aplicaciones a nivel masivo de las energías renovables”*.

Llegando al artículo 8º, cuando se presentan los beneficiarios, se confirma la ley 25.019, ya que la 26.190 dice que estos serán los que “cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista MEM o la prestación de servicios públicos”.

Siguiendo, el texto establece los beneficios impositivos y la estabilidad de valores a pagar en el mercado, sustituyendo el artículo 5º de la ley 25.019.

La ley 26.190 fue reglamentada por el decreto 562, de 2009.

Para el mercado rural hay un proyecto del gobierno federal que si favorece la autogeneración. Según el texto *Proyecto de energías renovables en mercados rurales –PERMER*, no hay subsidios nacionales en Argentina para el uso de energías alternativas, para autogeneración, con excepción del proyecto de renovables en mercados rurales – PERMER –gestionado por la Secretaria de Energía. Este proyecto prevé incentivos y financiación en la implementación de autogeneradores en el interior del país. (SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN ARGENTINA, 2009)

En la provincia de Buenos Aires, la ley 13.059 de 2003 trató de evitar el derroche de energía buscando sustentabilidad energética y ambiental de los edificios en la provincia, con el mejoramiento de la calidad térmica de los mismos. La misma ley creó la Comisión de Eficiencia Energética Edilicia (CEEE) y propuso que 10% de las viviendas de interés social tuviesen sistemas solares para el precalentamiento de agua y aire (no para producción de energía).

3.2. Estructura del gobierno para toma de decisiones sobre energía

La estructura provincial y nacional de órganos relacionados al tema energético sigue una lógica de pirámide de poder que baja del ministerio a órganos menos jerárquicos. Entretanto, hablando de órganos relacionados al desarrollo de energía con fuentes alternativas, no hay una estructura lineal, y si partes de la estructura tradicional de gobierno que se encargan de estudiar u organizar el mercado.

Hoy, adentro de la estructura del gobierno hay el Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública e Servicios, que según el texto “*Secretaría de energía – Objetivos*”, es responsable por la planificación energética nacional, a través de la Secretaría de Energía. (SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACIÓN ARGENTINA, 2009)

Según el texto “*Proyecto de energías renovables en mercados rurales –PERMER*”, no hay subsidios nacionales en Argentina para el uso de energías alternativas, con excepción del proyecto de renovables en mercados rurales – PERMER –gestionado por la Secretaría de Energía. (SECRETARIA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN ARGENTINA, 2009)

En la Provincia de Buenos Aires, según el texto “*Misiones y funciones*”, la responsabilidad de planear y gestionar los temas correlatos a la producción y comercialización de energía es del Ministerio de Infraestructura. Dentro del organigrama de funciones del ministerio, el tema energético es tratado por la Subsecretaria de Servicios Públicos, a través de la Dirección Provincial de Energía. (MINISTERIO DE INFRAESTRUTURA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES, 2009)

En el Ministerio de Planificación Federal y en el Ministerio de Infraestructura no hay sub-órganos responsables exclusivamente del desarrollo de la pequeña o autoproducción urbana de energía con fuentes renovables.

4. Casos de experiencia internacional de incentivo al autoabastecimiento y a la comercialización de energía por autoprodutores

Según el texto “*Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*”, desde la década de 1990 hay varios programas gubernamentales que tratan de incentivar el autoabastecimiento y la venta a la red del excedente del autoprodutor.

En 1997, en los Estados Unidos de la América, fue anunciado el programa *The million solar roof initiative*, o la iniciativa del un millón de techos solares. Este programa buscaba la implementación, en menos de 15 años, de placas fotovoltaicas y placas de calefacción de agua sanitaria, liberando créditos subvencionados a edificaciones públicas y particulares, que atiendan a sus criterios, visando, bajar las emisiones de carbono y desarrollar la industria solar en el país, además de desarrollar tecnológicamente la producción (CERVANTES RODRIGUEZ, 2002). A partir de 1998 el programa *Wheterarization Program* propició incentivos federales para tornar energéticamente más eficientes las residencias. Una parte de dichos incentivos era pagar US\$ 2.000,00, a los propietarios dispuestos a tener células de generación de energía solar en sus casas (MENKES, 2001).

Siguiendo formatos similares fueron lanzados los programas alemán e italiano, el primer buscando aún para la década de 2000 cien mil techos con placas solares y el segundo diez mil. El programa alemán previa la concesión de créditos sin interés para sistemas fotovoltaicos conectados a la red, subsidios de 12,5% del costo de instalación, además del pago, por el propio gobierno alemán, de 1 marco alemán por kWh producido. Ya el programa italiano fue focalizado a la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, de pequeño y mediano porte, integrados a las edificaciones (CERVANTES RODRIGUEZ, 2002). Sobre el programa alemán, es

citado en el texto “*Meio século de história fotovoltaica*” como uno de los precursores de una economía de escala para los sistemas fotovoltaicos y como un generador de un mercado local fiable de energía solar (VALLERA, 2006).

El programa español, amparado por el Real Decreto 2818/98, puso como norma que las concesionarias deberán comprar a 0,36 euros el kWh de electricidad de origen renovable que se origine en instalaciones de hasta 5 kWp de potencia conectadas a la red y 0,18 euros para sistemas entre 5 kWp y 50 MWp. Este y otros aparatos legales desarrollados pretenden reducir la importación de combustibles fósiles en el país, hacer más eficiente el uso de la energía, promocionar la creación de empleos y promover mejor calidad ambiental (CERVANTES RODRIGUEZ, 2002).

Además de estos programas nacionales, la Comunidad Europea tiene un programa propio que pretende apoyar la instalación de paneles fotovoltaicos, en Europa y en países en desarrollo, en un millón de techos y fachadas, para aplicaciones de electrificación descentralizada (CERVANTES RODRIGUEZ, 2002).

En Japón, a través del Ministerio de Industria y Comercio Internacional concedió subsidios a sistemas fotovoltaicos conectados a la red, integrados a construcciones residenciales, costeados entre 30% y 50% del costo de instalación. Además, la organización *New Energy Foundation*, con el programa *Field Test* otorga auxilios a entidades públicas o industrias, con instalaciones de 10kWp o más, desde que estas hagan pública el desempeño de sus instalaciones (CERVANTES RODRIGUEZ, 2002).

5. Discusión

Se estudiada la legislación argentina, y programas de incentivo, relativos al apoyo al desarrollo del uso de bases energéticas alternativas para la generación eléctrica, notase claramente que, cuando se decidió incentivar el desarrollo del abastecimiento eléctrico con energías alternativas, se privilegió concentrar la producción en manos de los productores tradicionales o de nuevos grande productores, no favoreciendo la autogeneración en el medio urbano. Tal hecho se puede ver en la legislación, que privilegia a los productores que abastezcan al mercado mayorista o a servicios públicos, lo que exige una alta producción, con constancia suficiente para proveer a dicho mercado y estructura legal/comercial para realizar tal tipo de venta.

La no posibilidad de auxilio al pequeño y autoprodutor de energía no fomentó el desarrollo de un mercado potencial de tecnologías y equipamientos de generación de energía alternativa, no propiciando el desarrollo de un mercado de escala.

La legislación de la provincia de Buenos Aires es menos abarcadora que la de la nación, y tampoco privilegia la autoproducción.

Se comparado con legislaciones de otros países se nota que existen medios legales aptos a privilegiar la autogeneración aislada, la autogeneración ligada a la red y el desarrollo del mercado de productos y tecnologías necesarias a la producción de energía de base alternativa. Además, dichos programas internacionales no crean barreras al pequeño productor, en el caso de los que abren el mercado para colocación de energía sobrante en la red, ya que no le exige constancia en

la producción o estructura comercial y legal. Esta sería una forma de estimular un mercado proveedor disperso.

6. Conclusión

La conclusión de este estudio es que, pasada la liberalización del mercado de energía en el país, cuando se concretó en la legislación nacional la preocupación en tener una diversidad de producción energética que incluyera las llamadas alternativas, se privilegió la manutención de la concentración de tal producción en los grandes productores de energía. Tal hecho no favoreció la dispersión de la producción en autoprodutores, que podrían o no, retornar su excedente a la red. El no incentivo al autogenerador, como consecuencia, no favoreció el desarrollo de un mercado interno de tecnologías y materiales que sea competitivo.

Bibliografía

ARGENTINA, Decreto nº 562, de 20 de mayo de 2009. *ENERGIA ELECTRICA - Reglamenta la Ley 26.190 "Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica"*. Disponible en:

<<http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/150000-154999/153580/norma.htm>>.

Acceso en: 10 jul. 2009.

ARGENTINA, Ley 25.019 "Régimen nacional de energía eólica y solar ". 1998.

ARGENTINA, Ley 26.190 "Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica". 2006.

CERVANTES RODRIGUEZ, Carlos Roberto. *Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Campinas, 2002.

GÓMEZ, D. R. et al. *Instrumentos de Política Ambiental en los Mercados Eléctricos Liberalizados de América Latina y Europa*. Boletín energético CNA. Año 4, n. 9, 2002. Disponible en: <<http://www.cnea.gov.ar/xxi/energe/b9/artic1.asp>>. Acceso en: 05 jun. 2009

INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA GENERAL MOSCONI. *Precio de los energéticos en la Argentina*. 2005. Disponible en: <www.iae.org.ar/informes/preciosenarg>. Acceso en 02 jul. 2009

MINISTERIO DE INFRAESTRUTURA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES. *Misiones y funciones*. Disponible en: <<http://www.mosp.gba.gov.ar/>>. Acceso en: 05 jul. 2009

MENKES, Monica. *Instrumentos econômicos aplicados em programas de eficiência energética*. EcoEco, 2001. Disponible en: <http://www.ecoeco.org.br/conteudo/publicacoes/encontros/iv_en/mesa3/1.pdf>. Acceso en: 02 feb. 2011

SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACIÓN ARGENTINA. *Secretaría de energía – Objetivos*. Disponible en: <<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2541>>. Acceso en: 02 jul. 2009

SECRETARIA DE ENERGIA DE LA NACIÓN ARGENTINA. *Proyecto de energías renovables en mercados rurales –PERMER*. Disponible en: <http://energia.mecon.gov.ar/permer/intro_obj.html>. Acceso en: 05 jul. 2009

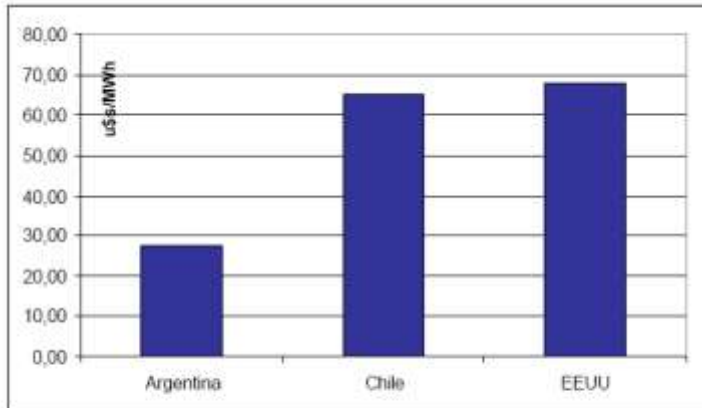
VALLERA, Antonio M; BRITO, Miguel Centeno. *Meio século de história fotovoltaica*. Gazeta de Física, 2006. Disponible em: <Solar.fc.ul.pt/gazeta2006.pdf>. Acceso en: 02 feb. 2011

Imágenes

Cuadro N° 7
Precio de la Energía Eléctrica

	Energía Eléctrica u\$s/MWh
Argentina	27,49
Chile	65,00
EEUU	68,00

Gráfico N° 7
Precio de la Energía Eléctrica



Fuentes:

Argentina: CAMMESA, Precio Monómico de la Energía; Chile: Comisión Nacional de Energía de Chile (valor máximo de las ofertas de licitación para abastecer consumos regulados en el nodo SIC); EEUU: Intercontinental Exchange For Power Delivered.
Precios promedio Julio de 2005

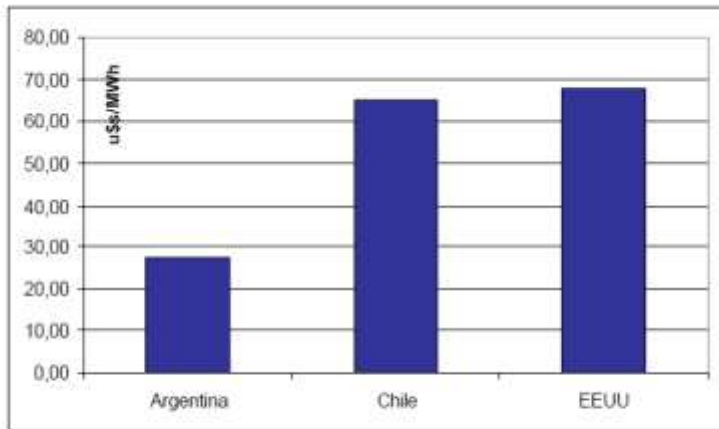
Imagen 1 – Comparación del valor de venta a los grandes compradores, en julio de 2005, en Argentina, Chile e EUA

Fuente: INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA GENERAL MOSCONI. Precio de los energéticos en la Argentina, 2005.

Cuadro N° 8
Tarifas de la Energía Eléctrica para Usuarios Residenciales

	Energía Eléctrica u\$s/MWh
Argentina	21,58
Brasil	112,72
EEUU	91,80

Gráfico N° 8
Tarifas de la Energía Eléctrica para Usuarios Residenciales



Fuentes:

Argentina: ENRE, Costo promedio del KWh para usuarios residenciales; Brasil: ANEEL, "Tarifas Médias por Classe de Consumo Regional e Brasil"; EEUU: EIA, Average Retail Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector.
Precios promedio Abril de 2005

Imagen 2 – Comparación del precio de venta de energía eléctrica a los usuarios residenciales, en abril de 2005, en Argentina, Chile e EUA.

Fuente: INSTITUTO ARGENTINO DE LA ENERGIA GENERAL MOSCONI. Precio de los energéticos en la Argentina, 2005.

SESIÓN 13

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS – O CASO DO CAB – CENTRO ADMINISTRATIVO DA BAHIA

Agenor Gomes Pinto Garcia*, Daniela Freitas, Igor Alves, Vitor Fagundes, Francisco Lessa, Asher Kiperstok

TECLIM/UFBa – Rede de Tecnologias Limpas / Universidade Federal da Bahia

* DSc, Escola Politécnica da UFBA - TECLIM (DEA, 4º andar), Rua Aristides Novis,02 – Federação, CEP 40210-630, Salvador, Bahia, Brazil. Tel.: +55 71 3283-9892 / 3235-4436. E-mail: agenor.garcia@ufba.br.

Introdução

Vários fatores colocam a eficiência energética como elemento essencial tanto na regulação do mercado de energia elétrica, como para o planejamento energético: o custo e as dificuldades da expansão, a segurança energética, a competitividade da economia e as mudanças climáticas. O setor público, em particular, já pelo potencial de eficiência, já pela ação de exemplo que deve mostrar à sociedade, merece atenção especial. Os Estados Unidos, por exemplo, desenvolvem o FEMP – *Federal Energy Management Program* (2010), cujo lema é “liderar pelo exemplo”.

No Brasil, várias ações têm sido tomadas para incentivar a eficiência energética, entre elas o Plano de Eficiência Energética (PEE) das concessionárias de distribuição de eletricidade, regulado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que obriga atualmente a aplicação de 0,5% da receita operacional líquida das concessionárias em ações de efficientização. Este programa tem aplicado 17,6% do seu investimento no setor público (ARAÚJO, 2009), o que é uma taxa alta já que o consumo de eletricidade do setor representa 8% da usada no país (EPE, 2009). No entanto, por sua própria estrutura, o programa foca apenas a troca de equipamentos, notadamente iluminação e condicionamento ambiental, o que, além de explorar apenas uma parcela do potencial de efficientização, compromete o resultado a longo prazo, pelo retorno aos velhos hábitos e práticas que a falta de conscientização mais ampla do problema provoca (GERBI, 2003).

Fato que comprova esta afirmação é a preocupação atual cada vez maior com a gestão energética. A

EPA – *Environmental Protection Agency*, agência de proteção ambiental dos EUA, concede o selo “Energy Star” (2010) a prédios e plantas com bom desempenho energético e um dos pilares para se atingir isto é a gestão interna de energia. Outra evidência é a elaboração da norma ISO 50001 (2010), que certificará empresas com gestão energética dentro dos padrões definidos, esperando-se que a “implementação desta norma leve a reduções em custos de energia, emissões de gases do efeito estufa e outros impactos ambientais, através de gestão sistemática da energia” (ISO, 2010).

Este trabalho visa apresentar o projeto de implantação de Gestão Energética e de Água⁴⁰⁰ nos prédios públicos do CAB, onde muitas unidades foram objeto de reforma pelo PEE da Coelba – Companhia de Eletricidade da Bahia, o que poderá servir para aquilatar as duas ações. Assim, o item 2 apresenta o programa – fases do programa, estágio atual, unidades visadas, ações e resultados esperados; o item 3 descreve o modelo elaborado do consumo de energia nos prédios; o item **Erro! Fonte de referência não encontrada.** foca as ações de eficiência energética visadas, dentro de uma abordagem abrangente do uso da energia em prédios, a comparação com a troca de equipamentos e o processo de definição de metas e acompanhamento; finalmente, são apresentadas as conclusões e recomendações para ações e trabalhos futuros.

O Programa

O “Programa de Racionalização do Consumo de Água e Energia nos Prédios Públicos” (BAHIA, 2011), instituído por decreto estadual do Governador, representa a gestão de um gasto anual de 129 milhões de reais, com uma meta de redução de 25% deste montante (AGECOM, 2011). Para estabelecer o padrão desta gestão foi estabelecido um convênio com o TECLIM/UFBA, de cujas ações trata este artigo. Da parte do governo, a administração do programa cabe à SAEB – Secretaria da Administração.

A gestão energética é feita por uma equipe interna a cada instituição, denominada “ecotime”, treinada e capacitada pela equipe do TECLIM. Na primeira fase do projeto, já finda, fez-se um diagnóstico inicial das instalações e oportunidades de eficientização (TECLIM, 2009), formou-se o ecotime e implantou-se o acompanhamento diário do consumo pelo Vianet, sistema informatizado e disponível na internet (<http://teclim.ufba.br/aguapura3/>), onde diariamente a leitura dos medidores de água e energia elétrica é digitada. A segunda fase, ora em curso, visa estabelecer a gestão energética (e de água) em 17 unidades do CAB⁴⁰¹ – Centro Administrativo da Bahia, que servirá como piloto para os 414 prédios da administração estadual. O CAB, construído na década de 1970 à margem da avenida Paralela, em Salvador, visou deslocar do centro já congestionado de Salvador a administração do estado para local então remoto. A urbanização do CAB foi projetada por Lúcio Costa (autor do projeto urbanístico de Brasília) e os prédios pelo arquiteto João Filgueiras Lima, o Lelé, famoso por suas inovações (AU, 2008), com um sistema pré-fabricado em concreto armado (Figura 1). O CAB situa-se em uma região com bastante verde e bem provida de ventos.

⁴⁰⁰ Embora este trabalho trate especificamente da gestão energética, ações em relação à gestão do uso da água são tomadas em paralelo, com atuação conjunta das duas equipes – água e energia – do TECLIM.

⁴⁰¹ A rigor, são 14 unidades no CAB e 3 (IMA, INGÁ, e IRDEB) em outros locais na cidade do Salvador.



Figura 1 – Prédio do CAB

Fonte: AU – Arquitetura e Urbanismo (2008).

Os prédios são baixos (3 ou 4 andares) e recebem sol o dia todo. Ao longo destes quase 40 anos, foram sendo instaladas divisórias internas, criando ambientes de trabalho individuais ou de pequenos grupos, e refrigeração ambiental artificial. A temperatura média da cidade varia tipicamente entre 23 e 28°C (ver a Figura 2 para dados do INMET (2011) referentes à estação de medição de Ondina, distante 10 km do CAB; o ano de 2010 teve um inverno excepcionalmente frio para o padrão local).

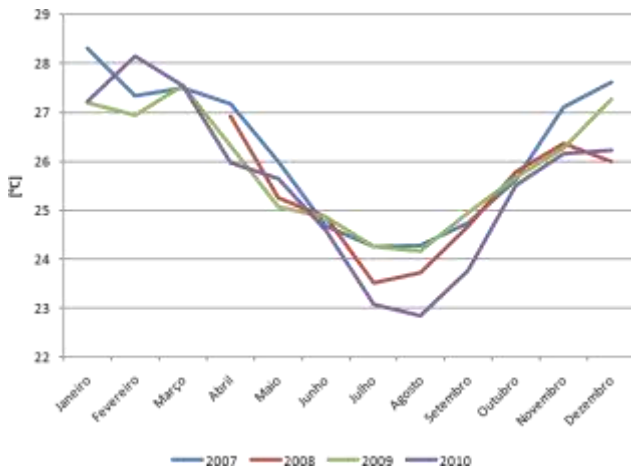


Figura 2 – Temperatura média mensal em Salvador

Fonte: INMET (2011).

A implantação da gestão energética está sendo feita de acordo com a metodologia preconizada pelo Gerbi⁴⁰² (2003). Segundo esta metodologia, uma gestão energética eficaz deve englobar três dimensões que se interagem, conforme sugere a Figura 3. Isto é, não basta ter-se equipamentos e sistemas de uso da energia eficazes (dimensão técnica),

⁴⁰² O programa GERBI - Redução das Emissões de Gases do Efeito Estufa na Indústria Brasileira foi desenvolvido pela CIDA – Agência de Desenvolvimento Internacional Canadense em parceria com a CNI – Confederação Nacional das Indústrias e organismos integrantes das Federações das Indústrias participantes objetivando o estabelecimento de bases sustentáveis que promovessem, no segmento industrial brasileiro, menor emissão de gases causadores do efeito estufa, baseadas no uso eficiente da energia (GERBI, 2003).

é preciso que os usuários sejam conscientes (comportamental) e que a instituição se comprometa com os resultados (organizacional).

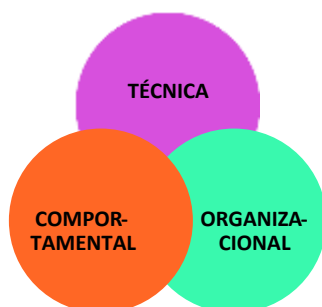


Figura 3 – Dimensões da gestão energética

Fonte: Gerbi (2003).

A gestão energética envolve uma fase de preparação, que exige um maior esforço para se entender o uso da energia e controlá-lo, uma fase de investimento, para otimizar o consumo, e uma fase de controle, para manter e aperfeiçoar os ganhos obtidos (Figura 4).

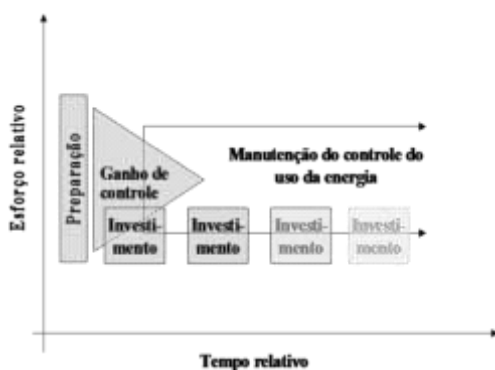


Figura 4 – Fases da gestão energética

Fonte: Gerbi (2003).

Na atual fase do programa, está-se finalizando a etapa de preparação, com o controle do uso da energia, preparando-se a fase de intervenções com o fim de diminuir este consumo. O item 3 apresentará os passos dados para se entender o consumo de energia nos prédios, elaborando um modelo, e o item 4 a metodologia utilizada para a definição de metas e acompanhamento. Estas ações foram empreendidas em uma unidade piloto, o Derba, e pretende-se estendê-las às demais unidades, desde que solucionado um entrave administrativo. Em relação à dimensão comportamental, foi ministrado um treinamento aos ecotimes sobre eficiência energética, englobando 4 sessões:

Noções de Tarifação de Energia Elétrica

Sistemas de Iluminação

Sistemas de Climatização e Refrigeração

Gestão de Energia Elétrica

Foi também aplicada uma pesquisa para levantamento do perfil do usuário quanto aos conhecimentos e hábitos no uso da energia (e água). Os resultados, em fase de apuração, serão usados para se dimensionar uma campanha de conscientização e mudança de hábitos a todos os usuários.

Em relação à dimensão organizacional, o Gerbi trata a questão considerando 6 tópicos a desenvolver para se atingir uma boa gestão energética, apresentadas na coluna da esquerda da Tabela 1.

Tabela 1 - Fatores para criação de cultura corporativa em gestão energética

GERBI	Projeto SAEB/TECLIM
Política de energia	Institucionalização do programa
Organização	Ecotime/mobilização
Aptidões e conhecimento	Rotina de treinamento
Sistemas de informação	Vianet e relatórios periódicos de acompanhamento
Marketing e comunicação	Ações de comunicação e mobilização
GERBI	Projeto SAEB/TECLIM
Investimento	Ações de manutenção e melhoria

Fonte: Adaptado de Souza (2010).

A adaptação de unidades industriais para a administração pública está apresentada na coluna da direita da Tabela 1. A política, representando o compromisso da alta administração, está consubstanciada no decreto do governador, assinado também por seus secretários. A organização interna para a gestão energética será feita pelo ecotime, podendo ser ampliada para uma estrutura mais ampla, envolvendo os diversos setores de uma determinada instituição. As atividades de treinamento e capacitação serão contempladas pelas rotinas desenvolvidas pelo TECLIM. Os sistemas de informação do uso da energia estarão disponíveis no sistema Vianet e por relatórios de acompanhamento. Ações de divulgação do programa, internas e externas à cada unidade, estão previstas em um plano específico a ser desenvolvido pela SAEB, com apoio do TECLIM. Finalmente, o artigo 5 do Decreto prevê o provimento de recursos para atendimento à demanda do Programa e ações de manutenção deverão trazer melhoras no desempenho energético. Porém, a parte mais difícil é implementar estas ações, tornando-as parte da rotina das instituições. O Gerbi apresenta uma “matriz gerencial”, onde as colunas são estes tópicos abordados acima e as linhas são níveis de atendimento, que devem melhorar com o

tempo e como resultado de ações tomadas. A Tabela 2 mostra a adaptação da tabela ao caso dos prédios públicos.

Tabela 2 – Matriz gerencial

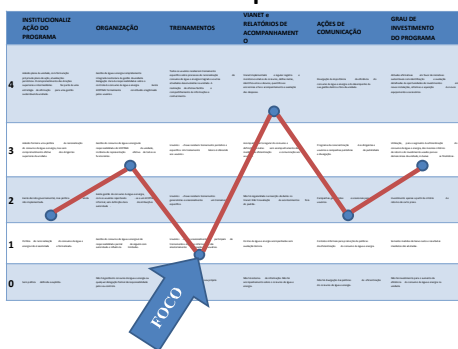
INSTITUCIONALIZAÇÃO DO PROGRAMA	ORGANIZAÇÃO	TREINAMENTOS	VIANET e RELATÓRIOS DE ACOMPANHAMENTO	AÇÕES DE COMUNICAÇÃO	GRUPO INSTITUCIONAL DO PRÉDIO
4 Adesão plena da unidade, com formulação própria de plano de ação, atualizações periódicas. O comprometimento das direções superiores e intermediárias faz parte de uma estratégia de afirmação para uma gestão sustentável da unidade.	Gestão da água e energia completamente integrada à estrutura de gestão da unidade. Delegação clara de responsabilidades sobre o controle do consumo de água e energia. Existe ECOTIME formalmente constituído e legitimado pelos usuários.	Todos os usuários receberam treinamento específico sobre processos de racionalização do consumo de água e energia integrado a outras atividades desenvolvidas na unidade. A realização de oficinas facilita o compartilhamento de informações e conhecimento.	Vianet implementado e regular registra e monitora os dados de consumo, define metas, identifica erros e desvios, quantifica as economias e faz o acompanhamento e avaliação das despesas.	Divulgação da importância da eficiência do consumo de água e energia e do desempenho da sua gestão dentro e fora da unidade.	Atividade afirmativa em nível institucional com identificação de oportunidades de investimento institucional para aquisição de equipamentos e a
3 Adesão formal a uma política de racionalização do consumo de água e energia, mas sem comprometimento efetivo dos dirigentes superiores da unidade.	Gestão do consumo de água e energia de responsabilidade do ECOTIME da unidade, instância de representação efetiva de todos os funcionários.	Usuários-chave recebem treinamento periódico e específico. Um treinamento básico é oferecido aos usuários.	Acompanhamento regular do consumo e definição de metas sem acompanhamento das medidas de eficiência e comunicação aos usuários.	Programa de conscientização dos dirigentes e usuários e campanhas periódicas de publicidade e divulgação.	Utilização para ser eficiente de energia em nível institucional para criação de investimento nas áreas un

2	Existe decreto governamental, mas política ainda não implementada.	Existe gestão do consumo de água e energia, com os usuários reportando-se a um ECOTIME informal, sem definição clara de atribuições e autoridade.	Usuários-chave recebem treinamentos generalistas e ocasionalmente um treinamento específico.	Não há regularidade na inserção de dados no Vianet. Não há avaliação de acontecimentos fora do padrão.	Campanhas generalistas e ocasionais para os usuários.
	INSTITUCIONALIZAÇÃO DO PROGRAMA	ORGANIZAÇÃO	TREINAMENTOS	VIANET e RELATÓRIOS DE ACOMPANHAMENTO	AÇÕES DE COMUNICAÇÃO
1	Política de racionalização do consumo de água e energia não é assimilada e formalizada.	Gestão do consumo de água e energia é de responsabilidade parcial de alguém com autoridade e influência limitadas.	Usuários-chave ocasionalmente participam de treinamentos. Algumas informações são aleatoriamente repassadas aos usuários.	Contas de água e energia acompanhadas sem avaliação técnica.	Contatos informais para promoção de políticas de eficiência do consumo de água e energia.
0	Sem política definida e explícita.	Não há gestão do consumo de água e energia ou qualquer delegação formal de responsabilidade pelo seu controle.	Usuários contam somente com seu próprio conhecimento sobre o assunto.	Não há sistema de informação. Não há acompanhamento sobre o consumo de água e energia.	Não há divulgação das políticas de eficiência do consumo de água e energia.

Fonte: Adaptado de Gerbi (2003).

A gestão a partir da matriz é feita da seguinte maneira: inicialmente, define-se o nível em que está a estrutura de cada instituição para cada aspecto gerencial. Unindo-se os pontos encontrados, traça-se um perfil organizacional (Tabela 3), que deve ser gerenciado priorizando-se os pontos fracos, de forma a “nivelar” o perfil. A ideia é que não adianta, por exemplo, funcionários altamente treinados se não têm apoio da direção, não há estrutura organizacional capaz de levar adiante as medidas concebidas de eficiência, se não há medição de seu resultado, etc., ou seja, todos os aspectos devem ser balanceados para uma melhora efetiva da gestão.

Tabela 3 – Gestão a partir da matriz



Fonte: adaptado de Gerbi (2003).

Estas ações serão implementadas a partir deste primeiro semestre de 2011, considerando que o decreto foi assinado em 10 de janeiro. Apresentado o programa em suas principais características, ações e desenvolvimento, passa-se a descrever o consumo de energia nos prédios e o modelo elaborado para o seu perfeito entendimento, controle e melhoramento.

Consumo de Energia nos Prédios

O entendimento do consumo de energia nos prédios seguiu a técnica apresentada pelo Gerbi (2003) conhecida como “7 Passos para a Gestão Energética”, caracterizada pela Figura 5.

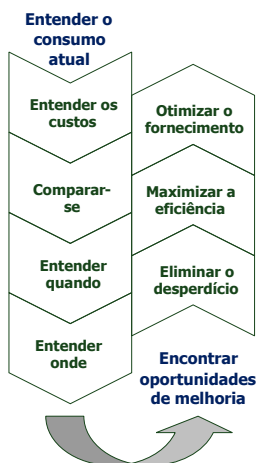


Figura 5 – 7 Passos da Gestão Energética Fonte: GERBI (2003).

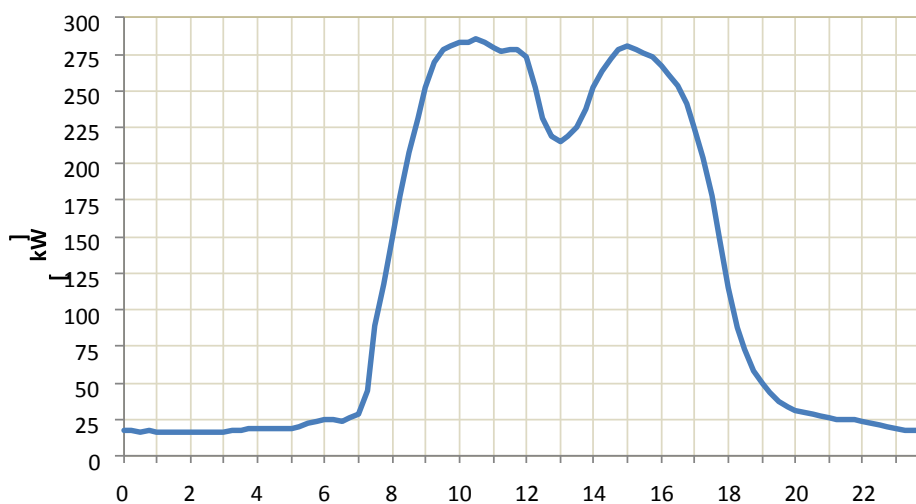
“Entender o consumo atual” é, portanto, a primeira fase da gestão. Os 2 primeiros passos, “entender os custos” e “comparar-se” foram feitos na fase inicial do projeto, quando foram analisados os consumos faturados pela Coelba das unidades nos 3 últimos anos de funcionamento e elaborados índices que permitiram a comparação entre as diversas unidades (TECLIM, 2009). Os passos seguintes “entender quando” e “entender onde” foram realizados nesta fase, seguindo-se a metodologia descrita a seguir.

Perfil diário de consumo

Para a elaboração deste perfil foram utilizadas a memória de massa de 2 meses (julho e setembro de 2010) fornecidas pela Coelba, além do acompanhamento diário executado pela leitura do medidor e inserido no *software* de acompanhamento Vianet (TECLIM, 2010). As unidades, de uso principalmente administrativo, têm perfil parecido – abaixo descreve-se o perfil do Derba, utilizado como unidade piloto. A primeira separação que se deve fazer é de “dias de expediente” (DDE) e “dias sem expediente” (DSE), por possuírem características completamente diferentes. Nos DDE há um funcionamento pleno das instalações, com um consumo em torno de 3.000 kWh/dia; nos DSE apenas algumas poucas luminárias, ares condicionados e computadores (estes últimos relativos ao servidor da instituição) funcionam, com um consumo em torno de

400 kWh/dia. Os DSE podem ser fins de semana, feriados, “enforcamentos” (dias impresados entre fins de semana e feriados) e/ou compensações. Em 2010 foram computados 129 DSEs (35% do ano). A segunda separação deve ser feita entre o horário de expediente (em geral, das 8 às 18 horas, com algum prolongamento até as 20 ou mais horas) e o de fora dele. No horário de expediente, o consumo é evidentemente muito mais elevado, aproximando-se o consumo do horário fora de expediente ao dos DSE.

Um perfil típico de DSE é apresentado na Figura 6.



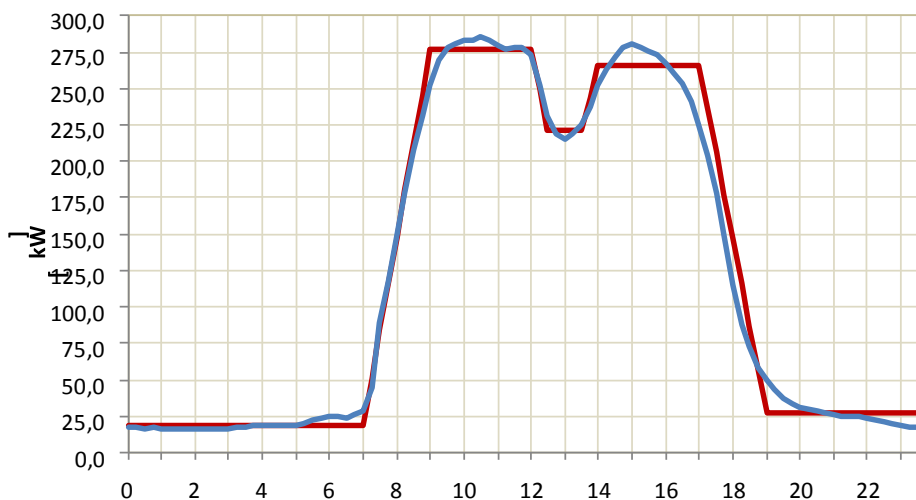
[h]

Figura 6 – Perfil de consumo típico do DERBA

Fonte: Elaborado a partir da memória de massa de set.2010 fornecida pela Coelba.

Este perfil foi obtido através da média das demandas, em cada intervalo de 15 minutos (8:00; 8:15; 8:30, etc.), dos DDE do período de 1 set.2010 a 28 set.2010 (18 dias de 28). Notam-se vários períodos típicos: o consumo de madrugada, de 0 às 7 horas, praticamente constante; a chegada ao trabalho, de 7 às 10 horas, onde se ligam os ares condicionados e a iluminação; um período praticamente estável, de 10 às 12 horas, com o consumo atingindo o seu ápice; o intervalo para almoço, que não acontece à mesma hora para todos, que vai de 12 às 14 horas, onde apenas uma pequena parte dos usuários desliga o seu aparelho; outro consumo também praticamente estável das 14 às 17 horas, menor que o consumo da manhã, apesar da temperatura ser mais elevada (o que parece indicar uma diminuição da ocupação); uma queda praticamente linear de 17 às 18 horas, indicando a saída do trabalho, um resquício de trabalho de 18 às 20 h e o retorno à situação noturna de 20 horas em diante. O perfil já indica algumas ações de gestão a tomar: a redução do patamar noturno/fins de semana (constituído majoritariamente pela refrigeração do ambiente do servidor de TIC⁴⁰³ da instituição, que parece estar exagerada), uma maior redução no horário de almoço (se todos desligarem os seus aparelhos).

O perfil pode, portanto, ser aproximado por um modelo (chamaremos de Modelo 1), linearizando-se os trechos comentados acima, como na Figura 7.



[h]

Figura 7 – Modelo 1 do perfil de consumo

⁴⁰³ Tecnologia de Informação e Comunicação.

Fonte: Elaboração própria.

Neste modelo, as retas horizontais são obtidas pela média dos consumos nos intervalos considerados e os períodos de crescimento/decrescimento são obtidos pelo traçado de uma reta entre o extremo posterior de um intervalo e o anterior do intervalo subsequente. Em outros termos, os valores são calculados como na Tabela 4.

Tabela 4 – Dados do Modelo 1

Início [h]	Término [h]	Duração [h]	Potência			Energia			
			Inicial [kW]	Final [kW]	Média [kW]	Modelo [kWh]	Parcela [%]	Medida [kWh]	desvio [%]
0	7	7	17,1	17,1	17,1	120,0	4%	120,0	0%
7	9	2	17,1	255,3	136,2	272,5	10%	245,3	11%
9	12	3	255,3	255,3	255,3	766,0	28%	766,0	0%
12	12,5	0,5	255,3	211,5	233,4	116,7	4%	125,0	-7%
12,5	13,5	1	211,5	211,5	211,5	211,5	8%	211,5	0%
13,5	14	0,5	211,5	237,8	224,6	112,3	4%	108,0	4%
14	17	3	237,8	237,8	237,8	713,3	26%	713,3	0%
17	19	2	237,8	25,7	131,7	263,5	10%	269,0	-2%
19	24	5	25,7	25,7	25,7	122,1	5%	128,5	-5%
Total		24				2.697,8	100%	2.686,5	0%

Fonte: Elaboração própria.

O modelo se revelou consistente (erros pequenos) em várias simulações, porém é razoavelmente complicado para uma abordagem sistemática. Procurou-se, assim, desenvolver um modelo baseado neste, porém apenas com retas horizontais, como na Figura 8.

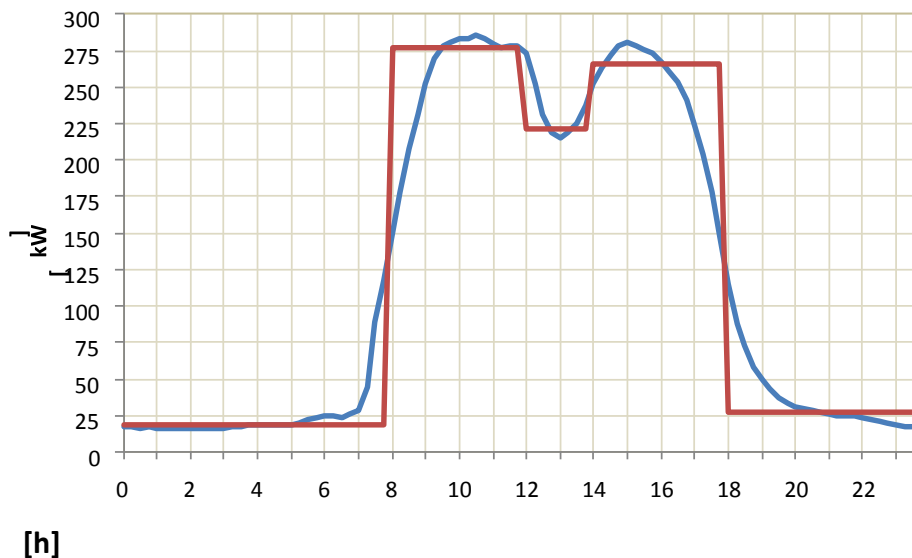


Figura 8 – Modelo 2 do perfil de consumo

Fonte: Elaboração própria.

Este modelo, embora não se aproxime tanto do consumo real como o primeiro em todos os momentos, reproduz com fidedignidade os consumos no conjunto do dia. Os valores das retas horizontais são calculados como acima (ou seja, o valor de 0 às 8 horas é a média dos consumos de 0 às 7 horas, etc.), como mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 – Dados do Modelo 2

Início	Término	Duração	Potência			Energia			
			Cálculo		Média	Modelo	Parcela	Medida	desvio
[h]	[h]	[h]	Inicial [h]	Final [h]	[kW]		[%]	[kWh]	[%]
0	8	8	0	7	17,1	[kWh] 137,1 1021,3 423,0	5%	195,8	-30%
8	12	4	9	12	255,3		38%	935,5	9%
12	14	2	12,5	13,5	211,5		16%	444,5	-5%
14	18	4	14	17	237,8	951,0	35%	893,5	6%

Início	Término	Duração	Potência			Energia			
			Cálculo		Média	Modelo	Parcela	Medida	desvio
18	24	6	19	24	25,7	154,2	6%	217,3	-29%
		24				2.686,7	100%	2.686,5	0%

Fonte: Elaboração própria.

O Modelo 2 permite, dada uma memória de massa, estimar-se os valores em cada período e calcular suas média e dispersão, como na Tabela 6.

Tabela 6 – Consumos por período (set.2010)

Dia	GD [°C]	DDE [kWh]	DSE [kWh]	0-8h [kW]	8-12h [kW]	12-14h [kW]	14-18h [kW]	18-24h [kW]	DSE [kW]
qua	0,6	2.871		18,3	280,2	234,8	247,8	28,7	
qui	0,7	2.696		20,0	260,3	175,7	254,0	26,5	
sex	0,3	2.543		19,1	249,5	210,7	222,6	23,3	

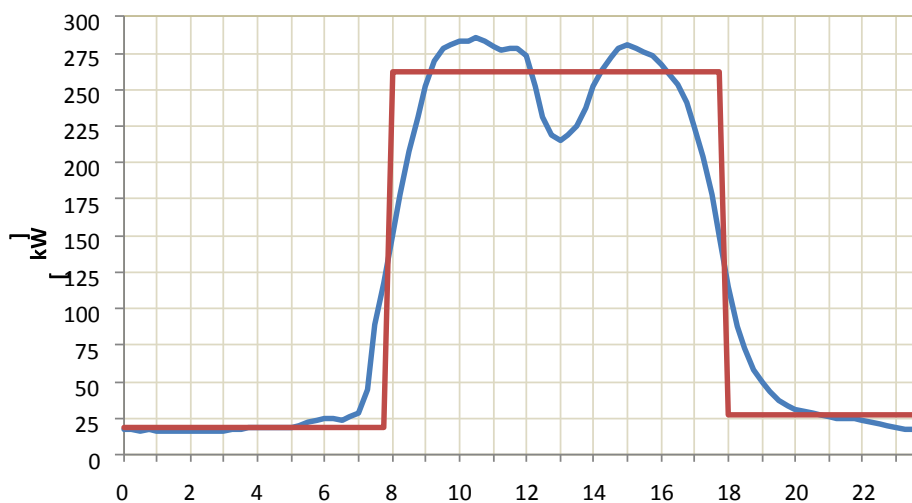
01/09/2010	sáb	0,8		369					15,4
02/09/2010									
03/09/2010									
04/09/2010									
05/09/2010									
06/09/2010	dom	0,6		381					15,9
	seg	0,0		384					16,0
	ter	1,3		385					16,0
	qua	0,0	2.760		15,4	252,6	229,4	264,0	27,9
	qui	2,0	3.130		17,5	289,8	242,7	292,6	26,9
	sex	0,0	2.512		18,9	242,1	186,0	207,0	26,8
	sáb	0,0		391					16,3
07/09/2010	dom	0,0		373					15,6
08/09/2010									
09/09/2010									
10/09/2010									
11/09/2010									
12/09/2010									
13/09/2010									
14/09/2010									
15/09/2010									
16/09/2010									
17/09/2010									
18/09/2010	seg	0,9	2.728		15,6	253,5	212,7	245,4	26,9
	ter	1,6	2.977		19,9	273,0	225,4	277,9	29,4
	qua	1,7	3.025		19,9	285,1	210,7	287,7	24,8
	qui	0,0	2.637		20,3	253,4	184,8	227,4	29,6
	sex	1,2	2.846		18,7	273,4	208,9	265,6	26,3
	sáb	1,1		458					19,1
	dom	1,2		438					18,2
	seg	0,7	3.005		20,1	309,0	223,3	256,0	26,1
	ter	1,8	2.985		18,0	305,6	237,0	278,7	25,9
19/09/2010	qua	1,9	3.103		19,1	291,2	238,5	297,4	30,0
20/09/2010									
21/09/2010									
22/09/2010									
23/09/2010									
24/09/2010	qui	1,4	2.936		18,3	261,8	236,8	287,6	25,6
	sex	2,1	2.883		20,9	276,2	208,4	262,6	24,8
	sáb	1,9		445					18,5

25/09/2010	dom	2,3		409					17,1	
26/09/2010										
27/09/2010										
28/09/2010	seg	2,6	3.430		17,6	325,9	271,7	313,8	29,2	
	ter	1,9	3.108		19,6	312,6	237,9	306,9	23,9	
Média		1,1	2.899	403	18,7	277,5	220,9	266,4	26,8	16,8
Desv pad		0,8	227	32	1,5	49,2	38,8	49,8	2,1	1,3
CV		72%	8%	8%	8%	18%	18%	19%	8%	8%

Fonte: Elaboração própria.

Há 8 dias de fim de semana, 1 feriado e 1 enforcamento. O consumo nos horários fora de expediente (08 h, 18-24 h e DSE) varia bem menos que nos horários com expediente, e foi, portanto, considerado constante no modelo. Durante o expediente, uma boa parte da variação é devida à temperatura ambiente, já que a carga de ares condicionados é expressiva, como se verá adiante. Uma outra boa parte será devida à variação da ocupação, da qual infelizmente não se possui controle.

Pode-se simplificar ainda mais o Modelo 2, fazendo-se a média ponderada, por horas de funcionamento, das demandas no horário de expediente, o que poder-se-ia chamar de Modelo 3, bastante simples, como na Figura 9.



[h]

Figura 9 – Modelo 3 do perfil de consumo

Fonte: Elaboração própria.

Este modelo permite o estudo mais aprofundado nos meses em que não se dispõe de memória de massa, e sim tão somente a leitura diária do medidor através do Vianet. Nestes meses, separam-se primeiro os DDE dos DSE. A seguir, separam-se as horas de expediente das horas fora de expediente. Como os consumos nos DSE e horas sem

expediente são conhecidas e têm pouca variação, pode-se estimar o consumo nas horas de expediente. O item a seguir procura explorar as causas da variação do consumo neste horário.

Composição do consumo

O item 3.1 acima procurou “entender quando” se consome energia. Este item procurará “entender onde”, ou seja, qual a composição do consumo e como ela pode ser caracterizada. Para tanto, foram seguidos dois procedimentos básicos – o primeiro consistiu em um levantamento completo de todas as cargas existentes na instalação, agrupadas em 4 categorias principais: climatização (aparelhos de ar condicionado), iluminação, equipamentos de TIC e demais equipamentos (bebedouros, microondas, cafeteiras, elevadores, bombas e, no caso do Derba, um laboratório de ensaios de amostras de solo e pavimentação) e também devem-se contar as perdas nos transformadores de entrada. O segundo procedimento foi tentar explicar a variação do consumo nas horas de expediente pela variação da temperatura externa, expressa em graus-dia de refrigeração, adotando-se como temperatura de referência 24°C⁴⁰⁴. O modelo de consumo do Derba, assim pesquisado, e de acordo com o Modelo 3 acima apresentado, assumiu os valores da Tabela 7.

Tabela 7 – Parâmetros de consumo do Derba

DDE – parte fixa durante o expediente	[kW]	226
DDE - parte variável durante o expediente	[kW/GD]	31
DDE noite (fora do expediente)	[kW]	22
DSE	[kW]	18

Fonte: Elaboração própria.

O consumo mensal assim pode ser estimado por:

$$CM = DDE \cdot [(226 + 31 \cdot GD) \cdot 10 + 22 \cdot 14] + DSE \cdot 18 \cdot 24, \text{ onde:}$$

CM: consumo mensal, em kWh

DDE: dias de expediente no mês considerado

226: potência média (parte fixa), em kW, durante o expediente nos DDE

31: índice de potência média (parte variável), em kW/°C, durante o expediente nos DDE

GD: graus-dia (em °C) médios nos DDE do mês considerado⁴⁰⁵

⁴⁰⁴ Ver o item 4.3 para uma melhor explicação para esta consideração.

⁴⁰⁵ Para melhorar a precisão do modelo, foram consideradas as temperaturas somente nas horas de expediente.

10: horas (8 às 18) de expediente durante os DDE

22: potência média (kW) à noite (fora do expediente) nos DDE

14: horas (0 às 8 e 18 às 24) fora de expediente durante os DDE

DSE: dias sem expediente no mês considerado

18: potência média (kW) nos DSE

24: horas dos DSE

O levantamento das cargas, por sua vez, permitiu estimar a composição do consumo.

	Potência		Carregamento			Demanda			
	[kW]	DS dia fixo	DS dia variável	DS noite	FS	DS dia fixo [kW]	DS dia variável [kW/GD]	DS noite [kW]	FS [kW]
Modelo						226	31	22	18
Trafos (perdas)	9,0	0,41	0,06			3,4	0,4	2,3	2,2

Foram levantados os equipamentos, potências nominais e hábitos de uso. Medições pontuais de alguns aparelhos permitiram estimar os carregamentos relacionados. A Tabela 8 apresenta um resumo das cargas e fatores estimados, já adequados ao modelo proposto.

Tabela 8 – Parâmetros de consumo adequados ao modelo

Climatização	347,6	0,4	0,09			139,0	31,3	13,9	
Total	462,8					227,5	31,6	22,6	18,1
						Iluminação 64,8	0,8	0	

Equipamentos	41,5	0,8	0						
	0,04	0,03							
	0,1	0,03							
	0	0	33,2	0,0	0,0	0,0			
	0,04	0,04				13,9	51,8	0,0	6,5
								1,9	

Fonte: Elaboração própria.

Foram feitos ajustes nos carregamentos para o total coincidir com o modelo encontrado. Com este modelo consegue-se uma resposta completa às questões “onde” e “quando” acontece o consumo de energia elétrica. Para um mês típico, considerando 2,4 GD médios (média de 2010) e 20 DSE por ano além dos fins de semana, tem-se os valores da Tabela 9.

Tabela 9 – Composição do consumo do Derba [kWh/mês]

[kWh/mês]	DDE – parte fixa durante o expediente	DDE - parte variável durante o expediente	DDE noite (fora do expediente)	DSE	Total	%
Climatização	27.888	6.275	3.904	3.456	41.522	66%
Iluminação	10.394	0	1.819	483	12.696	20%
Equipamentos	6.664	0	0	0	6.664	11%
Trafos	675	66	632	559	1.932	3%
Total	45.621	6.341	6.355	4.497	62.814	100%
%	73%	10%	10%	7%	100%	

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que a climatização responde por 2/3 do consumo e quase ¾ do gasto de energia se dá durante o expediente. Estes valores permitirão também estimar-se os ganhos possíveis com medidas de eficiência energética, tanto em redução de desperdícios (passo 5 da Figura 5) como em aumento da eficiência (passo 6).

Medidas de eficiência energética

Uso de energia e ações de eficiência em prédios

O uso de energia em prédios pode ser entendido como uma superposição de atendimentos a necessidades de serviços de energia, como esquematizado na Figura 10.

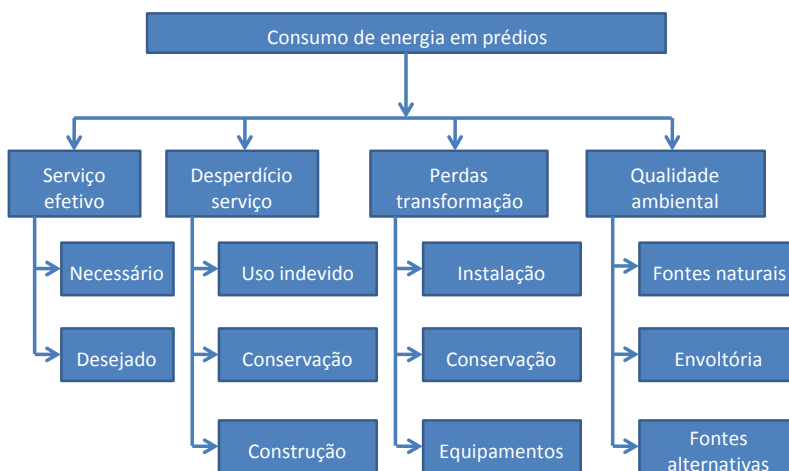


Figura 10 – Consumo de energia em prédios

Fonte: Elaboração baseada em Kiperstok (2007).

O serviço efetivo da energia pode ser decomposto (se bem que não trivialmente) em necessário (por exemplo, temperatura ambiente confortável em climas tropicais com o uso de roupas leves) e desejado (temperaturas mais baixas para o uso de roupas pesadas, como terno e gravata, ou mais iluminação em sala com parede de cor escura) – ambos

devem ser atendidos normalmente embora o “desejado” possa ser reduzido, o que vai depender do grau de consciência e capacitação das pessoas quanto ao uso da energia . Em seguida, há um “desperdício do serviço” (por exemplo, luzes acesas sem presença de pessoas – uso indevido – ou frestas por onde escapa o ar condicionado – conservação – ou janelas com incidência direta do sol, sem proteção – construção ou instalação) que deve ser eliminado aumentando-se a consciência e a capacitação. As perdas na transformação são as normalmente consideradas em programas de efficientização, e estão ligadas ao aspecto tecnológico. Elas podem ocorrer com uma instalação inadequada (cabos subdimensionados, presença de harmônicos, condensadores expostos ao sol), problemas de conservação (maus contatos, isolamento precária, equipamentos deteriorados) ou equipamentos pouco eficientes. A instalação e a conservação são sanadas com bons programas de capacitação, conscientização do usuário para verificar boas condições de uso e códigos de obras e etiquetagem de prédios. O uso de equipamentos eficientes é o aspecto mais considerado, muitas vezes o único, nos programas de efficientização, explorando assim uma parte reduzida do potencial de efficientização. Finalmente, deve-se explorar uma maior qualidade ambiental do uso da energia, procurando-se mais fontes naturais (iluminação e ventilação naturais), melhor envoltória do prédio (*brises*, janelas com melhor isolamento térmica, telhados verdes) e uso de fontes alternativas (solar e eólica).

Assim, uma boa gestão energética visa considerar todos estes aspectos e respectivas ações, o aspecto tecnológico de troca de equipamentos entrando apenas como um componente. Por exemplo, as ações em iluminação podem ser resumidas na Figura 11. Estas medidas estão sendo analisadas para implementação através do programa de gestão energética, para o que se está utilizando um modelo como na Tabela 10.

Tabela 10 – Ações de eficiência

Ação	Nível 1	Nível 2	Passo	Descrição	Consumo		Custo energia		Economia		Custo implantação	Payback	Prioridade
					[MWh/a]	[RS]	[%]	[MWh/a]	[RS/ano]	[RS]			
1	Serviço efetivo	Necessário	5	Manter luminosidade adequada.	175	54.706	2	3,5	1.094	1.000	1	A	

Fonte: Elaboração própria.

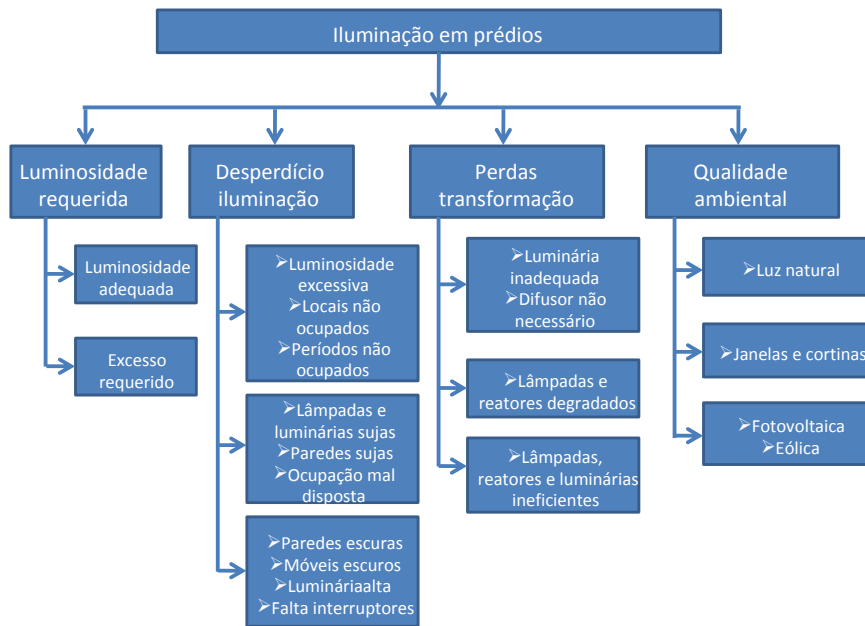


Figura 11 – Uso de iluminação em prédios

Fonte: Elaboração própria.

É de se notar, pelo estudo acima, que as ações de conscientização e capacitação são fundamentais para lastrear todas as outras ações em eficiência energética.

Troca de equipamentos

Usando a técnica de MT&R (*Monitoring, Targeting and Reporting* – GERBI, 2003), que procura acompanhar o consumo e o atendimento a metas de uma instalação, equipamento ou sistema, analisaremos o efeito da aplicação do PEE ao prédio do DERBA. Com base nos consumos mensais de 2007, fez-se uma regressão que apresentou o resultado $E \text{ [kW]} = 5.025 t \text{ [}^\circ\text{C]} - 53.468$ (onde E é o consumo mensal em kW médios e t a temperatura média mensal de Salvador), tomado como linha de base. As diferenças acumuladas entre o consumo real e a projeção da linha de base resultam no gráfico da Figura 12 e mostram quando uma mudança de padrão altera a direção da curva.

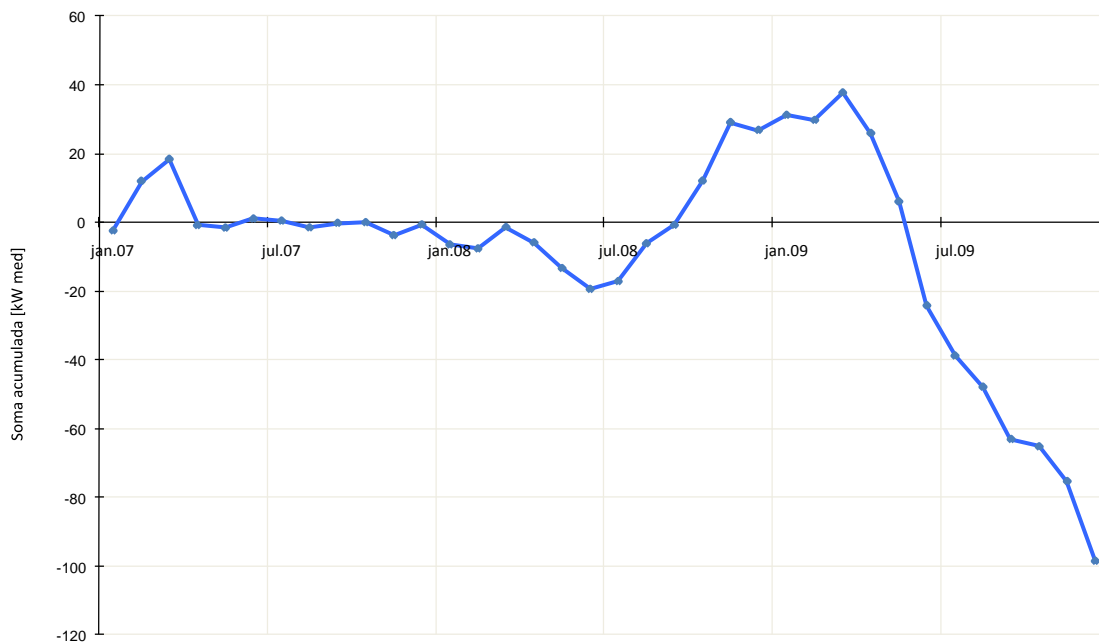


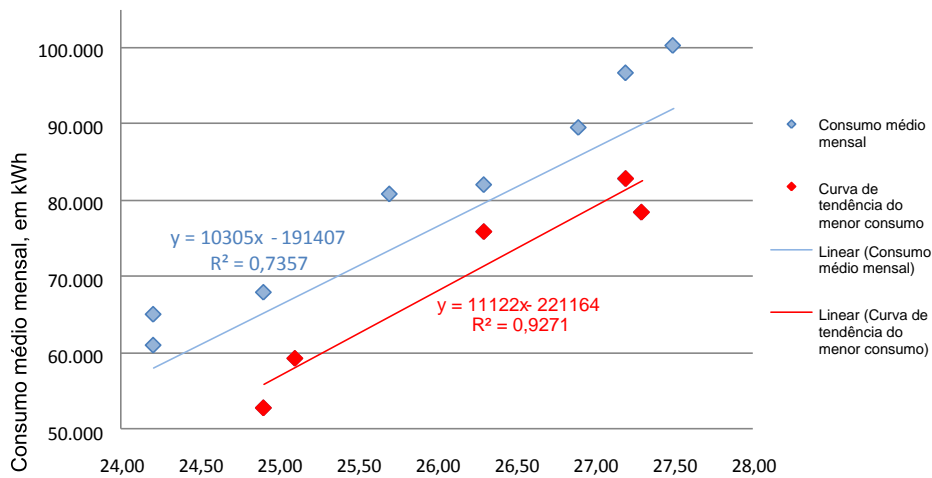
Figura 12 – Soma acumulada do consumo

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se, assim, um padrão de aumento a partir de junho de 2008, com uma transferência de parte de outro órgão para o prédio, mantendo esta tendência até março de 2009, quando as medidas implantadas pelo PEE provocam uma redução acentuada do consumo, que fica bem característica no gráfico. Comparando-se o consumo de 2009 com a projeção da linha de base para este período observa-se uma redução de 10%, economia obtida com as ações do PEE (troca de luminárias e ares condicionados por modelos mais eficientes).

Definição de metas e acompanhamento

No início da segunda fase do programa (2010), fez-se necessária a definição de metas de consumo, mesmo sem o processo de gestão propriamente dito estar implantado. Assim, optou-se por, observando o gráfico dos consumos do ano precedente (2009), que apresentou uma variação significativa em torno do padrão médio, estabelecer a meta como a reprodução do padrão de consumo nos meses com consumo abaixo do padrão (Figura 13).



Temperaturas médias mensais, em C

Figura 13 – Consumo e metas no prédio do Derba

Fonte: Elaboração própria.

A observância destas metas, que significava apenas a manutenção de um padrão já atingido, propiciaria uma redução de consumo de 9%, equivalente, portanto, à redução obtida com a troca de aparelhos. Durante o ano de 2010, vários fatores contribuíram para que a meta não fosse atingida: em primeiro lugar, por razões administrativas, o sistema de gestão ainda não foi efetivamente implantado; em segundo lugar, houve meses neste ano excepcionalmente frios (média abaixo de 24 °C) para o padrão da cidade, onde a meta se revelou inviável; por fim, notou-se que, como abordado no item 3.1 acima, o consumo dos dias sem expediente é completamente diverso e, portanto, o número desses dias no mês (houve 129 em 2010) afeta significativamente o consumo. A Figura 14 mostra as metas e o consumo observado.

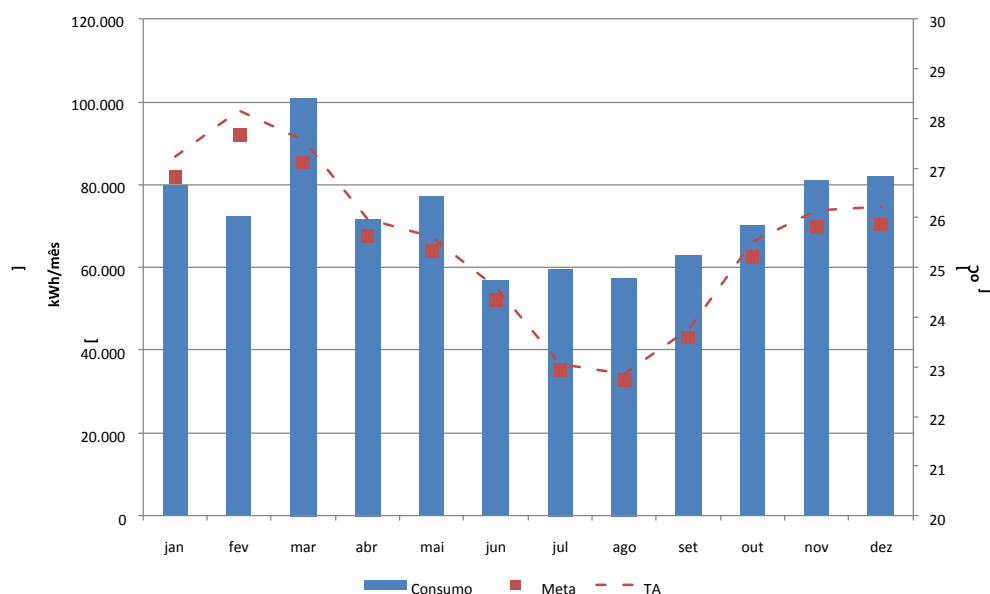


Figura 14 – Metas, temperatura ambiente e consumo em 2010

Fonte: Elaboração própria.

Nos meses de inverno a temperatura média ficou abaixo dos 24°C, fora da extensão inicialmente projetada, gerando metas que ficaram bem abaixo do consumo. A correlação obtida, portanto, não pode ser extrapolada para estes valores, o que sugere ser desta ordem a temperatura de conforto, ou seja, o sistema de refrigeração dos ar-condicionados não é acionado abaixo dos 24°C. Isto fez com que buscássemos uma meta relacionada aos graus-dias de refrigeração, adotando como temperatura base 24°C. Outra mudança no estabelecimento das metas deve contemplar o número de dias de expediente em cada mês.

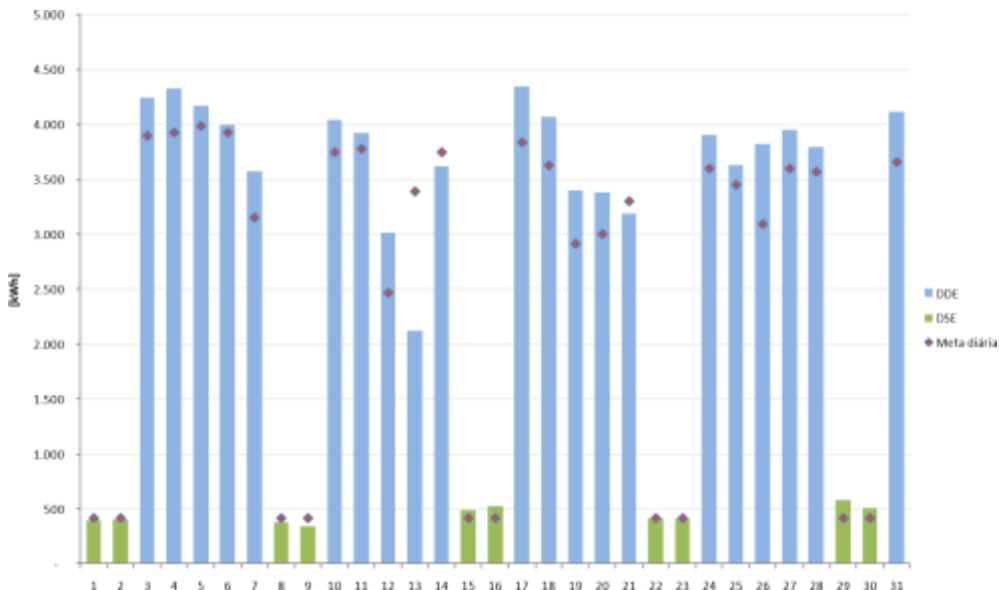
Por outro lado, o modelo de consumo estabelecido como descrito no item 3.1 acima, permite que se estabeleçam metas diárias, o que torna o acompanhamento bem mais efetivo. Embora ainda em fase de negociação, o estabelecimento das metas deve ser feito com as seguintes etapas:

regressão do consumo mensal durante o ano contra os graus-dia (GD) médios e dias de expediente (linha de base)

seleção dos meses onde o consumo ficou abaixo da reta de regressão, para nova regressão caracterizando a meta a estabelecer

transposição da meta para as variáveis do modelo de consumo, permitindo o seu acompanhamento diário

A aplicação deste processo às instalações do Derba, para primeiro mês de 2011, resultaram no gráfico da Figura 15, que permite verificar que a unidade está aumentando o seu padrão de consumo.



dia

Figura 15 – Acompanhamento do consumo e metas diárias

Fonte: Elaboração própria.

Conclusões e Recomendações

A gestão energética pode trazer ganhos expressivos em eficiência energética pela regularidade e racionalidade nos hábitos de uso. No entanto, ações preliminares de controle devem ser tomadas para garantir o correto acompanhamento do consumo e o atendimento a metas definidas. No caso dos prédios públicos do Governo da Bahia, o estabelecimento de um modelo e o acompanhamento diário do consumo permitiram a definição de metas diárias baseada nas características de uso da energia nos prédios. A análise deste modelo, distribuída por uso final, permitirá a definição das medidas de eficiência energética possíveis, seus custo e benefício, viabilizando ações reais de eficiência energética, bem como o acompanhamento das economias efetivas atingidas.

Referências

AGECOM - ASSESSORIA GERAL DE COMUNICAÇÃO SOCIAL DO GOVERNO DO ESTADO DA BAHIA. Notícias – Administração de 11 de janeiro de 2011. *Racionalização prevê redução média de 25% no consumo de água e luz*. Disponível em: <http://www.comunicacao.ba.gov.br/noticias/2011/1/11>. Acesso em: 20 jan.2011.

ARAÚJO, A. C. M. de. A Regulação e os Programas de Eficiência Energética das “Comissions”. Apresentação feita à 2ª oficina do Projeto de Eficiência Energética do CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Brasília-DF: ANEEL, 2009.

ARQUITETURA E URBANISMO – AU. Edição 175 de outubro.2008. *Architekton Lelé: o Mestre da Arte de Construir*. Yopanan Rebello e Maria Amélia D'Azevedo Leite. Disponível em: <http://www.revistaau.com.br/arquitetura-urbanismo/175/>. Acesso em: 20 jan.2011.

BAHIA (Estado). Diário Oficial. *Decreto nº 12.544 de 10 de Janeiro de 2011*. Institui o Programa de Racionalização do Consumo de Água e Energia nos Prédios Públicos, no âmbito da Administração Pública do Poder Executivo Estadual. Salvador: EGBA, 2011.

ENERGY STAR. Programa de etiquetagem da EPA – Environmental Protection Agency. Sítio contendo informações sobre este programa. Disponível em: <http://www.energystar.gov/>. Acesso em: 8 abr.2010.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *BEN2009 – Balanço Energético Nacional*. Ano base 2008. Rio de Janeiro: EPE, 2009.

EVO – EFFICIENCY VALUATION ORGANIZATION. *International Performance Measurement and Verification Protocol*. Volume 1. San Francisco, CA: EVO, 2007.

FEMP – Federal Energy Management Program. Accomplishments Report 2000. Disponível em: http://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/accomplishment_rprt_2000.pdf. Acesso em: 15 mai.2010.

GERBI - REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DO EFEITO ESTUFA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA. *Redução de Custos Operacionais: A Gestão Energética Competitiva*. Material de Referência. Autores: Douglas Trip e Stephen Dixon. Rio de Janeiro: Gerbi, 2003.

INMET – INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA. Sítio contendo informações sobre dados climáticos brasileiros. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/>. Acesso em: 20 jan.2011.

ISO – International Organization for Standardization. *ISO 50001 - Energy management systems – Requirements with guidance for use* (minuta). [s/l]: ISO, 2010.

KIPERSTOK, A. *Conceituação Metodológica para Composição de Gastos de Água e Energia em Edificações Públicas*. Salvador: TECLIM, 2007.

SOUZA, D. F. *Gestão Energética Aplicada a Unidades Prediais de Uso Administrativo – O Caso de Prédios Públicos na Bahia*. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2010.

TECLIM – Rede de Tecnologias Limpas e Minimização de Resíduos. *Eficientização dos Gastos de Água e Energia Elétrica dos Prédios do Governo*. Salvador – BA: UFBA, 2009.

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE BRAZILIAN ELECTRIC GENERATION SECTOR

Arthur Henrique Cursino dos Santos, Murilo Tadeu Werneck Fagá, Edmilson Moutinho dos Santos

Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, Avenida Professor Luciano Gualberto, 1289 - Cidade Universitária - CEP 05508-010 - Butantã - São Paulo, SP, Brasil.

Corresponding author: arthursantos@usp.br / Tel.: +55 11 8835-0714

RESUMO

Este estudo analisa a eficiência da transformação física da energia na matriz de geração elétrica do Brasil, através da adaptação da metodologia de cálculo do fator de conversão de energia final em energia primária do Programa Americano *Energy Stars*. Os

resultados demonstram que a eficiência da matriz elétrica não é constante e que segue uma tendência de redução nas últimas décadas. Com base no modelo foram realizadas também estimativas para o ano de 2030 para diferentes cenários, revelando que a tendência de redução da eficiência se manterá, caso políticas de redução de demanda e repotenciação de usinas hidroelétricas não sejam adotadas. Os dados levantados demonstram que a consideração da eficiência da matriz de geração elétrica é um ponto importante para as políticas energéticas, e que, por isso, não deve ser negligenciada.

1. INTRODUÇÃO

Segundo Patterson [1], o conceito de eficiência energética pode possuir diferentes enfoques, de acordo com o tipo do processo e o tipo de avaliação que se quer obter. Diferentes indicadores de eficiência existem, alguns limitados a avaliação física da transformação da energia, outros que consideram a natureza das relações econômicas presentes no mundo atual. Independente dos detalhes de cada modelo, uma simples definição de eficiência energética considera o quanto de energia se coloca em um processo, pelo quanto de utilidade esse processo pode gerar.

O presente trabalho considera a avaliação física da transformação da energia, de forma a avaliar como a eficiência da matriz de geração de eletricidade pode variar ao longo do tempo, consumindo mais ou menos recursos primários.

A importância da eficiência energética para redução do consumo de energia primária ainda não foi totalmente clarificada. Para Herring [3], o aumento de eficiência reduz o custo marginal da energia, favorecendo um maior consumo, no entanto Hass [4] demonstra que esse aumento de consumo não é tão expressivo quanto esperado, devido às chamadas melhorias irreversíveis de eficiência, assim concluindo que a eficiência técnica é um importante parâmetro para descrever e estimar a demanda energética.

Nota-se que existe uma extensa discussão sobre a melhoria da eficiência energética, inclusive amparada legalmente por políticas que exigem ou estimulam tecnologias mais

eficientes. No Brasil a Lei de Eficiência Energética, Lei nº 10.295 de 17/10/2001, estabelece a criação de programas de eficiência mínima e controle para o mercado através de selos indicativos.

No entanto, diferentemente de alguns programas de avaliação de eficiência energética, que consideram o consumo de energia primária através da determinação dos fatores de conversão da energia final em energia primária, como o Programa Americano *Energy Stars* [6] e o programa de avaliação de eficiência energética de edifícios da União Européia [7], no Brasil a metodologia para avaliação da eficiência energética restringe-se apenas a analisar a transformação da energia final em útil.

A não consideração do consumo de energia primária nas políticas de eficiência energética cria um pressuposto de que a eficiência dos processos de transformação e transporte das fontes de energia primárias e secundárias é constante e máxima. O objetivo desta pesquisa é calcular a eficiência da matriz de geração elétrica brasileira e observar como essa eficiência evoluiu no período de 1970 a 2008 e como poderá se alterar até o ano de 2030, de forma a avaliar a veracidade desse pressuposto.

2. METODOLOGIA

Para cálculo da eficiência da matriz elétrica, foi utilizado o conceito de fator de conversão de energia primária, que pode ser definido como a energia primária necessária para prover uma unidade de energia final, considerando as perdas e operações necessárias para levar a energia até o ponto de consumo [2].

A metodologia para cálculo do fator de conversão de energia primária brasileiro foi adaptada a partir do Programa *Energy Stars* do Departamento de Energia e da Agência de Meio Ambiente do Governo dos Estados Unidos. A metodologia considera para o cálculo do fator de conversão, as perdas ocorridas na geração, no transporte e na distribuição da eletricidade [3]. Para cálculo do fator de conversão brasileiro, também foi considerada a metodologia da *American Gas Association*, que utiliza o conceito de eficiência acumulada,

obtido através da ponderação percentual da eficiência de cada processo envolvido na geração de eletricidade, de acordo com sua fonte (carvão, gás natural, óleo combustível, nuclear, hidráulica e biomassa) [4].

A fórmula para cálculo da matriz elétrica brasileira é apresentada na **Equação (1)**.

$$\eta = \frac{E}{\sum_{n=1}^6 \left(\frac{E_n}{\eta_n} \right)} \quad (1)$$

Onde,

η = Eficiência da matriz de geração de eletricidade

E = Eletricidade gerada total (10^9 kWh)

E_n = Eletricidade gerada por cada tipo de geração (10^9 kWh)

η_n = Eficiência do processo de transformação, para cada tipo de geração

As eficiências consideradas para cada processo de transformação são observadas na **Tabela 1**. Enquanto as eficiências das usinas hidroelétricas e nucleares permaneceram fixas no período analisado, as eficiências das usinas termoelétricas variaram anualmente, segundo dados da Empresa de Pesquisa em Energia (EPE) [8].

Tabela 1

Eficiências dos processos de transformação e perdas no transporte e na distribuição da eletricidade

Tipo de geração (n)	Eficiência (η_n)
Hidroeletricidade (média do padrão de eficiência internacional) [5]	82%
Gás natural	36%
Carvão mineral	36%

Termoeletricidade (média dos anos de 2004 a 2008) [6]	Óleo combustível	36%
	Óleo diesel	36%
Nuclear [7]		33%

A variação da eficiência da matriz elétrica brasileira foi analisada para o período de 1970 a 2008, de acordo com os dados publicados no Balanço de Energia Nacional (BEN) [8]. Também foram realizadas análises do comportamento da eficiência da matriz elétrica para o ano de 2030 em diferentes cenários.

3. RESULTADOS

No Brasil, a eficiência da matriz de geração elétrica variou consideravelmente entre os anos de 1970 e de 2008, como mostra a **Figura 1**.

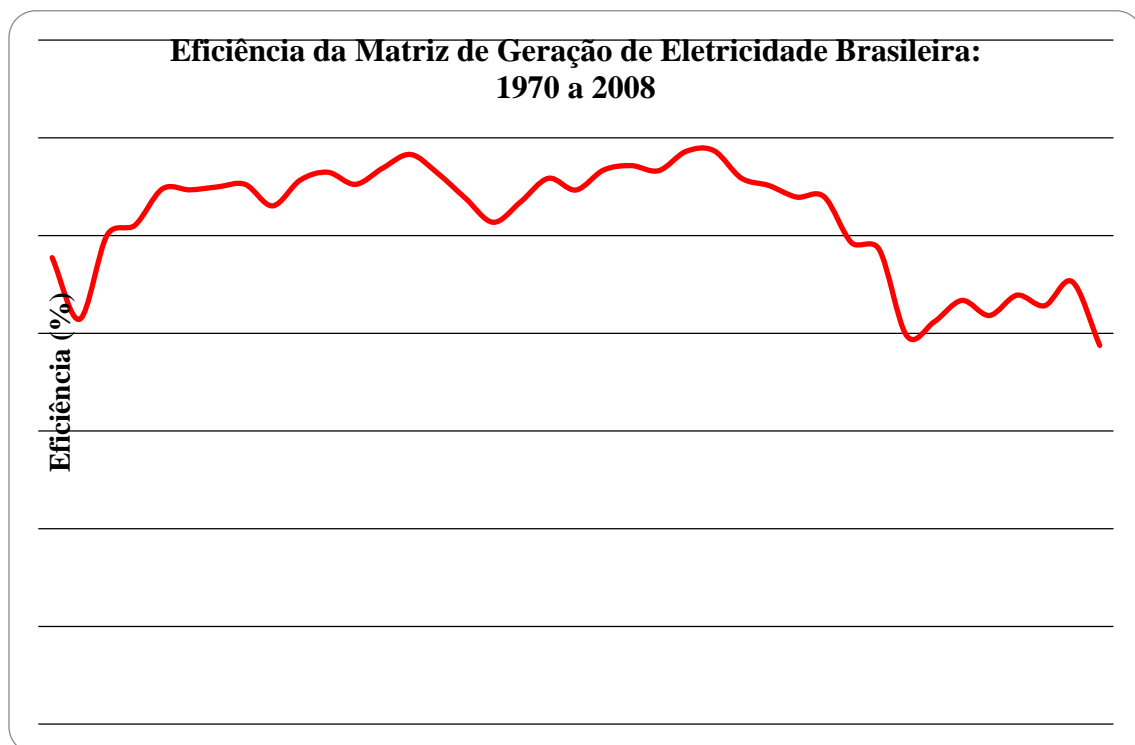


Figura 1: Variação da eficiência da matriz elétrica brasileira entre 1970 e 2008.

Como pode ser observado, a eficiência variou significativamente no período analisado. Na década de 1970, que foi marcada por grandes transformações energéticas, três foram as principais causas de alteração do padrão de eficiência da matriz nacional: os dois choques do petróleo, 1973 e 1979, e a expansão da oferta de energia pelas usinas hidrelétricas, apoiada pelo lançamento do segundo Plano Nacional do Desenvolvimento (II PND), que tinha o investimento em energia como uma de suas principais metas [10]. Esses três fatores ajudaram a elevar a eficiência da matriz nacional de 70,7% em 1971 para 77,5% em 1976.

Ainda na década de 1970, a expansão da oferta pelas usinas termoelétricas a carvão reduziu um pouco a eficiência da matriz para 76,5% em 1978.

A década de 1980 foi marcada pelo início da operação das usinas hidroelétricas de Tucuruí e Itaipu, o que refletiu em uma das maiores eficiências encontradas no período, 79,2% no ano de 1983.

A segunda metade da década de 1980 foi marcada pela redução da oferta hídrica, pelo início da operação da usina nuclear de Angra I e pelo aumento da geração pelas usinas térmicas a óleo e a carvão o que reduziu a eficiência da matriz para cerca de 77,3%. No início da década de 1990, o país registrou uma alta da oferta hídrica, que culminou em 1994 com a maior eficiência registrada no período de análise: 79,4%. No entanto, a partir de 1995, a eficiência passou a reduzir gradativamente até atingir 69,9% no ano de 2001, o menor valor observado.

Esse período de progressiva queda na eficiência coincide com um momento de crise energética e racionamento elétrico, que culminou em 2001 no chamado “Apagão”. A falta de planejamento adequado e um longo período de estiagem reduziram a água armazenada nos reservatórios das usinas hidroelétricas a níveis críticos. Para solucionar a crise, o governo apostou na construção de novas termoelétricas, principalmente a gás natural, através do Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT) [11]. A operação dessas

usinas, associada à menor oferta hídrica, resultou na queda de eficiência observada. Com o retorno das chuvas e a normalização dos reservatórios em 2003 a eficiência subiu um pouco para 71,7% onde se manteve com pequenas variações anuais de mais ou menos 1 ponto percentual até 2007. A eficiência só caiu novamente abaixo dos 70% em 2008, devido a um maior acionamento das termoeletricas.

A década de 2000 também foi marcada por grandes movimentos de diversificação da matriz energética nacional. Tais movimentos, apesar de relativamente pequenos frente à geração hídrica de energia, têm grande potencial de impacto na eficiência futura da matriz energética nacional. Na próxima seção deste artigo, serão analisados alguns dos cenários de eficiência que visam estimar horizontes futuros da eficiência da matriz energética nacional através de diferentes hipóteses, como a redução da demanda por eletricidade e a repotenciação de usinas hidroelétricas.

4. PERSPECTIVAS

Foram elaborados quatro cenários para o ano de 2030, de forma a avaliar como a eficiência da matriz de geração de eletricidade brasileira poderá se comportar no futuro, de acordo com a metodologia de cálculo desenvolvida neste artigo.

Os quatro cenários são: Cenário da *Empresa de Planejamento Energético* (EPE) [9], Cenário *EPE -10*, Cenário *EPE - 20* e Cenário *Repotenciado*. Os últimos três cenários foram traçados a partir de variações no primeiro, estimado pela EPE.

No Cenário *EPE*, a eficiência futura foi calculada com base em premissas de investimentos e de demanda traçadas pelo governo. Nesta hipótese, espera-se que a geração de eletricidade passe de 441,9 TWh em 2005 para 1.197,6 TWh em 2030. A eletricidade de origem hídrica deverá ser ainda a principal – com 817,8 TWh em 2030 contra 335,7 TWh em 2005 – no entanto, ela deverá perder participação relativa para outras fontes como a biomassa, eólica, nuclear e o gás natural. A participação relativa destas fontes deve passar de 9% em 2005 para 18% em 2030. Do ponto de vista da

demanda, espera-se que o consumo passe de 375,2 TWh em 2005 para 1.032,7 TWh em 2030. Ainda neste cenário a EPE considerou que o percentual de perdas deverá se reduzir em 1,8 p.p. e que o fator de capacidade das usinas hidroelétricas deverá subir para 57,82% até 2030.

No Cenário *EPE -10* considera-se que não serão atingidas as metas estabelecidas pela EPE para perdas na rede, fator de capacidade das usinas e aumento da capacidade instalada. Desta forma, o efeito marginal do não cumprimento da meta seria a redução de 10% na capacidade de geração elétrica de origem hídrica em relação ao Cenário *EPE*, a solução adotada para suprir essa redução é a utilização do modelo atual de acionamento das termoelétricas convencionais.

No Cenário *EPE -20*, as condições negativas anteriores apresentadas para o cenário *EPE -10* são estressadas de modo a garantir que os resultados futuros se enquadrem dentro de um horizonte previsível de acontecimentos. Desta maneira, a redução da capacidade de geração elétrica de origem hídrica será 20% inferior a do cenário básico apresentado pela EPE.

Os Cenários *EPE -10* e *EPE -20* foram construídos sobre uma análise crítica das estimativas da EPE, que se baseiam na expansão da geração hídrica, com novos 88.000 MW até 2030 [9]. Grande parte dessa expansão irá ocorrer na Bacia Amazônica, que possui um potencial avaliado em 77.058 MW, sendo que destes, 47.862 MW, ou 62,1% do total, encontram-se em áreas com restrição ambiental [9]. Isso significa que os impactos dos reservatórios na realocação de populações indígenas e comunidades ribeirinhas, sobre a cobertura florestal e sobre determinados biomas, serão ainda mais significativos [12].

O fator de capacidade das usinas hidroelétricas estimado pela EPE para o ano de 2030 é de 57,82%. Não existem registros de um fator de capacidade dessa ordem nas últimas décadas. A média do fator de capacidade das hidroelétricas nos últimos dez anos foi de 51,57%, sendo que o maior registro histórico, desde 1984, ocorreu em 1998 com um fator de capacidade de 57,59% [8]. Considerando que as usinas hidroelétricas

instaladas na região amazônica terão reservatórios menores devido às restrições ambientais, é pouco provável que o fator estimado se realize.

Por fim, o último cenário adotado admite uma hipótese adicional sobre as condições estimadas pela EPE: a repotenciação das usinas hidroelétricas existentes. Baseando-se na hipótese de repotenciação média apresentada por Bermann (2004) [13], que permite uma elevação da eficiência da matriz elétrica nacional através de melhorias nas usinas construídas. A **Figura 2** apresenta as previsões encontradas para os diferentes cenários.

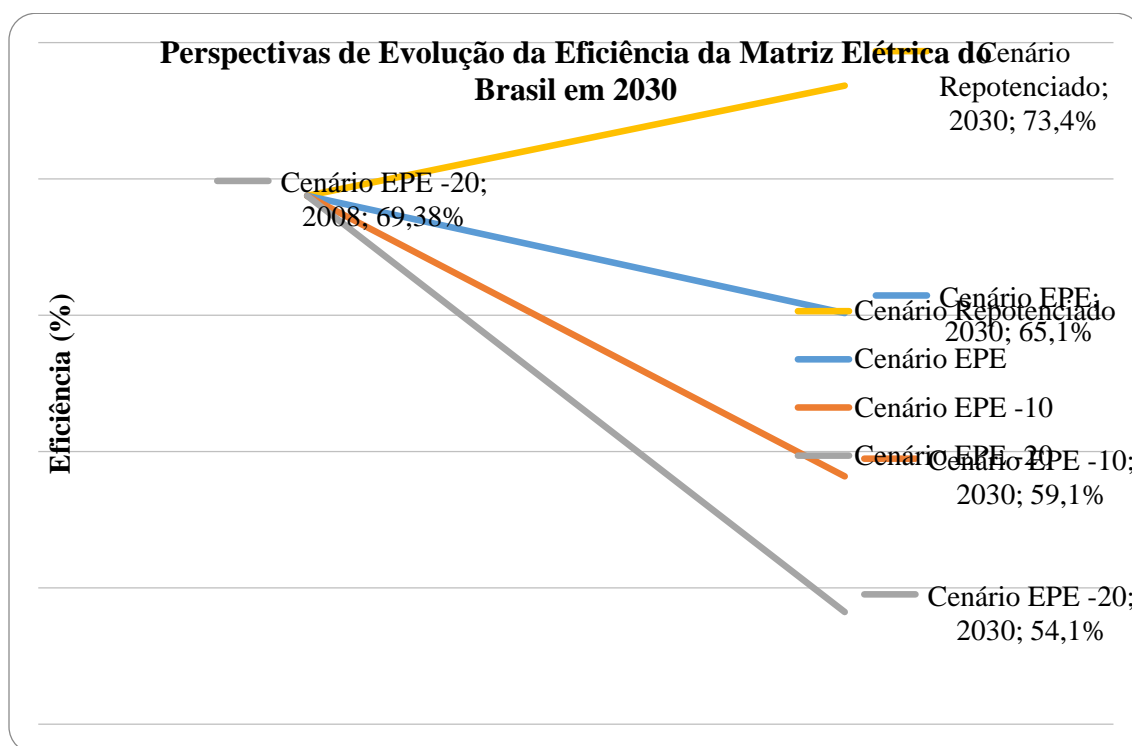


Figura 2: Perspectivas de Eficiência para a Matriz Elétrica Brasileira em 2030

Como é possível observar, a diferença de eficiência entre os cenários é significativa. O Cenário EPE apresenta, em 2030, eficiência de 65,1%, valor este superior em 11,0% p.p. ao pior dos cenários e 8,3% p.p. inferior ao melhor dos cenários, como pode ser observado na **Tabela 2**.

Tabela 2

Perspectivas de evolução da eficiência da matriz elétrica brasileira para o ano de 2030 em diferentes cenários

Cenários	2030
<i>EPE</i>	65,1%
<i>EPE -10</i>	59,1%
<i>EPE -20</i>	54,1%
<i>Repotenciado</i>	73,4%

5. CONCLUSÃO

A metodologia para cálculo da eficiência da matriz de geração elétrica se mostrou satisfatória para realização das análises históricas e para avaliação das perspectivas futuras propostas no artigo.

As reduções observadas na eficiência da matriz elétrica estão fortemente relacionadas à opção termoelétrica utilizada para suprir o fornecimento de eletricidade em um quadro de redução da oferta hídrica. Dessa forma, a eficiência da matriz varia em torno da relação entre geração hídrica e geração termoelétrica e não da simples expansão ou redução aleatória de cada uma dessas ofertas.

Os resultados encontrados permitem inferir que existe uma relação de longo prazo entre eficiência e as fontes de geração de eletricidade e que existe um conflito de escolhas entre eficiência e segurança de suprimento, sendo que a segunda opção possuiu maior prioridade no período analisado.

Por fim, a redução histórica encontrada para a eficiência da matriz de geração elétrica, associada com as estimativas de manutenção dessa tendência, revela que pouco tem sido feito no sentido de minimizar o consumo de energia primária para produção de

eletricidade. Essa atitude contraria a Política Nacional de Conservação e Uso Racional da Energia do Brasil, que visa à alocação eficiente dos recursos energéticos, assim como a preservação do meio ambiente [14].

REFERÊNCIAS

- [1] M.G. Patterson, What is energy efficiency? Concepts, indicators and methodological issues, *Energy Policy* 24 (5) (1996) 377–390.
- [2] CEN Umbrella Normative prEn 15603, Energy performance of buildings—overall energy use, CO2 emissions and definition of energy ratings (2008).
- [3] Energy Star Program. Energy Star performance ratings: methodology for incorporating source energy use. US Department of Energy, Environmental Protection Agency (2009).
http://www.energystar.gov/ia/business/evaluate_performance/site_source.pdf [accessado em 14.08.10].
- [4] American Gas Association (AGA). Source Energy and Emission Factors for Building Energy Consumption. (2009).
- [5] Bermann, C. Recursos e Oferta de Energia - Hidroeletricidade, material de aula, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.
- [6] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço de Energia Nacional (BEN), Séries Históricas, 2009. Tabela 5.3 / Tabela 2.25. Brasília, EPE (2009).
- [7] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Apresentação do PNE 2030, Geração Termonuclear. Rio de Janeiro, EPE (2006) p. 46.
- [8] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Balanço de Energia Nacional (BEN), 2009. Rio de Janeiro, EPE (2009).
- [9] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Nacional de Energia 2030 (PNE). Rio de Janeiro, EPE (2007).
- [10] Hermann, J. Reformas, Endividamento Externo e o “Milagre” Econômico (1964-1973). In: Giambiagi, F.; Villela, A.; Barros, L.; Hermann, J. *Economia Brasileira Contemporânea (1945-2004)*. Rio de Janeiro: Ed. Campus, (2005).

[11] Moutinho, E. & Zamalloa, G. & Villanueva L. & Fagá, M. Gás Natural: Estratégias para uma Energia Nova no Brasil. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobrás, (2002).

[12] Manyari, W., & Carvalho, O. J. (2007). Environmental considerations in energy planning for the Amazon region: Downstream effects of dams. *Energy Policy*, 35(12), 6526-6534.

[13] Bermann, C., Veiga, J.R.C., Rocha, G.S. A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental. São Paulo, (2004).

[14] BRASIL. Lei n.o 10.295, de 17 de outubro de 2001. Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia. Brasília, (2001).

EFICIENCIA ENERGÉTICA, UN YACIMIENTO INEXPLORADO

“Eficiencia Energética es una fuente de energía de bajo costo que no contamina”

S. Gil^{1,2} y R. Prieto¹

sgil@enargas.gov.ar

¹ Gerencia de Distribución – ENARGAS -Suipacha 636-Buenos Aires (1008) Argentina.

² Universidad Nacional de San Martín, ECyT - Campus Miguelete- San Martín B.A. (1650) Argentina.

Resumen

En este trabajo se discuten varias alternativas para lograr ahorros significativos de Gas Natural en la Argentina, a través de mejoras en la eficiencia de uso de la energía y centradas principalmente en los consumos residencial, comercial y público. Dada la magnitud de estos ahorros y el contexto internacional de altos y volátiles costos de la energía y del gas natural en particular, se estima conveniente analizar las posibles medidas que permitan lograr un abastecimiento de gas a través de un uso más eficiente de este recurso energético. Los potenciales ahorros son muy significativos y comparables a los provistos por un nuevo gran yacimiento de gas. Estimaciones conservadoras indican que mejorando las aislaciones en las casas y edificios, eliminando los pilotos permanentes en los artefactos a gas y mejorando su eficiencia, y la racionalización del sobre consumo en el sur del País, entre otros, se podrían alcanzar ahorros de aproximadamente 20 a 35 millones de m³/día. Esto equivale a más del 20% del consumo nacional de gas natural en Argentina. La importación de gas es aproximadamente el 4% del consumo nacional.

La tabla siguiente resume los potenciales ahorros de gas que podrían lograrse con la implementación de las principales alternativas consideradas en este trabajo.

Acciones	Potencial Ahorro	
	Implementación parcial (≈50%) [Mm ³ /día]	Implementación completa [Mm ³ /día]
Mejora en el aislamiento térmico de viviendas.	14	28

Eliminación de pilotos en equipos de calentamiento de agua.	1,5	3,5
Promover un uso racional en el Sur de la Argentina	2	4,5
Incentivar el ahorro a través de premios y tarifas (tipo PURE)	1	2
TOTAL(Millones m³/día)	19,5	35

Introducción

Algo más que el 30% del gas natural en Argentina que se distribuye en el país está asociado al uso residencial, comercial y de entes oficiales. Una característica notable que surge de varios estudios recientes,^{406,407,408,409} es que el *consumo específico de los usuarios residenciales*, es decir, el consumo diario por usuario, tiene un comportamiento muy similar en todo el país. En la figura 1 se presenta el comportamiento del consumo específico como función de la temperatura para todas las regiones del País, excepto la Zona Sur (Patagonia).⁴¹⁰

Esta figura es representativa de prácticamente todas las regiones estudiadas. Se observa en ella que los consumos específicos residenciales (R), comerciales (C) y de los entes oficiales o públicos (EO) tienen una dependencia muy regular con la temperatura y con características similares en todo el país, excepto en el sur. Este comportamiento se ha mantenido prácticamente invariante a lo largo de los últimos 16 años e independiente del contexto económico. A altas temperaturas medias, mayores a unos 20°C, aproximadamente, el consumo de gas es casi constante y está asociado al calentamiento de agua y cocción. Este componente del consumo Residencial, Comercial y Entes Oficiales se lo denomina *Consumo de Base*. A medida que baja la

⁴⁰⁶ *Modelo de Predicción de Consumo de gas natural en la República Argentina*. S.Gil et al. Petrotecnia (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) **XL**, N°3, Sup. Tecn. 1,1 - Junio(1999).

⁴⁰⁷ *Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo I* - S.Gil, et al. Gas & Gas - Pub. para la Industria Gasífera - Año IV- N° 48, 24-30(2002) y IV- N° 49, (2002)

⁴⁰⁸ *Generalized model of prediction of natural gas consumption*" by S.Gil et al. Journal of Energy Resources Technology Journals of The American Association of Mechanical Engineers.(ASME International), Jun. 2004.

⁴⁰⁹ *Proyección de demanda de gas para mediano y largo plazo*, S.Gil. Petrotecnia (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) XLVIII, N°5, (pag. 86-100) Octubre(2007).

⁴¹⁰ *Posibilidades de ahorro de gas en Argentina- Hacia un uso más eficiente de la energía*, S.Gil, Petrotecnia (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) L, N02, (pag. 80-84) Abril (2009). ISSN 0031-6598

temperatura, los usuarios comienzan a encender la calefacción; una vez que toda la calefacción disponible está encendida, el consumo de nuevo se estabiliza a un valor de saturación. Como consecuencia de ello es posible afirmar que, durante el período 1993-2009, el comportamiento de los usuarios R y C+EO fue poco elástico y constante en el tiempo. Esto significa que los patrones de consumo residenciales sólo dependen de la temperatura y no del tiempo. Desde luego, esta observación debe ser reexaminada periódicamente para constatar su vigencia, pues es posible que cambios significativos en el precio del gas o en las tecnologías usadas puedan alterar este comportamiento.

Por su parte la variación en el tiempo del número de usuarios Residenciales, Comerciales y de Entes Oficiales, ilustrado en la figura 2, muestra una variación suave en el tiempo y con tendencias que permiten proyecciones confiables en el corto y mediano plazo, en particular, una vez que las transformaciones económicas y sociales se estabilizan. Por ejemplo, el número de usuarios R tiene una tendencia bien definida hasta noviembre de 2001 y otra también definida, aunque distinta, con posterioridad al año 2002. De este modo se puede afirmar que el incremento del consumo residencial se debe al incremento de usuarios al sistema. Los modelos de consumo para la componente de consumo R+C+EO se basan, en buena medida, en que estos consumos dependen de las temperaturas medias¹⁻⁴ y del número de usuarios.

Este comportamiento de los usuarios se toma como base para fundamentar distintas estrategias orientadas a lograr un uso racional del gas y lograr importantes ahorros en los consumos a la par inducir a los usuarios a un uso responsable de este importante y escaso recurso.

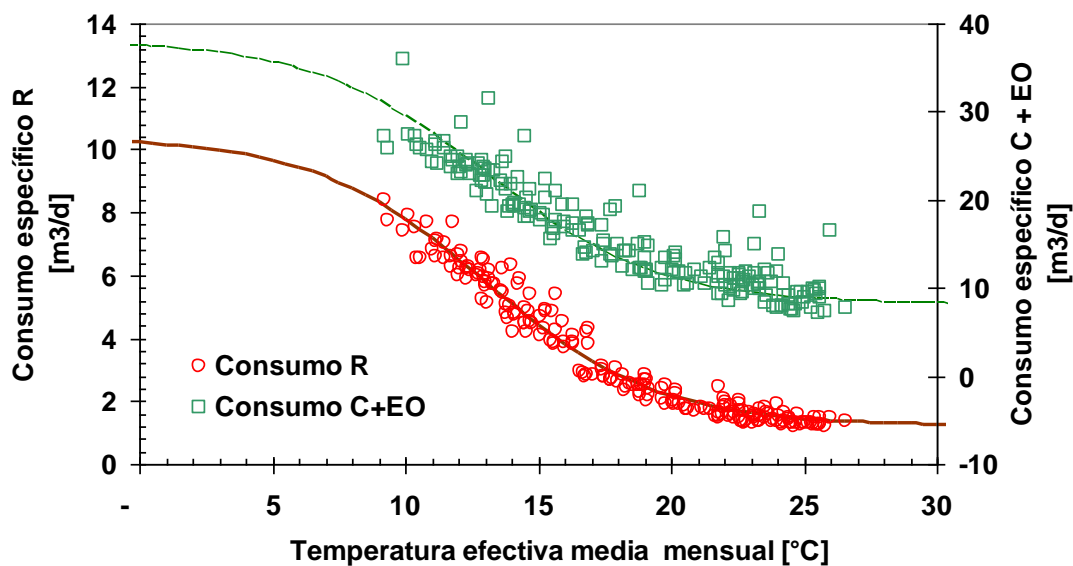


Figura 1. Variación de los consumos específicos R (residencial, círculos referidos al eje vertical izquierdo) y C+EO (Comercial y Entes Oficiales, cuadrados, referidos al eje vertical

derecho). Los consumos específicos que se grafican son los promedios diarios mensuales como una función de la temperatura media mensual. En un período de un mes, la temperatura media mensual coincide con las temperaturas efectivas mensuales. Estos datos no incluyen la zona sur del País.^{1,2,3}

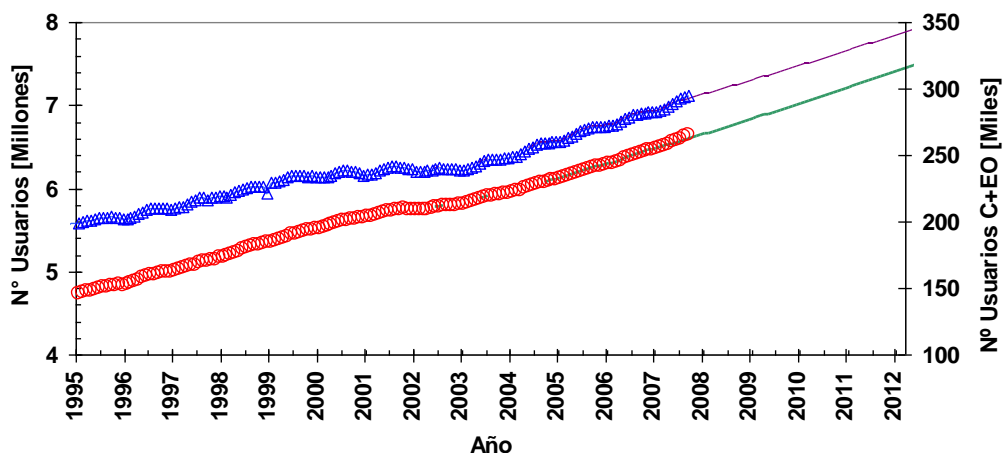


Figura 2. Variación del número de usuarios R y C+EO, en el ámbito de todo el país. Se observa que el número de usuarios tiene un comportamiento de suave variación y con tendencias fácilmente caracterizables y simples de modelar.

Comparación del consumo en la Argentina con otros países.

Un parámetro interesante a analizar es la intensidad de uso de la energía, que expresa la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de PBI (Producto Bruto Interno). En la figura 3 se presenta la evolución de esa intensidad para un grupo de países. Esta figura muestra que varios países han logrado tener crecimientos importantes y sostenidos y al mismo tiempo aumentar la eficiencia de uso de la energía (disminuir la intensidad). Este es el caso de EE.UU., Canadá, Reino Unido, China, India entre otros. Por el contrario, Argentina, Brasil y muchos otros países Latinoamericanos muestran una tendencia creciente de la **Intensidad Energética**, reflejando la necesidad de revisar críticamente las políticas energéticas, formas de uso, y la necesidad de más desarrollo e investigación en estas áreas que propicien una mejora en el uso eficiente de la energía.

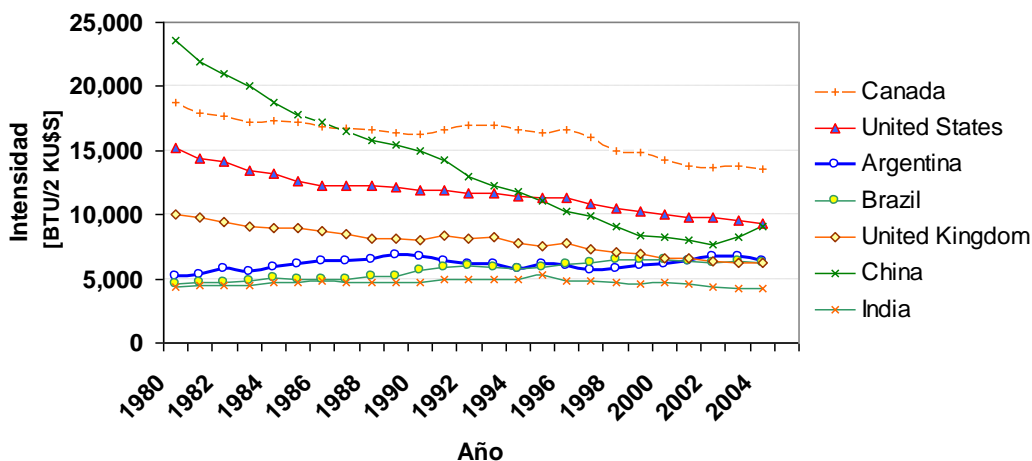


Figura 3. Variación de la intensidad de uso de la energía total como función del tiempo para un grupo de países. Nótese que mientras la mayor parte de los países desarrollados y también China muestran un decrecimiento de esta variable, por lo tanto, un uso más eficiente de la energía. Argentina, Brasil y varios países Latinoamericanos muestran un incremento de esta variable. Basado en datos de Energy Information Administration – Department of Energy –EE.UU. (EIA - DOE).⁴¹¹

Si se analiza como varía el consumo de energía per cápita para distintos países, se observa que aquellos de mayor desarrollo económico tienen un mayor consumo per cápita. Sin embargo, esta relación dista de ser lineal. Las Naciones Unidas elaboraron un índice para evaluar la calidad de vida en diversos países que denominan IDH (Índice de Desarrollo Humano) que tiene en cuenta la esperanza de vida (longevidad), nivel de educación de la población (índices de alfabetización) y valor del ingreso a paridad constante por habitante. El IDH es habitualmente usado para comparar calidad de vida en las distintas regiones del mundo. Si se grafica el IDH en función del consumo anual de energía per cápita para distintos países, se obtiene la figura 4. Esta figura indica que con un consumo per cápita de alrededor de 110 M_BTU al año (equivalentes a unos 2.980 m³ de GN/año \approx 8,16 m³/día), se alcanza un valor de saturación. Un consumo mayor a este valor no genera una mejora significativa en la calidad de vida. Si bien esta no es una regla de validez universal, ya que cada país tiene características singulares, lo que sí parece ser cierto es que no siempre mayor consumo de energía implica mejor calidad de vida. En particular, la Argentina tiene un consumo per cápita de 68 M_BTU/año, equivalente a 1.815 m³ (gas natural/año) \approx 5 m³/día.

⁴¹¹ *Annual Energy Outlook 2009 with projections to 2030*, Departamento de Energía de los EEUU. Informe, disponible en el sitio www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html del DOE.

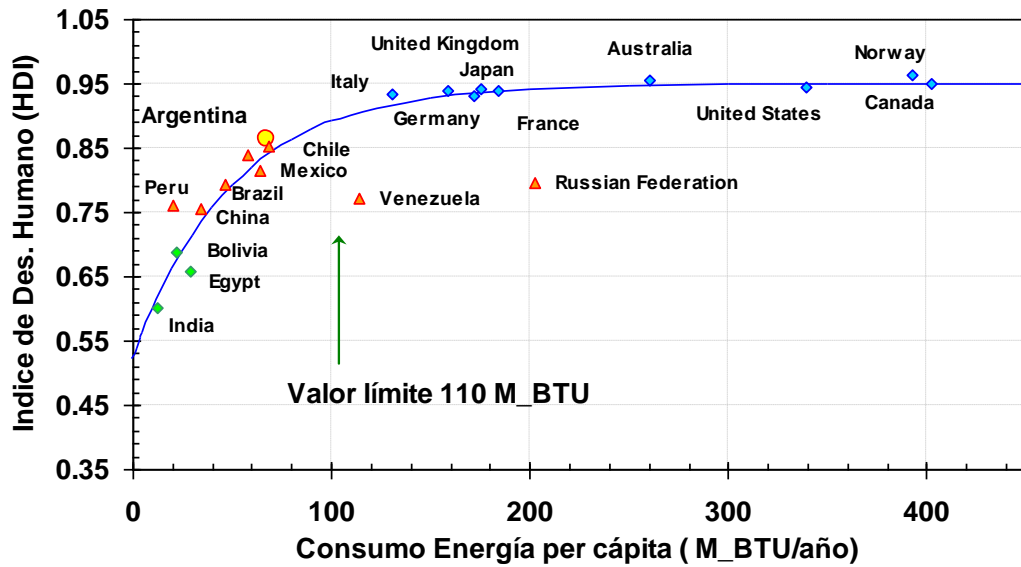


Figura 4. Índice de Desarrollo Humano en función del consumo de energía per cápita para distintos países del mundo. La línea continua azul es una modelización de esta dependencia. Basado en datos de las Naciones Unidas⁸⁴¹² y la EIA- DOE.⁴¹¹

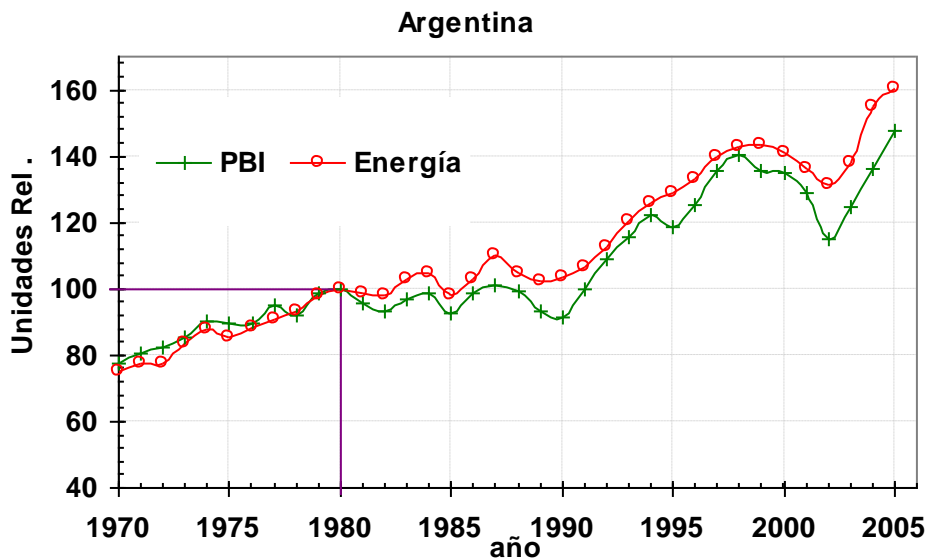


Figura 5. Variación del consumo total de energía secundaria y PBI a valores contantes de 1993 de Argentina en unidades relativas. Los valores de 1980 de consumo y PBI se normalizan a 100 para ese año. En Argentina el crecimiento del consumo “copia” las variaciones de PBI pero crece más rápidamente que éste.

⁴¹² Human Development Report 2006 – Naciones Unidas - <http://hdr.undp.org/>

En las figuras 5 y 6 se muestran la variación del PBI y el consumo de energía en los últimos 30 años para la Argentina y los países desarrollados que integran la OECD (Organization for Economic Co-operation and Development). En el caso argentino se graficó el total del consumo de energía secundaria, es decir los productos energéticos que se consumen (por ejemplo, electricidad, gasoil, fuel oil, nafta, kerosén, gas licuado, etc.). Se observa que las curva de consumo de energía en Argentina sigue (copia) la curva de PBI, de hecho, en los últimos años por cada punto de crecimiento del PBI se registró un aumento del consumo de, aproximadamente, la misma proporción pero algo superior que el PBI. Para los países de la OECD, hasta 1974 se observa un comportamiento similar. Sin embargo, a partir de esa fecha, como consecuencia de las medidas adoptadas para el uso eficiente de la energía en esos países, debido a los aumentos de precios ocurridos después del primer embargo de petróleo, el PBI siguió creciendo en forma sostenida, sin embargo el consumo de energía casi no varió significativamente durante el mismo período. Este hecho ilustra que es posible tener un crecimiento importante y al mismo tiempo mantener y aun disminuir el consumo de energía adoptando medidas de uso eficiente.

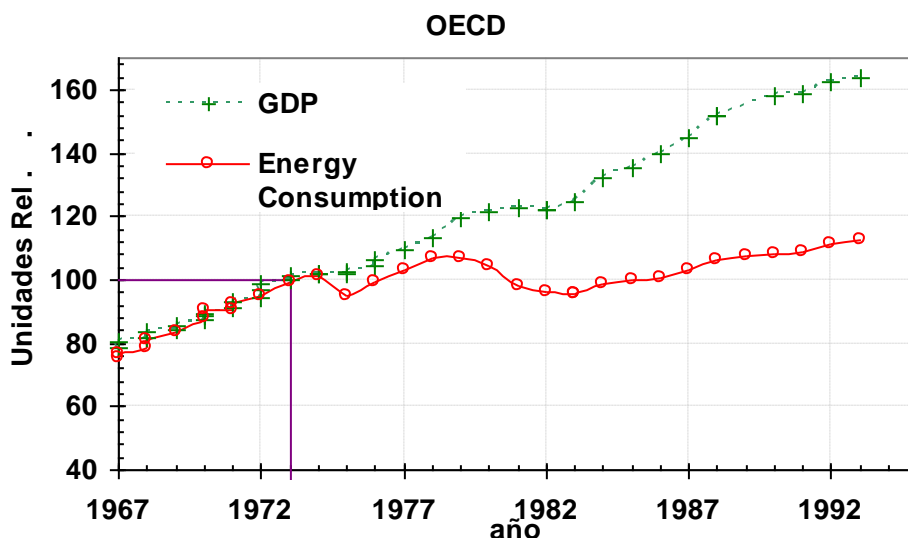


Figura 6. Variación del PBI (GDP) y el consumo final de energía para los países de la OECD (Laponche et al. 1997, p.70) de 1967 a 1994. Los datos están en unidades relativas, tomando como 100 los valores del año 1973. Se observa que hasta 1974 ambas curvas se mueven juntas. A partir de esa fecha y como consecuencia de las medidas de uso eficientes adoptadas, el crecimiento económico continuó su ascenso pero el consumo de energía se mantuvo casi constante.

La adopción de políticas que favorezcan un uso eficiente de la energía, además de ser viables, tienen la ventaja que disminuyen la necesidad de importar energía, ahorrando importantes recursos económicos, a la par de disminuir la emisiones de gases de efecto de invernadero y mitigar sus efectos en el calentamiento global. En la figura 7 se ilustra el correspondiente caso para Dinamarca, que a pesar de haber disminuido su consumo de energía a partir de 1988, su economía experimentó un aumento en su crecimiento. Una situación similar se observa en varios países desarrollados, como Alemania, Japón, etc., demostrando que es posible y

conveniente reducir los consumos de energía y seguir creciendo mediante un uso eficiente de los recursos energéticos.

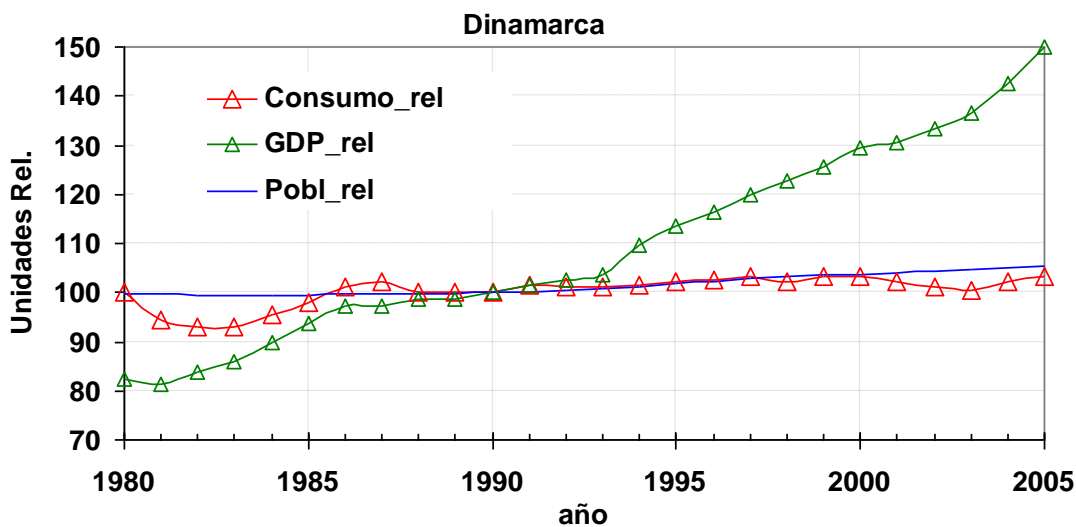


Figura 7. Variación PBI (GDP) y el consumo final de energía para Dinamarca. Los datos están en unidades relativas, tomando como 100 los valores del año 1990. Los valores de 1990 de consumo y PBI se normalizan a 100 para ese año. Se observa que a partir de 1987 los valores de consumo decrecieron sin embargo la economía aumentó su crecimiento.

Oportunidades y desafíos

La experiencia internacional indica que una de las formas más rápidas y económicas de superar una situación energética crítica es racionalizar el consumo, cosa que para el gas es posible. A continuación se enumera un conjunto de acciones que podrían lograr ahorros muy significativos.

Mejoramiento en la aislación de casas y edificios: Varios estudios indican⁴¹³ que mejorando la aislación térmica de las paredes exteriores y techos con aislantes convencionales (lana de vidrio, poliuretano expandido de alta densidad, polyfan, etc.), se puede disminuir la conductividad térmica en un factor de 4. Otra mejora importante se puede lograr en ventanas con doble vidrio, que tienen en promedio una mejora importante en aislación respecto del vidrio simple. Desde luego, el uso de burletes de goma o similares pueden mejorar significativamente la entrada de

⁴¹³ *Ahorro Energético En El Consumo De Gas Residencial Mediante Aislamiento Térmico En La Construcción*, V. L. Volantino, P. A. Bilbao, Unidad Técnica Habitabilidad Higrotérmica – INTI Construcciones -Instituto Nacional de Tecnología Industrial, P. E. Azqueta, P. U. Bittner, A. Englebort, M. Schopflocher, Integrantes del Comité Ejecutivo de INTI Construcciones; Comisión de Trabajo URE en Edificios
<http://www.mastropor.com.ar/Novedades/07AHORRO.pdf>,
http://www.inti.gov.ar/construcciones/pdf/ahorros_aislamiento_termico.pdf

corrientes de aire. Un factor 4 en la aislación térmica de viviendas, tendría un impacto en el consumo de energía para calefacción de la misma magnitud. Esta mejora en la envolvente térmica también disminuiría los requerimientos energéticos de refrigeración. En casas y edificios tendría un reconocimiento importante en el consumo eléctrico de los equipos de aire acondicionado, con lo cual el ahorro de energía sería mucho mayor que ese factor 4. Por otra parte, con mejor aislación térmica, los artefactos requeridos para calefaccionar y refrigerar estos ambientes sería menores, lo que importaría mayores ahorros. Como se señalamos anteriormente, el consumo de gas para calefacción es del orden de los 6 m³/día -en los días fríos-, por lo que, realizando tareas que mejoren la aislación térmica y haciendo una suposición conservadora, que las mejoras en aislación térmica fuese son sólo de un factor 3, el consumo en calefacción disminuiría en el mismo factor, o sea pasaría de 6 m³/día a unos 2 m³/día. Una mejora de este orden implicaría, a nivel nacional, *ahorros que oscilan entre 14 a 28 millones de m³/día.*

Otras estimaciones independientes, arrojan valores similares. En particular el grupo de INTI Construcciones concluye⁸ “Como resultado se llegó a un ahorro del 43% aproximadamente, aislando muros y techos, valor que puede superar el 50% si también se emplea doble vidriado hermético en las carpinterías.”

Con este contundente impacto en el ahorro de gas queda claramente demostrado la importancia en hacer los esfuerzos para encontrar formas que coadyuven a corregir las malas prácticas constructivas. En ese sentido un logro significativo, en el año 2010, es el haberse elaborado una norma de etiquetado de eficiencia energética para las viviendas, la IRAM 11 900. La reglamentación de esta norma, es decir, hacerla de carácter obligatoria, sería un importante aporte para mejorar la aislación térmica de las envolventes de casas y edificios.

Etiquetado de artefactos a gas: Uno de los primeros pasos a dar, para integrar a los usuarios a la acción de uso racional de la energía, es informarlos sobre las condiciones de eficiencia de los artefactos que pueden adquirir en el mercado. Es importante comprometer e involucrar a los usuarios en un programa de racionalización en el uso de la energía. Los usuarios deben tener la mejor información posible a la hora de elegir un artefacto que vaya más allá de las consideraciones estéticas, de precio y de seguridad. En este sentido es importante concientizar al usuario a evaluar la conveniencia de elegir un artefacto con buena eficiencia, ya que esto no sólo genera un benéfico económico a largo plazo sino que además asume responsabilidad por el cuidado del medio ambiente en el momento de elegir.

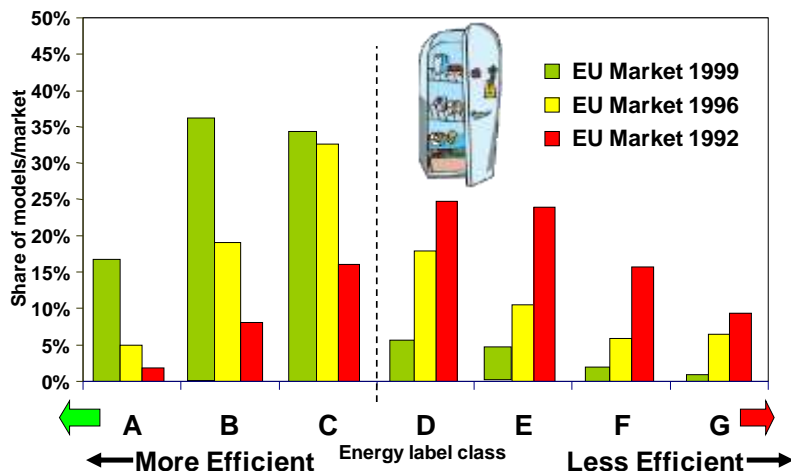


Figura 8: evolución de la cantidad de modelos de heladeras en venta en el mercado europeo en función de las categorías de rendimiento. Notar que la distribución en 7 años movió progresivamente su centro de D a B, dejando una pequeña minoría de modelos por debajo de la categoría C.

El etiquetado de artefactos de uso doméstico es una herramienta que ha demostrado ser de mucha utilidad para lograr mejoras en el rendimiento de los mismos. En la Figura 8, se aprecia el efecto del etiquetado en el rendimiento de heladeras en la Unidad Europea (EU) con el tiempo. Cuando recién se implementó el etiquetado, las heladeras en promedio tenían rendimiento entre D y E. Cuatro años más tarde el promedio era C y tres años posteriores el promedio era B. Este tipo de comportamiento se observó en muchos países del mundo donde se implementó el sistema de etiquetado^{414, 415},

Hay asimismo evidencia que indica que una vez que las industrias se comprometen con la innovación tecnológica los costos tienden a disminuir. La Figura , muestra un caso emblemático. En esta figura se muestra el tamaño promedio, consumo energético y precio de refrigeradores en función del tiempo en los EE.UU. Se observa que el tamaño promedio de estos artefactos ha venido aumentando monótonamente a lo largo del tiempo. El consumo de energía al principio también fue creciendo hasta principios de los años 70, que es cuando comienzan a implementarse políticas activas de eficiencia energética en los EE.UU. A partir de esos años el consumo medio de los refrigeradores disminuye y lo más llamativo es que el precio promedio también comienza un proceso descendente. Estos ejemplos ilustran la falacia de la presunción que la mejora en el rendimiento de los equipos implica un aumento del costo de los mismos.

⁴¹⁴ *The art of energy efficiency: protecting the environment with better technology.* Rosenfeld, A H. s.l. : Annual Reviews, 1999, Vol. 24, págs. 33-82.

⁴¹⁵ **CLASP.** Collaborative Labelling and Appliance Standards Program. [En línea] <http://www.clasponline.org>.

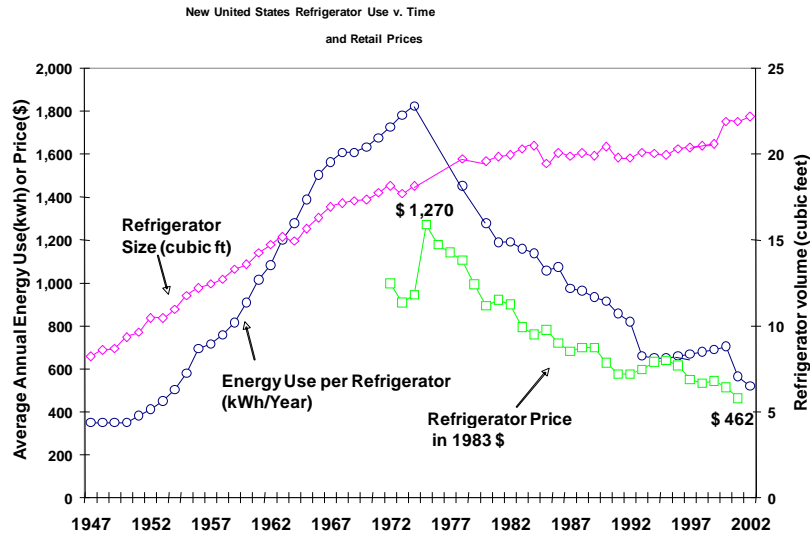


Figura 9: Evolución del precio promedio de las heladeras vendidas, de la energía que consumen y de su capacidad. Nótese que la energía que consume la heladera promedio descendió sin que eso implique una disminución en su volumen o un aumento de precios (los cuales están ajustados al valor en USD 1983).

Estos logros motivaron la creación de varias organizaciones internacionales que colaboran con los distintos países del mundo a diseñar normas y reglamentos que mejoren el rendimiento de los equipos producidos. En particular la U.S. Agency for International Development (USAID) junto a otras organizaciones internacionales han creado el centro de Collaborative Labelling and Appliance Standards Program (CLASP), como un centro de referencia y colaboración internacional para el mejor logro de los objetivos propuestos. En este trabajo se discuten los criterios básicos para redefinir el rendimiento de los artefactos de gas de uso domésticos de uso más frecuente en la Argentina: cocinas, calefones, temotanques y calefactores de tiro directo y balanceado, que creemos puede ser un aporte útil en el diseño de categorías de rendimiento para la implementación del etiquetado de artefactos a gas. En todos los casos se incluyen los efectos de pérdidas de energía como así también los consumos pasivos de estos.

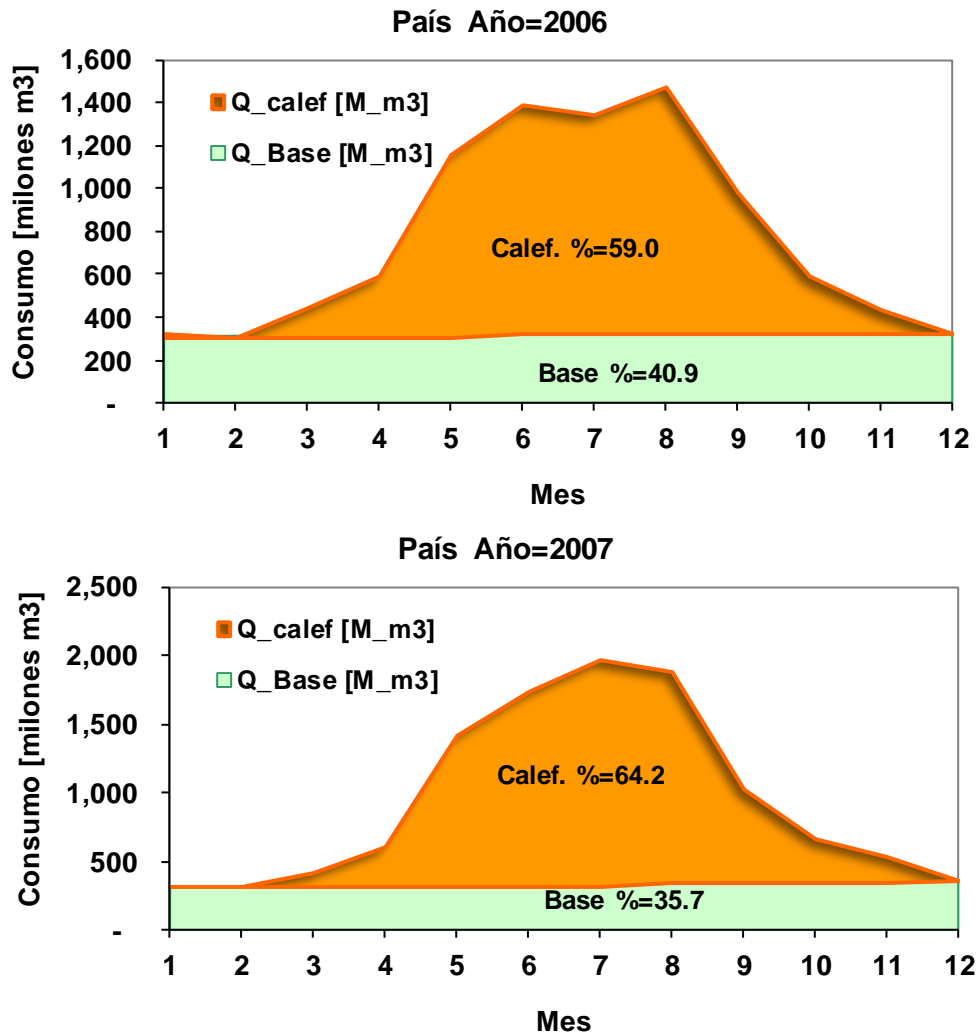


Figura 10. Consumos mensuales R+C+EO a lo largo de los años 2006 y 2007. Los consumos de los meses de verano permiten caracterizar los *consumos base*. Si se atribuyen los consumos adicionales en los meses más fríos al uso de calefacción, se puede ver que el consumo de calefacción de edificios varía entre el 59,00% y 64,32 % del total del consumo R+C+E.O. El incremento de este porcentaje en el año 2007 respecto del año 2006 es explicable en términos que el año 2007 fue uno de los años más fríos de las últimas décadas, mientras que el año 2006 tuvo un invierno moderado.

Mejora en la eficiencia de artefactos: En la actualidad el consumo de gas para calefacción constituye alrededor del 60% del total de los consumos Residenciales, Comerciales y Entes Oficiales. Figura 10. Por supuesto este consumo se concentra en los meses de invierno y, al presente, es del orden de los 6 m³/día en los días más fríos. La mejora en los *artefactos de calefacción* resulta ser de las más importantes, pero el esfuerzo tecnológico para que estos artefactos muestren un mayor rendimiento se verá diluido frente a las condiciones

de aislación edilicia. Por lo tanto, este esfuerzo debe coordinarse con las mejoras en las envolventes térmicas de las viviendas. También es posible mejorar la eficiencia de los calentadores de agua por acumulación (termotanques), aprovechando la energía del piloto permanente, su aislación y la eficiencia del quemador.

Eliminación de pilotos en artefactos de gas por dispositivos electrónicos de encendido:

Una acción directa de mejora de la eficiencia es justamente anular el piloto de llama permanente. El piloto de los artefactos a gas tiene un consumo medio de 0,5 m³/día, por lo tanto, si cada uno de los 7 millones de usuarios de gas tiene un piloto encendido, este consumo global es de alrededor de 3,5 millones de m³/d. Dada la posibilidad de usar dispositivos electrónicos que cumplen esta función, el volumen de gas consumido que podría ahorrarse es muy significativo. Además, con la disminución de las emisiones de CO₂ que se logran se podrían usar para obtener “Bonos de Carbono” (Compensaciones económicas que se consiguen por lo estipulado en el Protocolo de Kyoto,⁴¹⁶ y del cual Argentina forma parte), que en alguna medida financiaría el logro de este objetivo.

La tecnología actual permite la fabricación de artefactos que no usan piloto sino sistemas electrónicos de autoencendido de muy bajo consumo. Este tipo de encendido es común en muchos artefactos a gas que ya se usan en el país y están muy difundidos en Europa. Por lo tanto, es razonable pensar que dicho volumen de gas usado para los pilotos puede ahorrarse en gran medida, ello así, a través de un plan de recambio de artefactos de calentamiento de agua con algún mecanismo de financiamiento apropiado. Este plan de recambio producirá un aumento considerable en el rendimiento en virtud de los nuevos artefactos, lo que generaría un conveniente ahorro en el consumo.

Uso de sistemas de calentamiento de agua híbridos: Estos sistemas de calentamiento de agua híbridos utilizan energía solar (térmica) combinada con algún combustible (gas natural, GLP o electricidad). Su uso está extendiéndose en otros países de la región (Chile, Brasil y México). Estos sistemas permitirían aprovechar la energía solar disponible en amplias regiones del país y contribuir al ahorro de gas y la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo, en regiones que no tienen acceso al gas natural, esta alternativa contribuiría a lograr significativos ahorros en el presupuesto que las familias destinan a la compra de GLP o electricidad.

Mitigación del sobre-consumo en el Sur del País: Para la misma temperatura, en el sur de la Argentina se observa un consumo de aproximadamente el doble que en el centro y

⁴¹⁶ El Protocolo de Kioto sobre el cambio climático es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases que causan el calentamiento global. Wikipedia
http://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_clim%C3%A1tico#cite_note-1

norte del País.⁴¹⁷,⁴¹⁸ Este exceso de consumo es una consecuencia no deseada del sistema de subsidios actuales.

Si se realiza un análisis del consumo residencial en la zona sur del país, abastecida por Camuzzi Gas del Sur S.A., se observa que el consumo específico para cada temperatura es prácticamente el doble que en el resto del País. La figura 9 ilustra este comportamiento.

Este patrón de consumo puede explicarse por la diferencia de tarifas. El precio del gas natural en la Zona Sur es prácticamente la mitad de la del resto del país y los subsidios existentes lo reducen aún más respecto del valor en otras regiones. Nótese, como hecho más importante a destacar, que este incremento de consumo de la Zona Sur respecto del resto de la Argentina, se observa a una misma temperatura, es decir, que para un mismo escenario térmico los usuarios residenciales del Sur consumen el doble que el resto de los usuarios.

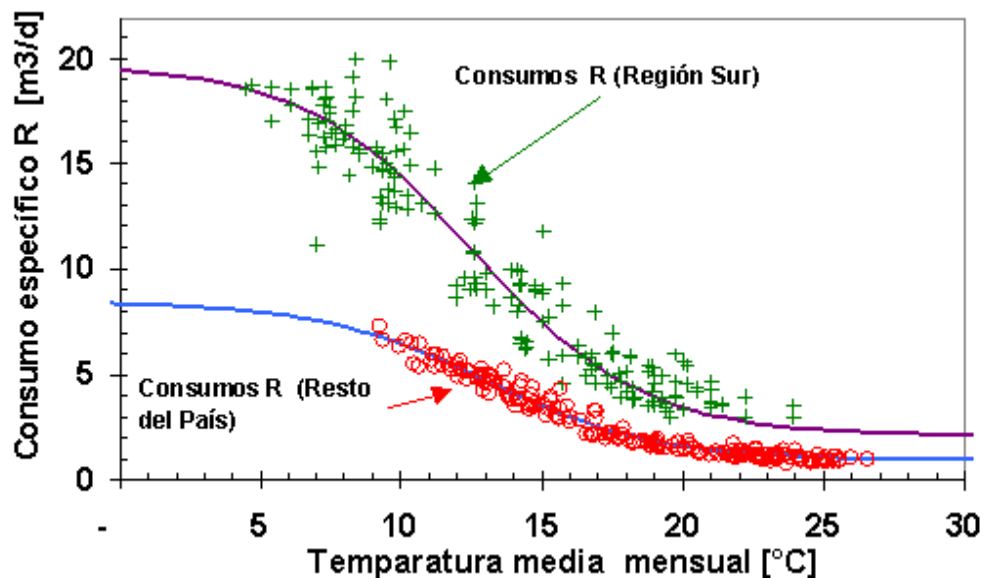


Figura 11. Variación de los consumos específicos residenciales en función de las temperaturas medias mensuales. Los símbolos circulares (rojos) representan los consumos residenciales específicos en todo el país, exceptuada la Zona Sur. Las cruces (verdes) representan los consumos específicos (R) observados en la Zona Sur. Las líneas continuas son las predicciones del modelo de consumo.

⁴¹⁷ Posibilidades de ahorro de gas en Argentina- Hacia un uso más eficiente de la energía S. Gil, Pretrotécnia (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) L, N°2, (pag. 80-84) Abril (2009)

⁴¹⁸ Eficiencia en el uso del gas natural en viviendas unifamiliares de la ciudad de Bariloche, A. D. González , E. Crivelli , S. Gortari, Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 10, p(07-01)2006.

En el sur las temperaturas medias son menores que en el resto del país, esto se ve reflejado en que los datos de consumos específicos de la Zona Sur se agrupan con mayor frecuencia (probabilidad) en la región de más bajas temperaturas (figura 11). En la figura 12 se representa la variación del consumo diario a lo largo del tiempo en la Zona Sur. La curva roja indica la magnitud de los consumos residenciales realmente observados. La curva verde indica la variación del consumo, en la Zona Sur, si ésta tuviese el mismo comportamiento que el resto del país pero con escenarios térmicos propios de la Zona Sur. Es interesante notar que el sobre consumo es del orden de 4,5 millones de metros cúbicos diarios en los días de mayor consumo.⁴¹⁷

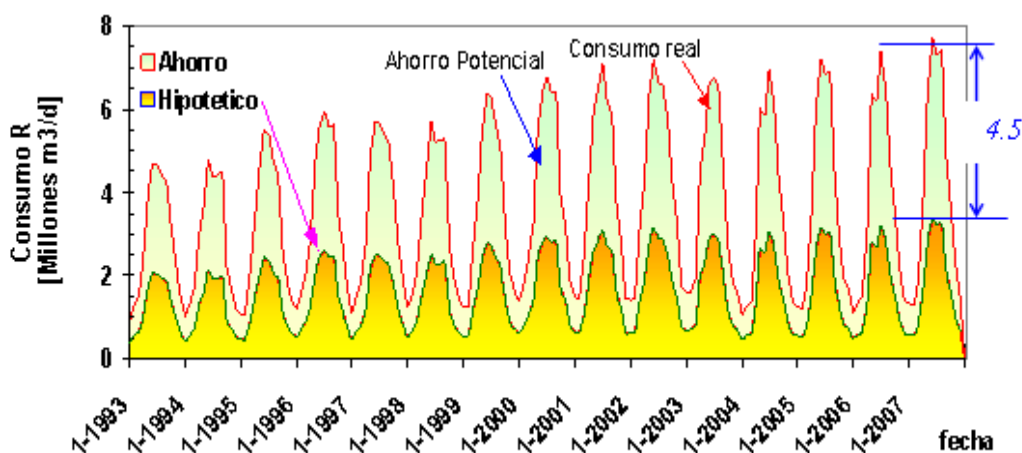


Figura 12 Variación de los consumos residenciales totales en la Zona Sur. La curva roja representa los consumos realmente observados. La curva que rodea el área amarilla (oscura) representa el consumo residencial de la Zona Sur, si esta región tuviese un consumo específico como el del resto del país, pero respetando sus escenarios térmicos reales. El área verde (superior) indica la magnitud del posible ahorro de gas, cuya magnitud sería de unos 4,5 millones de m³/día en los días más fríos.

Una propuesta posible para desalentar el exceso de consumo y al mismo tiempo preservar una tarifa de gas que no afecte a los sectores sociales de menores ingresos. La opción sería definir un volumen de consumo asociado a los usuarios R₁, en la Zona Sur, en aproximadamente 2.000 m³/año. Este valor surge de calcular el consumo de un usuario tipo que, consumiendo según la curva de consumo específico de la zona no subvencionada, está sometido a las temperaturas características de la Zona Sur. Este volumen (2.000 m³/año) es casi cuatro veces mayor que el límite de R₂₁ en la zona del Gran Buenos Aires pero igual a la mitad de su valor actual. La idea entonces es preservar las tarifas actuales, incluyendo los subsidios existentes hasta los usuarios R₂₁. Por su parte, las tarifas R₂₂ y de mayor consumo tendrían los mismos valores promedios del resto del país. De este modo habría una fuerte provocación a bajar el consumo dentro de los límites de la categoría R₂₁, ya que las tarifas de gas no tendrían variación respecto de los valores actuales. Frente a esta situación a corregir, sería posible sostener los subsidios para los sectores de menores recursos y bajo consumo, y ajustar al resto a la tarifa en vigencia. Los ingresos derivados

de la aplicación directa de las tarifas vigentes para los usuarios R₂₂ y mayores, podrían ser usados para mejorar la infraestructura del sistema de gas en su conjunto, hoy con importantes limitaciones en algunas áreas de esta misma Zona Sur.

Esta acción produciría en los meses de invierno ahorros que podrían llegar a los 4,5 millones de m³/día. La magnitud de estos volúmenes de gas ahorrados es muy significativa, ya que los valores son comparables a los volúmenes diarios importados desde Bolivia.

Promover la integración de un Comité de Uso Eficiente de la Energía: Dado que el uso eficiente de la energía, requiere de un enfoque global que mucha veces excede la incumbencia específica de los organismos regulatorios y agencias gubernamentales existentes, se requiere de una coordinación transversal que oriente y coordine acciones entre las distintas instituciones. Por ejemplo, para hacer efectivo ese uso eficiente de la energía en viviendas, se requiere la participación de los ministerios de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, el de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, los entes reguladores (ENARGAS y ENRE), institutos como el INTI, la Subsecretaría de Desarrollo Urbano y Vivienda, los municipios, etc. Ahora bien, tomando como base la experiencia de otros países de la región (México, Chile, Brasil) resulta conveniente la *integración de un comité ejecutivo permanente*, integrado por los distintos organismos e instituciones como las indicadas con el fin de generar propuestas, normas y programas de investigación y desarrollo tendientes a un uso racional y eficiente de la energía en todo el País. Un antecedente importante de destacar es el caso de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía de México, que tuvo éxito en lograr su objetivo en ese país. No menos importante es el hecho que dentro de la ISO (Organización Internacional de Estandarización) se está desarrollando una nueva norma (ISO 50 001) concerniente a Sistemas de Gestión de la Energía; el comité local de este proyecto se lo identifica con la sigla PC242, esta es una iniciativa de interés y relevancia en la que un comité, como el propuesto, puede jugar un rol orientador de políticas y estrategias energéticas.

En la figura 11 se muestra la distribución del consumo de gas natural en los distintos usos para los años 2006 y 2007. El criterio descrito más arriba para discriminar los consumo R+C+EO que constituyen el consumo base y el usado para calefaccionar viviendas, indica que el porcentaje de gas empleado en calefacción varía entre 18% al 22% del consumo total anual de gas. Dado que, aproximadamente el 40% del consumo eléctrico se canaliza hacia los usuarios R+C+EO, y un 26% del gas se emplea en generar electricidad, se puede concluir que alrededor del 11% del gas regresa al uso de las viviendas en forma de energía eléctrica para refrigeración, calefacción e iluminación, ergo, aproximadamente, el 30% del total del consumo de gas se usa en las viviendas para calefacción, refrigeración, iluminación.

Dada la magnitud de consumo de gas en las viviendas, pone con toda claridad la necesidad analizar profundamente las posibilidades de ahorro en este sector. En ese sentido hay al menos dos líneas de acción complementarias: a) mejorar la eficiencia de los artefactos de gas y electricidad y b) optimizar las condiciones edilicias para lograr un aprovechamiento más efectivo.

Si se dispusiese de artefactos de calefacción muy eficientes, en viviendas con aislaciones térmicas deficientes, es claro que el beneficio energético sería muy escaso.⁴¹⁸ En ese sentido la eficiencia en viviendas debe pensarse de un modo integral, en términos de sistema. El uso eficiente de energía en viviendas debe ser encarado en forma global por varios sectores del Estado.

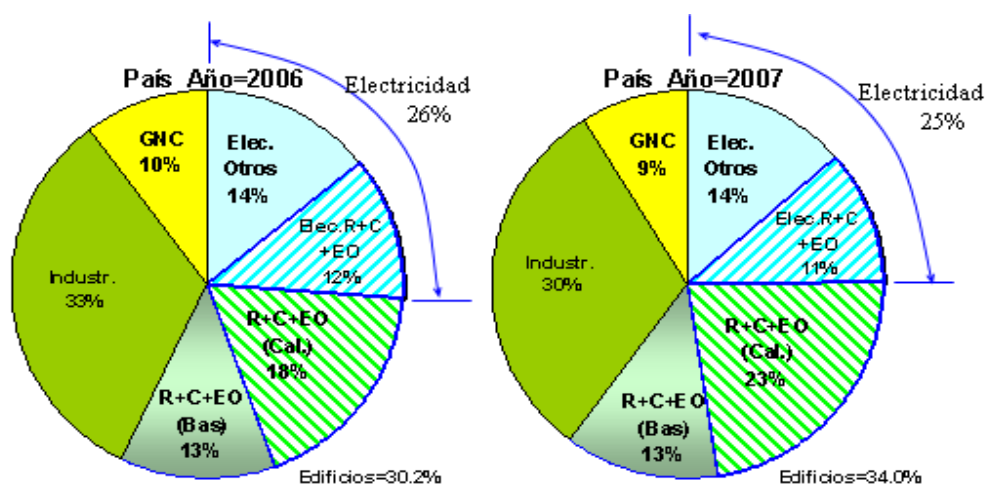


Figura 13. Distribución del consumo de gas para los años 2006 y 2007. Es interesante destacar que el uso de gas en calefacción de las viviendas es por lo menos del 20% del total del consumo de gas. Dado que el 40% de consumo eléctrico es uso residencial, comercial y EO, siendo el consumo de gas para la generación eléctrica del orden del 25%, por tanto 10% de esta energía vuelve para su uso en viviendas. Se puede estimar que el consumo de gas total usado en viviendas del orden del 30% (=20%+10%) del total.

Por su parte ya se dispone de normas nacionales que hacen recomendaciones específicas a las condiciones de aislación en viviendas (IRAM 11 604) y también se cuenta con la norma de etiquetado de eficiencia energética de casa y edificios, IRAM 11 900. La reglamentación de esta norma en forma obligatoria, sería un importante aporte para mejorar la aislación térmica de envoltente térmica de las viviendas. Asimismo, desde nuestra reglamentación de los artefactos a gas, sería conveniente generar un incentivo a los usuarios que mejoren la aislación térmica de sus viviendas, como existe en muchos países.

Un estímulo económico a través de una recategorización o descuento en la tarifa, a aquellos usuarios que voluntariamente realicen este tipo de mejoras y disminuyan su consumo. Estas acciones no sólo benefician al usuario que mejora la calidad de su vivienda y disminuye su

gasto en el consumo de energía, sino que beneficia al conjunto de la sociedad y disminuye la presión sobre el sistema de abastecimiento de gas.

Existen numerosos estudios nacionales e internacionales que ubican el potencial ahorro en calefacción y refrigeración de las viviendas en el orden del 25% usando tecnologías convencionales existente en el mercado^{418,11}. Estas tecnologías consisten en mejorar las aislaciones térmicas de casas y edificios a través del uso burletes, mejoras en las aislaciones de techos, paredes y ventanas.

Dentro de este contexto, la mejora en la eficiencia de los artefactos de calefacción y refrigeración, pueden contribuir significativamente a un uso más eficiente de la energía en las viviendas.

De este análisis surge claramente la necesidad de avanzar en el uso de normas de eficiencia energética en viviendas. Una mejora en la eficiencia de calefacción, usando tecnologías disponibles, (reducciones del orden del 25% o mayores) podrían tener un impacto considerable en la situación energética nacional y en particular en el abastecimiento de gas. Además, un menor uso de gas en calefacción podría mejorar considerablemente el factor de carga del sistema, disminuyendo la incidencia de cortes en la industria y la producción de electricidad.

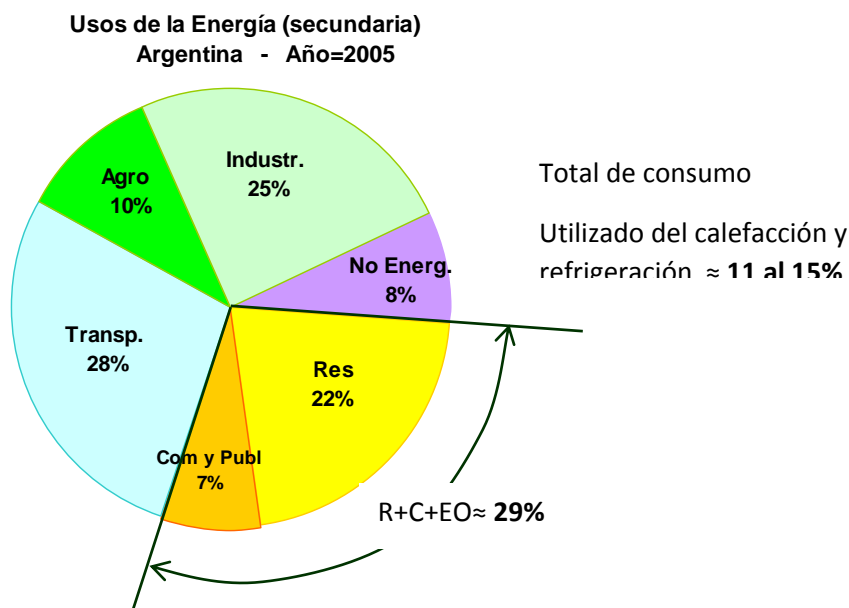


Figura 14. Distribución del consumo de energía secundaria en Argentina para el año 2005. Estimaciones conservadoras indican que el consumo total de energía R+C+EO es del orden del 30%

y según estimaciones realizadas por la FADU-UBA,⁴¹⁹ del total de energía consumida entre el 11 al 15% se usa en calefacción y refrigeración.

Conclusiones

Existe un importante consenso, que mejoras en la aislación térmica de edificios y viviendas tendría un impacto muy significativo en el consumo de energía en general. Los ahorros de energía en acondicionamiento de ambiente (calefacción y refrigeración) serían muy significativos. En lo que a gas respecta, utilizando tecnologías disponibles actualmente y que se encuadran con las normativas de IRAM sobre aislación térmica de envolventes, los ahorros de consumos estarían en el orden de 14 a 28 millones de m³/día, según que su implementación sea menos o más completa.

Un primer paso para mejorar las condiciones de aislación térmica podría comenzar con los edificios públicos de modo de generar un ejemplo y estímulo social. Los edificios públicos, escuelas, universidades, adecuados para un uso eficiente de la energía, a la par de una campaña educativa adecuada, podrían ser un estímulo y un modo de ilustrar las distintas maneras de lograr un uso más eficiente de la energía. Igualmente, se podría generar estímulos, tarifarios o por subsidios, para que usuarios residenciales certifiquen, según alguna norma existente, las condiciones de aislación de sus viviendas. Una medida muy efectiva para lograr que las viviendas certifiquen en eficiencia energética, sería requerir dicho certificado a la hora de comprar, vender o alquilar una vivienda. Este requisito estimularía a que los propietarios mejoren las condiciones de aislación de sus inmuebles.

Existe, asimismo, la posibilidad de mejorar la eficiencia de los artefactos a gas de uso doméstico en más del 25%, por lo tanto es prioritario la implementación de un sistema de etiquetado de los gasodomésticos. Una mejora tecnológica que elimine los pilotos en los artefactos a gas, reemplazándolos por sistemas electrónicos de bajo consumo, podrían lograr ahorros del orden de unos 3,5 millones de m³ diarios.

Un aspecto importante a tener muy en cuenta es la duración de los artefactos y las viviendas. Los artefactos domésticos tienen un vida útil de unos 5 a 10 años, mientras las viviendas tienen entre 30 a 60 años. De este modo deficiencias en la construcción de viviendas no sólo tienen un impacto en el consumo presente sino que sus efectos se continúan y extiende a lo largo de muchas décadas, con lo cual el problema de la eficiencia energética en las viviendas debe ser encarado en forma integral.

⁴¹⁹ J.M. Evans, FADU-UBA, Comunicación en Seminario ENARGAS Junio 2008.

Este análisis también sugiere la necesidad de modificar el actual esquema de subsidio del gas en la Zona Sur del país debe ser considerada cuidadosamente. Creemos que es posible modificar el esquema de subsidio de modo de desalentar el sobre consumo observado. Por ejemplo, limitando el subsidio a un valor de consumo consistente con un consumo racional de gas en cada zona y limitando este subsidio sólo a los usuarios de bajos ingresos. Asimismo, sería deseable generar estímulos o premios adicionales a los habitantes del sur del país para que certifiquen sus viviendas y mejoren su aislación térmica. De esta forma, las características de consumo en el sur se modificarían y tenderían a un uso más racional del gas natural. Un esquema de este tipo permitiría lograr un ahorro importante de gas, cercano a los 4,5 millones de m³ diarios.

La experiencia internacional indica que en general es más barato ahorrar una unidad de energía que producirla. Así es como la Eficiencia Energética se convierte en un protagonista fundamental de las matrices energéticas de los países desarrollados, ya que es una fuentes de energía de bajo costo que no contamina.

En atención a que la adopción de medidas tendientes a un uso eficiente de la energía, requiere de un enfoque global, que muchas veces excede la incumbencia específica de un sólo organismo de regulación o agencia gubernamental, sería deseable generar un comité de coordinación transversal. Este comité debería orientar y coordinar acciones entre las distintas instituciones. En este sentido, la experiencia de otros países de la región (México, Chile, Brasil) puede ser de mucha utilidad. En particular un antecedente importante de analizar es el caso de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía de México, que tuvo mucho éxito en lograr su objetivo en ese país.

IMPACTO DE LOS CONSUMOS PASIVOS EN ARTEFACTOS A GAS - EFICIENCIA DE CALEFONES

E.J. Bezzo¹, A.Bermejo², P.L. Cozza², J.A. Fiora², M.A. Maubro¹, J.M. Miotto¹, R. Prieto¹ y S. Gil^{1,3}

sgil@enargas.gov.ar

¹ Gerencia de Distribución – ENARGAS -Suipacha 636-Buenos Aires (1008) Argentina.

² INTI-Energía- Parque Tecnológico Miguelete, Edificio 41, San Martín, B.A. (1650) Argentina.

³ Universidad Nacional de San Martín, ECyT - Campus Miguelete- San Martín B.A. (1650) Argentina.

ELAEE 2011 - Buenos Aires - 2011

Resumen

En este trabajo se analiza el impacto de los consumos pasivos de los artefactos a gas en la Argentina. En particular, se presentan los resultados preliminares de los ensayos de comparación de los consumos de gas entre artefactos de calentamiento instantáneo de agua que eliminan los pilotos, y artefactos convencionales, para el caso de calentadores de agua instantáneos (calefones). También se discute un nuevo método de determinación de eficiencia, que incluye los consumos pasivos.

Estimaciones preliminares indican que los ahorros que pueden lograrse con equipos que eliminen los consumos pasivos (pilotos) son muy significativos y comparables con los volúmenes de gas que actualmente el país importa. Asimismo, la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) es muy importante. Estas estimaciones, hacen que un plan de cambio de equipos de calentamiento de agua, por sistemas más eficientes, sea una opción que deba analizarse cuidadosamente.

El nuevo esquema de determinación de eficiencia es de mucha relevancia para diseñar un sistema de etiquetado de eficiencia de calefones. Hay mucha evidencia internacional que sugiere que el etiquetado de artefactos es una herramienta poderosa para concientizar e inducir a los usuarios a realizar opciones energéticamente más eficientes. Usuarios mejor informados, demandan equipos

más eficientes y en respuesta la industria introduce la eficiencia como elemento de marketing y competencia, generándose así un círculo virtuoso de mayor eficiencia en el uso de la energía.

“Eficiencia Energética es una fuente de energía de bajo costo que no contamina”

Introducción

Se espera que el consumo de energía en el mundo se incremente en cerca del 50% en los próximos 30 años. Estudios preliminares indican que si no se modifican las pautas de consumo, en la Argentina se duplicará durante este período. Esta situación nos confronta con varios desafíos. Nuestras reservas de combustibles fósiles son limitadas y los precios internacionales presentan una gran volatilidad y el abastecimiento de fuentes externas son altamente imprevisibles. Al mismo tiempo, hay evidencias cada vez más claras que el calentamiento global que está experimentando la Tierra tiene causas antropogénicas. Es prudente e imperioso que disminuyamos nuestras emisiones de gases de efecto de invernadero.

El uso racional y eficiente (URE) de la energía es claramente un componente insoslayable en la búsqueda de soluciones a los desafíos energéticos del presente y futuro. De hecho el URE forma parte de las políticas energéticas de los países desarrollados. En ese sentido el Decreto 140/2007, declaró de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía en Argentina y puso en vigencia el PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA (PRONUREE). El URE debe propender a lograr una mejor gestión de la energía y los recursos disponibles, a la par de reducir la inequidades, evitar el deterioro del medio ambiente y mejorar la competitividad de las empresas.

En la Argentina, el gas natural constituye la componente principal de la matriz energética, aportando algo más del 50% de la energía primaria del país. De todo el gas consumido, alrededor del 30% se distribuye a través de redes a los usuarios Residenciales, Comerciales y Entes Oficiales. Las consideraciones de eficiencia en este sector han recibido escasa atención en el pasado. En ese sentido, el etiquetado energético de los artefactos a gas, es una medida muy importante para posibilitar que los usuarios elijan los sistemas más adecuados y eficientes para satisfacer sus necesidades. En particular es importante incluir los consumos pasivos (por ejemplo pilotos) de los artefactos a gas en las evaluaciones de su eficiencia. Como veremos más adelante, los consumos

de los pilotos son significativos y los mismos están presente no solo en los artefactos de calentamiento de agua sino también en los sistemas de calefacción. Por lo tanto hay en general más de un piloto por usuario.

Del análisis del consumo de gas natural en la Argentina^{420,421,422,423,424} surgen algunas características notables. Una de ellas es que el consumo específico de los usuarios residenciales, es decir, el consumo diario por usuario, tiene un comportamiento muy similar y regular en casi todo el país. En este trabajo el término usuario se refiere a la vivienda conectada a la red. Según el INDEC,⁴²⁵ el número de personas por vivienda, de condición media es de 3,3. En la figura 1 se muestra la variación de este consumo como función de la temperatura para la mayoría de las ciudades del país. Esta figura es representativa de prácticamente todas las regiones estudiadas, excepto la zona sur. Se observa que los consumos específicos residenciales (R) tienen dependencia muy regular con la temperatura. Este comportamiento se ha mantenido prácticamente invariante a lo largo de los últimos 17 años e independiente del contexto económico.

⁴²⁰ *Modelo de Predicción de Consumo de gas natural en la República Argentina*. S.Gil et al. *Petrotécnica* (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) XL, N03, Sup. Tecn. 1,1 - Junio(1999).

⁴²¹ *Modelo generalizado de predicción de consumos de gas natural a mediano y corto plazo I* - S.Gil, et al. *Gas & Gas - Pub. para la Industria Gasífera* - Año IV- N° 48, 24-30(2002) y IV- N° 49, (2002)

⁴²² *Generalized model of prediction of natural gas consumption*, S.Gil et al. *Journal of Energy Resources Technology Journals of The American Association of Mechanical Engineers*.(ASME International), Jun. 2004.

⁴²³ *Caracterización de los inviernos según su impacto en el consumo de gas natural*- S.Gil, L. Pomerantz y R. Ruggero. *Petrotécnica* (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) XLVI, N04, 98-110, septiembre (2005)

⁴²⁴ *Proyección de demanda de gas para mediano y largo plazo*, S.Gil. *Petrotécnica* (Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas) XLVIII, N°5, (pag. 86-100) Octubre (2007).

⁴²⁵ INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos Argentina) *Vivienda, hogares y hábitat*, <http://www.indec.gov.ar/>

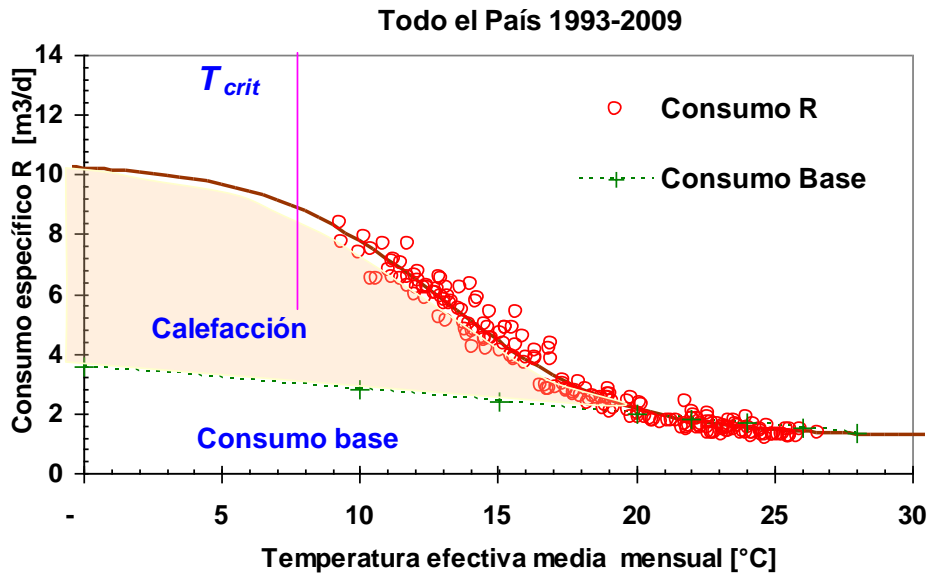


Figura 1. Variación de los consumos específicos R (residencial, círculos). La línea de puntos es una extrapolación del consumo base y muestra su dependencia con la temperatura. Los consumos específicos que se grafican son los promedios diarios mensuales como función de la temperatura media mensual. En un periodo de un mes, la temperatura media mensual coincide con las temperaturas efectiva mensuales.^{1,2} El área sombreada indica el consumo asociado con la calefacción. Los datos corresponden a todo el país, exceptuado la zona sur del país.

A altas temperaturas medias, mayores a unos 20°C, aproximadamente, el consumo de gas es casi constante, este consumo está asociado al calentamiento de agua y cocción. A esta componente del consumo residencial, lo denominaremos *consumo base*. A medida que baja la temperatura, los usuarios comienzan a encender la calefacción. Una vez que toda la calefacción disponible está encendida, el consumo de nuevo se estabiliza a un valor de saturación. Por lo tanto, es posible afirmar que durante el período 1993 a 2009, el comportamiento de los usuarios R fue constante en el tiempo y poco elástico. *Esto significa que los patrones de consumo residenciales sólo dependen de la temperatura y no del tiempo.*

Consumo de gas en edificios y viviendas

Un modo de estimar el consumo base de gas natural, consiste en suponer que éste coincide con el consumo R durante los meses de verano. El consumo base tiene un ligero incremento en los meses de invierno debido a que en estos meses, al partir de una temperatura menor, se requiere más energía para calentar un dado volumen de agua. La componente del consumo R tiene un gran incremento a medida que las temperaturas descienden, ver Fig.1, como consecuencia del encendido de la calefacción.

Un modo de estimar la variación del consumo base con la temperatura, consiste en realizar una extrapolación lineal de los consumos a las temperaturas más altas. Esta extrapolación se indica en la Fig. 1 por la línea de puntos y se puede expresar por la expresión:

$$Q_{Base}^{(Específico)}(T)[m^3 / día] = 3.6 - 0.08 \cdot T[°C] \quad (1)$$

La pendiente de esta recta, implica que si la temperatura ambiente descendiese 10°C, se incrementaría el consumo base en unos 0,8 m³, equivalentes a 7400 kcal. Esta energía, suponiendo una eficiencia de 0,6, podría calentar una masa de agua de unos 440 l con un $\Delta T=10°C$. Este dato nos permite estimar el requerimiento de agua caliente por usuario, si suponemos que esta masa de agua se usa parcialmente en cocción, suponiendo que para este fin se emplea unos 40 l de agua equivalentes, obtenemos una estimación de 400 l/día de agua caliente. Suponiendo 3,3 personas por vivienda, obtenemos un requerimiento de agua caliente de unos 120 l/día/persona. Este volumen de agua es consistente un uso 8 l/min durante unos 50 minutos. Este consumo se corresponde a 3 a 4 duchas días y unos 30 minutos de lavado de platos, manos, etc. Teniendo en cuenta todos estos parámetros, se considera una cantidad típica de uso de agua caliente en las viviendas abastecidas por gas natural en la Argentina del orden de 100 litros/habitante/día.

Una vez caracterizado el consumo base, estamos en condiciones de separar el consumo base del consumo por calefacción. En la Fig. 2 se muestra la variación de los consumos de base y para calefacción mes a mes para los años 2006 y 2007 para todo el país. Se observa que el consumo para calefacción de edificios/viviendas varía entre el 59% y 64,3 % del total del consumo residencial. Estos mismos porcentajes se aplican a los consumos comerciales y de edificio públicos. El incremento de este porcentaje en el año 2007 respecto del año 2006 es explicable por el hecho que el año 2007 fue uno de los años más fríos de las últimas décadas, mientras que el año 2006 tuvo un invierno moderado. Esta información es muy útil para diseñar estrategias efectivas para lograr un uso racional y eficiente de la energía.

Protocolo de ensayo

Con el objeto de diseñar un ensayo que incluya la incidencia de los consumos pasivos en la determinación de la eficiencia de los artefactos de calentamiento de agua, es necesario acordar un protocolo de ensayo que simule los consumos de agua caliente representativa de un usuario típico. Si analizamos como se distribuye el consumo base, podemos considerar el consumo específico observado a $T \approx 20°C$, el cual es de aproximadamente 2 m³/día/usuario. Una distribución de consumo posible se indica en la Tabla 1.

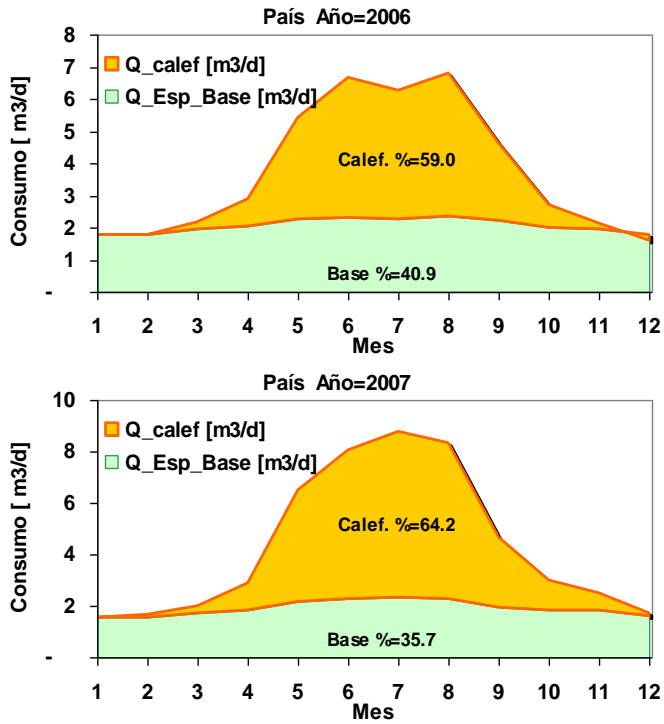


Figura 2. Consumos mensuales R. a lo largo de los años 2006 y 2007. Los consumos de los meses de verano permiten caracterizar los consumos base. Si atribuimos los consumos adicionales en los meses más fríos a los usos de calefacción, vemos que el consumo de calefacción de edificios varía entre el 59% y 64,2 % del total de del consumo R. El incremento de este porcentaje en el año 2007 respecto del año 2006 es explicable en términos que el año 2007 fue uno de los años más fríos de las últimas décadas, mientras que el año 2006 tuvo un invierno moderado.

Tiempos estimados de uso	Consumo medio	Consumo medio	Consumo Diario	Consumo Diario
Tiempo (min/día)	Actividad	kcal/h	kcal/día	m ³ /día
90	Cocción	1.800	2.700	0,3
65	Calentamiento agua	14.700	15.950	1,7
	Consumo especifico base			2,0

Tabla 1. Modelo propuesto de distribución del consumo base por usuario.

Claramente las formas de consumo varían de usuario a usuario, sin embargo, los consumos indicados en la Tabla 1, son compatibles con el consumo específico observado de 2 m³/día. Por simplicidad, consideramos que el artefacto de calentamiento de agua es homologable a un calefón de 21 000 kcal/h usado a un 70% de su consumo máximo, o sea a una potencia de 14 700 kcal/h. Bajo estas hipótesis, obtenemos los consumos medios indicados en la Tabla 1.

Con el objetivo de diseñar un esquema de consumo, que simule los requerimientos de agua caliente de un usuario típico, se propone un protocolo de consumo indicado en la Fig. 3.

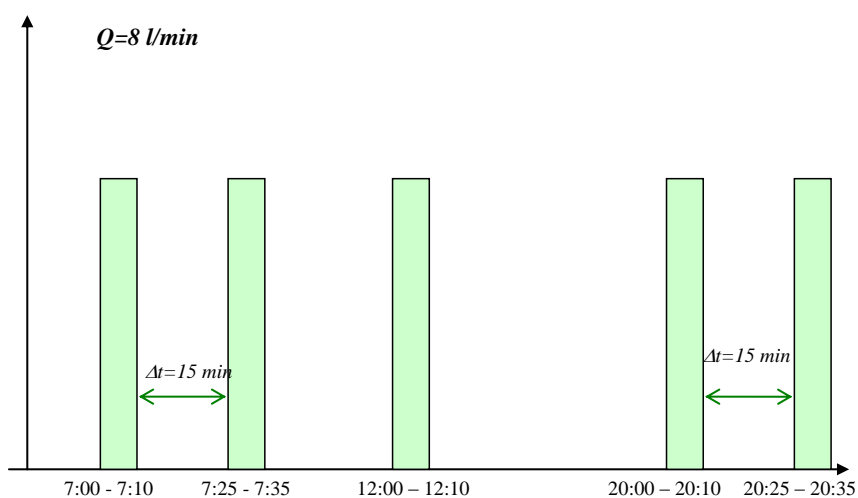


Figura 3. Protocolo de consumo de agua caliente en una vivienda típica, a un caudal de 8 l/min. Con este esquema de consumo, el requerimiento de agua caliente por usuario es de 400 l/día.

Ensayos de eficiencia

Según la norma NAG-313⁴²⁶ el rendimiento de los calefones, η_{equi} , se calcula como el cociente entre el calor entregado al agua, Q_{agua} durante un cierto tiempo para un diferencial de temperatura preestablecida entre la entrada y salida, y el calor suministrado por el gas, Q_{gas} :

⁴²⁶ NAG- 313 Año 2009 del ENARGAS “Aparato de producción instantánea de agua caliente para usos sanitarios provistos de quemadores atmosféricos que utilizan combustibles gaseosos”– www.enargas.gov.ar

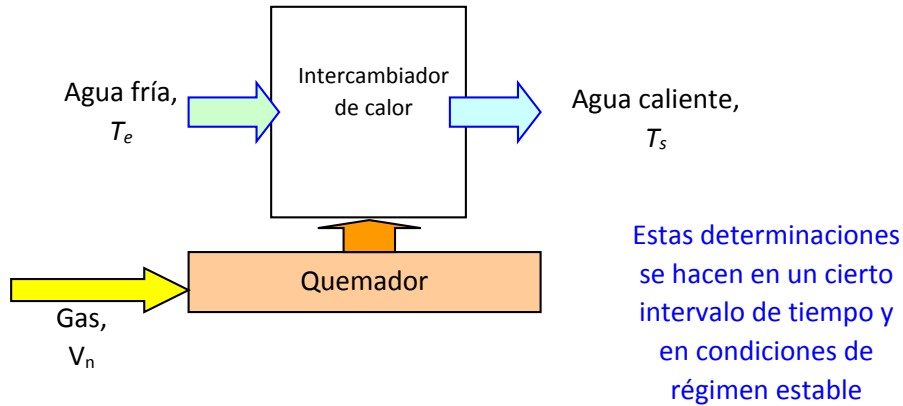


Figura 4. Prototipo esquemático del ensayo para la determinación del rendimiento de un calefón.

$$\eta_{equi} = \frac{Q_{agua}}{Q_{gas}^{equi}} = \frac{C_{agua} \cdot m_{agua} \cdot \Delta T}{H_{gas} \cdot V_{gas}}, \quad (2)$$

Aquí, H_{gas} es el poder calorífico superior del gas, V_{gas} es el volumen de gas consumido durante el ensayo. C_{agua} el calor específico del agua y $\Delta T = T_s - T_e$, el incremento de la temperatura del agua a la salida y entrada del equipo. Es importante destacar que esta eficiencia no tiene en cuenta ningún consumo de gas pasivo, como por ejemplo el consumo de los pilotos.

Por otra parte, podemos definir la eficiencia global del equipo, para ello, se propone un protocolo de consumo como el indicado en la Fig. 3. En el transcurso de un dado número de días que dura el ensayo, habremos utilizado volumen de agua, m_{agua} .

Definimos la eficiencia efectiva o global, η_{glob} , del artefacto como:

$$\eta_{glob} = \frac{Q_{agua}^{(norm)} (kcal)}{Q_{gas}^{(glob)} (kcal)}. \quad (3)$$

Donde el consumo $Q_{agua}^{(norm)} (kcal) = m_{agua} \cdot C_{agua} \cdot \Delta T_0$, es el calor ganado por el agua durante el ensayo. Además, para normalizar el ensayo, partimos del agua de entrada a una temperatura ambiente de 20°C y una temperatura final de 42°C. Es decir el salto térmico considerado es $\Delta T_0 = 22K$. Por consiguiente el valor de calor necesario para calentar esta masa de agua normalizada es:

$$Q_{agua}^{(norm)} (kcal) = m_{agua} \cdot C_{agua} \cdot \Delta T_0 = 400kg \cdot 1kcal / K \cdot kg \cdot 22K = 8800kcal, \quad (4)$$

es decir el valor de $Q_{agua}^{(norm)}$, es un valor fijo y constante. El consumo global de gas será:

$$Q_{gas}^{(glob)} = Q_{gas}^{(norm)} + Q_{pil} \cdot \quad (5)$$

Con Q_{pil} es el consumo del piloto durante un día. Según la Ec.(2), el gas necesario para lograr esta cantidad de agua caliente con el calefón en estudio es:

$$Q_{agua}^{(norm)} (kcal) = \eta_{que} \cdot Q_{gas}^{(norm)} (kcal) . \quad (6)$$

De este modo, el consumo de gas del artefacto en cuestión, a lo largo de un año, se puede calcular como:

$$Q_{gas}^{(anual)} (m^3) = 365 \cdot \left[\frac{Q_{agua}^{(norm)} (kcal)}{H_g (kcal/m^3) \cdot \eta_{que}} + Q_{pil} (m^3/d) \right] \approx \left[\frac{345}{\eta_{que}} + (175) \right] m^3 / año. \quad (7)$$

En esta expresión $H_g(kcal/m^3)$ es el poder calorífico superior del gas, (para GN $H_g = 9300 kcal/m^3$). El término en paréntesis de la Ec.(7) es el consumo del piloto al año, solo se incluye si el artefacto tiene este elemento. El consumo del artefacto al año es un dato que normalmente se indica en las etiquetas de eficiencia energética y permiten comparar los consumos de distintos equipos en condiciones de funcionamiento comparables.

Combinando las Ecs. (2) a (6) tenemos:

$$\eta_{glob} = \frac{Q_{agua}^{(norm)}}{Q_{gas}^{(norm)} + Q_{pil}} = \frac{1}{\frac{Q_{gas}^{(norm)}}{Q_{agua}^{(norm)}} + \frac{Q_{pil}}{Q_{agua}^{(norm)}}} = \frac{1}{1/\eta_{equi} + Q_{pil}/Q_{agua}^{(norm)}} , \quad (8)$$

O también:

$$\eta_{glob} = \eta_{equi} \cdot \frac{1}{1 + \eta_{equi} \cdot Q_{pil} / Q_{agua}^{(norm)}} . \quad (9)$$

Esta expresión relaciona las eficiencias efectiva o global (η_{glob}) con la eficiencia del equipo o quemador (η_{equi}) que se mide tradicionalmente. En la Ec. (8) Q_{pil} es el consumo diario del piloto expresado en las mismas unidades que $Q_{agua}^{(norm)}$. Esta cantidad es la energía necesaria para calentar la masa de agua: $m_{agua} = 400$ kg en un salto térmico $\Delta T_0 = 22K$.

Uno de los objetivos de este trabajo es validar la relación entre las eficiencias indicadas por las expresiones (3) y (9), ya que esto permitiría utilizar las técnicas y procedimientos de determinación de eficiencia vigentes actualmente, expresado por la Ec.(2), junto al consumo diario del piloto, para determinar la eficiencia global. Durante un ensayo real, siguiendo el protocolo

indicado en la Fig. 2, el valor de la temperatura de salida (T_s) del calefón, no es necesariamente la temperatura de confort, $T_c=42^\circ\text{C}$. El calor necesario para calentar la masa real de agua ($M_{\text{agua}}(\text{día})$) será:

por lo tanto lo que se debe comparar es el valor obtenido con la Ec.(3):

$$Q_{\text{agua}}^{(\text{día})} = M_{\text{agua}}(\text{día}) \cdot c_{\text{agua}} \cdot (T_s - T_e)$$

$$\eta_g = \frac{Q_{\text{agua}}^{(\text{día})} (\text{kcal})}{Q_{\text{gas}}^{(\text{día})} (\text{kcal})} \quad (10)$$

con la expresión:

$$\eta_g = \eta_{\text{equi}} \cdot \frac{1}{1 + \eta_{\text{equi}} \cdot Q_{\text{pil}} / Q_{\text{agua}}^{(\text{día})}} \quad (11)$$

Si los valores medidos de η_g usando la Ec.(10) y el estimado usando la Ec.(11) son iguales, esto daría soporte a la equivalencia entre los dos modos de calcular η_{glob} , Ec.(3) y Ec.(9).

Para determinar el consumo del piloto, se conectó un calefón típico del mercado a un caudalímetro de gas con sólo en piloto encendido y se registró el consumo como función del tiempo. Los resultados se ilustran en la Fig. 4.

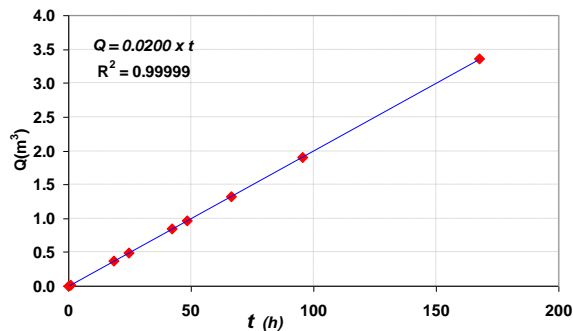


Figura 4. Consumo de gas de un piloto típico, $Q=0.48 \text{ m}^3/\text{día} \approx 216 \text{ W}$.

Los consumos obtenidos son consistentes con un valor de $0,5 \text{ m}^3/\text{día}$ de gas natural por piloto o bien de unos 216 W.

La equivalencia entra las expresiones (10) y (11) fue corroborada experimentalmente: se condujo un ensayo siguiendo el protocolo de consumo propuesto (fig. 2) y se comparó la eficiencia calculada con la fórmula y la eficiencia resultante de considerar el calor entregado al agua y el gas

usado en la combustión durante el ensayo. El valor de la eficiencia global, medido directamente según la Ec.(10) coincide dentro de un error menor al 1% con el estimado usando la Ec.(11).

Por lo tanto, es posible determinar la eficiencia global de un calefón, Ec.(3), determinando la eficiencia de calefón en el modo tradicional, η_{equi} Ec.(2) y midiendo el consumo diario del piloto, Q_{pil} , como se ilustra en la Fig. 4.

Calefones con encendido electrónico

Uno de los ensayos realizados consistió en conectar dos calefones nuevos y similares, producidos por un mismo fabricante nacional, ambos disponibles en el mercado local. Unos con piloto y otro con encendido electrónico (sin piloto) de 14 litros/min cada uno. Ambos fueron sometidos a un ensayo siguiendo el protocolo indicado en la Fig.3, pero con un desfase en tiempo de 15 minutos. Este procedimiento permite usar el mismo sistema de adquisición de datos para registrar los consumos y el resto de los parámetros del ensayo. Además, este proceder pone en pie de igualdad las demás características de ensayo para ambos equipos. En estas condiciones, se midió el consumo global de ambos equipos. Los resultados arrojaron que el ahorro en consumo base de gas por eliminación del piloto del calefón es 24%.

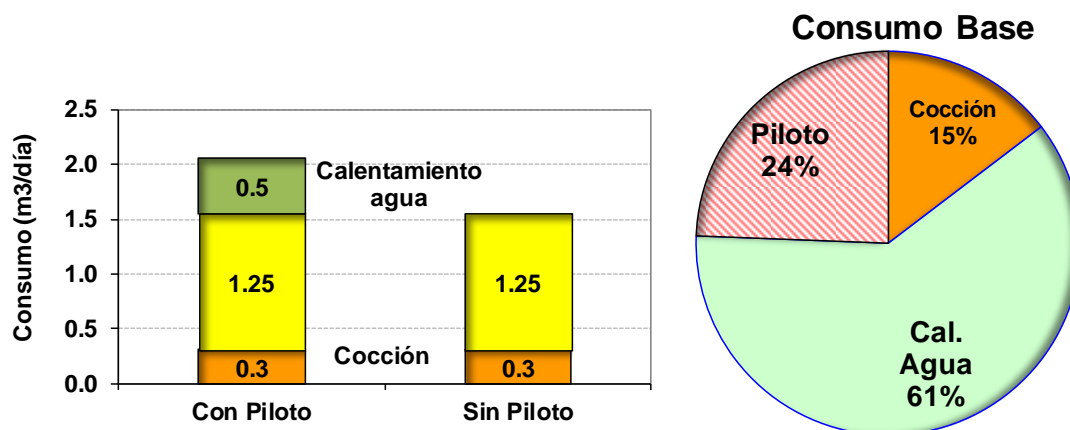


Figura 5. Distribución del consumo base, usando el protocolo propuesto. El ahorro en el consumo base de gas, por eliminación del piloto en el calentamiento de agua, es del 24%.

Los artefactos convencionales de calentamiento de agua, calefón o termotanque, como así también los calefactores a gas, tienen una llama piloto que los mantiene encendidos todo el tiempo. Estos pilotos tienen un consumo medio de 0,5 m³/día. Dado que en la Argentina hay aproximadamente 7 millones de usuarios residenciales, y cada uno de ellos tiene al menos un

artefacto con piloto, resulta que el consumo de todos los pilotos es de al menos unos 3,5 millones de m³/día. Este volumen es comparable al gas que la Argentina importa, por lo tanto es razonable pensar en un plan de recambio de artefactos de calentamiento de agua con equipos de encendido electrónico. Asimismo, sería muy interesante el considerar la inclusión de encendido electrónico en los equipos de calefacción a gas. Los valores eficiencia así medidos, debería estar disponible a los usuarios, a través del etiquetado energético de los artefactos a gas.

Conclusiones

Las estimaciones y mediciones realizadas hasta el presente, indican que los consumos pasivos de gas, en particular de los pilotos, representan unos 0,5 m³/día por artefacto. Los pilotos en Argentina consumen al menos 3,5 millones de m³/día, estos volúmenes de gas son muy significativos y se comparan con los actuales volúmenes de gas importado. Por lo tanto, resultaría interesante analizar cuidadosamente la posibilidad de un plan de reemplazo de artefactos a gas con piloto convencional por otros de encendido electrónico de bajo consumo para el caso de **calefones** o aprovechar su energía en el caso de termotanques.

Asimismo, se debe estimular modos de mejorar su eficiencia en general. En este sentido la adopción de un esquema de **etiquetado de eficiencia** de artefactos a gas puede ser una herramienta útil. La experiencia internacional indica que el sistema de etiquetado es muy efectivo para lograr un uso más eficiente y racional de la energía. El desarrollo de un esquema de determinación de la eficiencia de los equipos a gas, que incluye los consumos pasivos, creemos que es un aporte valioso para lograr un sistema de etiquetado que refleje los consumos reales y estimule a un uso más eficiente de la energía.

Agradecimientos: Agradecemos al Ing. Carlos Ricci y a la empresa Elster AMCO de Sudamerica S.A. por facilitarnos los medidores de gas usados en este ensayo, como así también a la Empresa Orbis por proporcionarnos algunos de los calefones usados en estos ensayos. También agradecemos las sugerencias realizadas los Ing. O. Maronna, E. Filloy y P. Friederich. Este trabajo se realizó dentro del marco de un convenio de investigación y desarrollo entre el INTI y ENARGAS.

Las opiniones y los puntos de vista vertidos en este trabajo son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente los puntos de vistas de las instituciones patrocinantes.



Figura 6. Sala de ensayo de los Calefones en los laboratorios de INTI Energía.

SESIÓN 14

ANALYSIS OF MINIMUM EFFICIENCY PERFORMANCE STANDARDS FOR RESIDENTIAL GENERAL SERVICE LIGHTING IN CHILE

Virginie E. Letschert

Lawrence Berkeley National Laboratory

1 cyclotron Road,

Berkeley CA 94720 USA

+1 510.486.7683

Vletschert@lbl.gov

Michael A. McNeil, Lawrence Berkeley National Laboratory, +1 510.486.6885,
MAMcNeil@lbl.gov

Francisco Humberto Leiva Ibáñez, Fundacion Chile, +56-2 240 0541,
fleiva@fundacionchile.cl

Ana Maria Ruiz, Fundacion Chile, +56-2 240 0455, aruz@fundacionchile.cl

Mariana Pavon, Ministerio de Energía, +56-2 365 6800, mpavon@minenergia.cl

Stephen Hall, Agencia Chilena para Eficiencia Energética, +56-2 367 3700,
shall@minenergia.cl

Overview

Minimum Efficiency Performance Standards (MEPS) have been chosen as part of Chile's national energy efficiency action plan. As a first MEPS, the Ministry of Energy has decided to focus on a regulation for lighting that would ban the sale of inefficient bulbs, effectively phasing out the use of incandescent lamps. Following major economies such as the US (EISA, 2007), the EU (Ecodesign, 2009) and Australia (AS/NZS, 2008) who planned a phase out based on minimum efficacy requirements, the Ministry of Energy has undertaken the impact analysis of a MEPS on the residential lighting sector.

Fundacion Chile (FC) and Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) collaborated with the Ministry of Energy and the National Energy Efficiency Program (Programa Pais de Eficiencia Energetica, or PPEE) in order to produce a techno-economic analysis of this future policy measure. LBNL has developed for CLASP (CLASP, 2007) a spreadsheet tool called the Policy Analysis Modeling System (PAMS) that allows for evaluation of costs and benefits at the consumer level but also a wide range of impacts at the national level, such

as energy savings, net present value of savings, greenhouse gas (CO₂) emission reductions and avoided capacity generation due to a specific policy. Because historically Chile has followed European schemes in energy efficiency programs (test procedures, labelling program definitions), we take the Ecodesign commission regulation No 244/2009 as a starting point when defining our phase out program, which means a tiered phase out based on minimum efficacy per lumen category.

The following data were collected in order to perform the techno-economic analysis:

Retail prices, efficiency and wattage category in the current market

Usage data (hours of lamp use per day)

Stock data, penetration of efficient lamps in the market

Using these data, PAMS calculates the costs and benefits of efficiency standards from two distinct but related perspectives:

The Life-Cycle Cost (LCC) calculation examines costs and benefits from the perspective of the individual household.

The National Perspective projects the total national costs and benefits including both financial benefits, and energy savings and environmental benefits. The national perspective calculations are called the National Energy Savings (NES) and the Net Present Value (NPV) calculations. PAMS also calculate total emission mitigation and avoided generation capacity.

This paper describes the data and methodology used in PAMS and presents the results of the proposed phase out of incandescent bulbs in Chile.

Life Cycle Cost and Payback Period

Definition and Methodology:

The calculation of Life Cycle Cost is an effective way of assessing the impacts on standards and labelling programs to the individual consumer. There are usually several possible technologies that deliver the same utility to the user while consuming less energy: here incandescent lights (IL) are evaluated against compact fluorescent lamps (CFLs).

Implementation of efficient technologies generally results in added production costs, which are passed down to the consumer in the form of higher retail prices. The Life Cycle Cost calculation analyzes the trade-off between these increased first costs, and

subsequent savings in the form of lowered utility bills. The Life Cycle Cost analysis takes into account the preference for immediate over deferred gains by scaling future energy cost savings by an appropriate discount factor.

Life-Cycle Cost is given by

$$LCC = EC + \sum_{n=1}^L \frac{OC}{(1 + DR)^n}$$

, where EC is equipment cost (retail price), n is the year of operation and OC is the annual operating cost. Operating cost is summed over each year of the lifetime of the appliance L. Operating cost is calculated by multiplying the Unit Energy Cost (UEC, in kWh) by the price of energy (P, in dollars per kWh) as follows:

$$OC = UEC \times P$$

Unit Energy Consumption and energy price are assumed constant from year to year. The fact that future costs are less important to consumers than near-term costs is taken into account by dividing future operating costs by a discount factor $(1+DR)^n$, where DR is the discount rate.

The payback period (PBP) refers to the time it takes a consumer to recover, through lower operating costs, the assumed higher purchase cost of more energy efficient products. Numerically, the PBP is the ratio of the increase in purchase cost (from a less to a more efficient design) to the decrease in annual average operating cost. This calculation does not use a discount rate to discount future operating costs.

The equation for determining PBP is:

$$PBP = \frac{\Delta EC}{\Delta OC}$$

Input Data:

The following table summarizes the input data used to to calculate the life cycle cost.

Table 1 - Summary of inputs into the life cycle cost analysis

Input	Product	Average Value	Source
-------	---------	---------------	--------

Baseline retail price <i>EC</i>	Incandescent	0.70 ⁴²⁷ \$	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
	CFL	6.48\$	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
Average <i>UEC</i>	Incandescent	97.3kWh	Market Weighted Average
	CFL	23.6kWh	
Usage	All	3.8hrs per day	Market Weighted Average
Lifetime <i>L</i>	Incandescent	1 Year	Based on 1000hrs lifetime
	CFL	5 Years	Based on 6600 hrs lifetime
Consumer Discount Rate <i>DR</i>		10%	PPEE
Electricity Price <i>P</i>		0.18\$/kWh	Chilectra

Results

In our scenario we assume that 100W incandescent will get replaced by 20W, 75W and 60W by 15W and 40W and 25W by 10W based on lumen outputs. Because of the shorted lifetime of the incandescent bulbs, the LCC is based on the lifetime of a CFL, which means that the LCC takes into account that in every year of the CFL lifetime the consumer buys a new incandescent bulb. This cost is included in the operating costs and is discounted appropriately.

The following table presents the results of our life cycle cost:

Table 2 - Life Cycle Cost results by Lamp Type and Power Category

IL Category	LCC Base Case	CFL Category	LCC Policy Case	PBP (years)
-------------	---------------	--------------	-----------------	-------------

⁴²⁷ A conversion rate of 559 Chilean Pesos for 1 US\$ was used (average rate in 2009 from x-rate.com)

100W	\$90	20W	\$26	0.41
75W	\$68	15W	\$19	0.37
60W	\$64	15W	\$20	0.34
40W	\$44	10W	\$16	0.63
25W	\$28	10W	\$17	1.23

In every configuration, the life cycle cost of an incandescent is far more important than the CFL life cycle cost. The consumer experiences a net financial benefit in buying a CFL instead of an incandescent bulb. The period of return on investment is also very low, less than a year in most cases, which means that even if the CFL had a one year lifetime like an incandescent it would still be cost effective. Such a high ratio of cost effectiveness is due to relatively high electricity tariffs in Chile.

National Stock and Sales Forecast

In addition to the financial impacts on individual consumers, policy makers also consider the magnitude of efficiency impacts to the nation as a whole, which is where the sales and stock of lights are taken into account.

PAMS calculates in every year the number of bulbs in the country in the business as usual case and in the efficiency case, and keeps track of the fraction of CFLs vs ILs in the stock.

Base Case Stock

In the base case or business as usual case (BAU), historical data are used to determine the rate at which incandescent bulbs are replaced by CFLs. FC provided data from household surveys from 2005 and 2010, that shows an increased penetration of CFLs from 16% to 45%. In our forecast we have to take into account that some of this increased penetration is the results of PPEE's successful program of CFL give away. During this program, 1.5 million bulbs were installed in the 40% lowest income households in Chile. For this reason we only use 50% of the historical growth rate from 2005-2010. Also households tend to only replace the bulbs with the highest usage so we can expect that the growth will slow down. The following figure presents the base case scenario:

Figure 1 - Percentage of CFLs vs Incandescents in the Stock

We can see that in the base case, without any regulation, CFLs are phased out of the stock. This means that savings are to be gained in the next few years by accelerating the on-going phase out of incandescent bulbs. In our model, by 2023, the program doesn't have any impact anymore.

The two household surveys also show that the number of bulbs in use in the household hasn't changed significantly between 2005 and 2010. In order to be conservative, we assume that the number of bulbs per household is constant throughout the forecast period. This way, we probably underestimate the positive impact of the program.

Wattage market shares are based on the latest sales data (2009), and are assumed to be constant throughout the forecast period in the base case. In the policy case, the CFL market shares are slightly modified because of the conversion from IL into CFLs. The following graph represents the sales by power category:

Figure 2 Sales Market Share by Power Category

Stock in the Efficiency Scenario

An efficiency scenario is created based the Ecodesign criteria defined in the Commission Regulation (EC) No 244/2009 and PPEE own schedule. We define a four step phase out based on minimum efficacy and lumen outputs. These criteria apply to every lamps sold in Chile after the MEPS enter into force.

The following table presents the reference schedule along with the criteria associated with each phase:

Table 3 Phase Out Schedule, Scope and Criteria

	Year	Lumen Category Impacted	Representative Power - Incandescent (W)	Maximum Power in Phase out Scenario (W)
Phase 1	2012	Φ>950 Lm	100	74
Phase 2	2013	Φ>725 Lm	75	55
Phase 3	2014	Φ>450 Lm	60	43
Phase 4	2015	All	40	28
Phase 4	2015	All	25	18

The following graph illustrates the impact of the program on the stock.

Figure 3 Stock Market Share by Power Category and in the Base and Policy Case

The area between the layer graph and the full line represents the number of bulbs that are displaced in the efficiency scenario. They are incandescent bulbs in the graph on the left and CFLs in the graph on the right.

National Impacts

Definitions and Methodology:

There are four major policy impacts that are calculated at the national level:

Site/Source Energy Savings – In addition to energy saved in households, PAMS provides an estimate of the resulting savings in terms of site energy and input energy to power plants, including energy lost in transmission and distribution.

In the base case and policy case, the consumption of the stock is calculated based on the number of bulbs of each type (incandescent, CFLs and by wattage) in every year.

PAMS calculates National Energy Savings (NES) in each year by comparing the national energy consumption of the product under study in the base case to the policy case, according to

$$NES = NEC_{Base} - NEC_{Policy}$$

The equation given above show energy savings calculate on a site basis. National utility and environmental impacts, however are driven by primary energy consumption, that is, total inputs of fossil fuel energy. Primary energy savings (PES) is calculated from site savings by taking into account the electricity generation fuel mix, and losses through transmission and distribution (T&D). The formula for PES is:

$$PES = \frac{NES}{1 - TD} \times HR$$

, where TD is the fraction of energy lost in transmission and distribution, and HR is the heat rate.

Emissions Reductions – Total reduction in CO₂ emissions in million tons (Mt) is calculated according to typical electricity generation fuel mix.

Carbon dioxide emissions savings (CES) are calculated from energy savings, by applying carbon factors to site energy savings according to:

$$CES = \frac{NES}{1 - TD} \times CF$$

National Consumer Benefits – The Net Present Value (NPV) of the policy is calculated according to total incremental equipment costs paid, electricity bill dollars saved, and the national discount rate applied to program evaluation.

National financial impacts in year y are the sum of equipment (first) costs and operating costs. National equipment cost (NEC) is equal to the retail price times the total number of sales. Sales are generated in PAMS based on the stock forecast. For incandescent bulbs, because their lifetime is 1 year, we assume that the sales are equal to the stock. For CFLs, PAMS takes into account the first purchase (FP) as the increase of CFLs in the stock from one year to another (due to increase in number of households, increased penetration of CFLs in the base case, or policy case) and replacements (REP) of CFLs which are retired from the stock, according to:

$$Sales(y) = FP(y) + REP(y)$$

$$\text{Where } REP(y) = \sum_{age=1}^L Stock(y-1, age) \times P_R(age)$$

And the probability of retirement P_R varies with the age of the CFL and is based on a normal distribution illustrated in the following graph:

Figure 4 Retirement and Survival Function for CFLs

The net savings in each year arises from the difference in first and operating costs in the standards versus the base case, ΔNEC and ΔOC . Net Present Value of the policy option is then defined as the sum over a particular forecast period of the net national savings in each year, multiplied by the appropriate national policy discount rate:

$$NPV = \sum_y (\Delta NOC(y) - \Delta NEC(y) * Sales(y)) * (1 + DR_N)^{-(y-y_0)}$$

Where the national equipment cost is given by

$$NEC = EC \times Sales(y)$$

Finally. National Operating Cost (NOC) is the total (site) energy consumption times the energy price.

$$NOC = NEC(y) \times P$$

Avoided Generation Capacity – The avoided capacity is calculated in the year where the savings are the most important and represent the instant power saved at the national level during peak load. The site savings are converted into generated electricity by using the transmission and distribution loss percentage, *TD*. Then the produced energy is converted into peak demand reduction according to:

$$Q = \frac{Max(NES)}{1-TD} \times \frac{1}{8760} \times \frac{PK}{U \times K}$$

In this equation, 8760 is the number of hours in a year. *PK* is the peak coincidence factor, that is, the percentage of lighting energy use that occurs during peak hours. Assuming the peak period is between 6 and 12 PM, and lighting is used exclusively during this time, *PK* is 100%. The use factor *U* is the percentage of time that lighting is used, which is 6 hours per day, or 25%. *K* is the average load capacity of the plants.

Input Summary:

The following table summarises the inputs used in the national impact analysis.

Table 4 Summary of Inputs for National Impact Analysis

Input	Average Value	Source
Generation Factor <i>HR</i>	2.0	PPEE
T&D Loss Factor <i>TD</i>	8.0%	PPEE
CO2 emissions <i>CE</i>	0.480kg/kWh	PPEE
Plant Capacity Factor <i>K</i>	80.0%	PPEE
Peak Coincidence Factor <i>PK</i>	100.0%	Assumption
Usage factor <i>U</i>	25%	Assumes lights are used on and off between 6pm and midnight
Discount Rate <i>DR_N</i>	6%	PPEE

Results

As shown in the following graph, PAMS calculates in every year the incremental equipment cost and energy savings from the program. We can see that the consumer experiences net savings as early as the first year of the program. This is due to the very low payback period that is less than a year for most of the bulbs. We can see that the peak of the benefit of the program occurs in 2015, and that the program only has an impact before 2023. This is due to our assumption of a phase out of incandescent in absence of a program by 2023.

Figure 5 Annual Cost and Savings of Lighting Program

The following tables present the cumulative energy savings, CO₂ emissions savings and avoided plant capacity.

Table 5 National Energy and CO₂ Emission Savings and avoided Capacity from Policy

NES (GWh)	Reference Scenario
through 2020	9,408
through 2030	10,034
PES (Mtoe)	
through 2020	1.82
through 2030	1.94
CO₂ emissions (Mt) through 2030	5.24
Avoided Generation (MW)	872

These numbers have to be put in perspective in the Chilean context. According to IEA, the annual electricity consumption in the residential sector in Chile was 8,745 GWh in 2008, so the site electricity savings by 2020 are a bit higher than one year equivalent of electricity consumption in the entire residential sector.

Table 6 presents the cumulative discounted economic impacts.

Table 6 National Economic Impact from Policy

	Economic Impacts (Billion 2009\$)
Total Electricity Cost Savings through 2030	1.270
Total Incremental Equipment Cost through 2030	0.106
NPV (2010-2030)	1.164

The NPV calculation shows that there is a benefit cost ratio of 12:1 between the initial investment and the discounted savings experienced over the lifetime of the bulb. For each dollars invested in a CFL, the consumer will get 12\$ back through its electricity bill savings.

Considering the population of Chile in 2010 as a reference, each inhabitant will receive a 68 \$ benefit over the entire program.

Sensitivity Analysis

This section presents the national impact analysis under different scenarios. First, different schedules of phase out are studied. A slow phase out, with a phase every two years, and a rapid phase out with a phase every six months. Then a second sensitivity is created around the penetration of CFLs in the stock. A first scenario assumes frozen efficiency (penetration of CFLs are maintained constant), while a second BAU scenario is based on the 2005-2010 growth rate. Also we explore the effect of the electricity price going up at a 2% annual growth rate.

The following table presents the results of the sensitivity analysis on the national impact analysis.

Table 7 National Impacts under different scenarios

	Reference Case (Intermediate Pace, Intermediate Eff Improvement)	Phase out Pace		Efficiency Improvement in BAU	
		Slow	Rapid	Frozen	High
Cumulative NES (GWh)					
through 2020	9,408	7,938	10,233	18,154	5,199
through 2030	10,034	8,564	10,859	44,692	5,199
NPV (Billion \$)					
Constant Electricity Price	1.16	0.99	1.27	3.78	0.65
High growth Electricity Price	1.36	1.15	1.48	4.92	0.74
CO2 emissions (Mt) through 2030	5.24	4.47	5.67	23.32	2.71
Avoided Generation (MW)	872	705	938	1763	624

This sensitivity analysis gives an idea of the margin of uncertainty around the number presented for the reference scenario. We can see that the NPV results are not too sensitive to electricity price growth, which is due to the fact that savings occur in the next few years after the program is launched, so the electricity saved through the program doesn't reach a high price. A major influencing factor is the assumption around the number of CFLs that would enter the stock by 2020, or by 2030... We believe that the reference scenario represents a good compromise. For example, in the preparatory study for Ecodesign, it was assumed that 30% of incandescent bulbs would remain in the stock by 2020 vs 16% in our reference scenario here. Even though the contexts are different, this gives us an indication that we are in the right order of magnitude.

The pace of the schedule is more of a political issue than a modelling issue, so these results are presented as indicative of how the savings would be impacted if the ministry of energy should decide to modify the schedule.

Conclusions

Thanks to a cost benefit analysis, this proposed phase out of incandescent shows its large benefits compared to the incremental cost both at the consumer level and the national level. If implemented as assumed in PAMS, the program will save over 1 billion US\$ over the next 20 years, avoid more than 10 TWh of electricity and 5 Mt of CO₂ emissions. PAMS

shows that most of the savings will occur in the next years will penetration of CFLs is still low, savings will peak in 2015 in Chile if the program starts in 2012. The Ministry of Energy and PPEE are still working on impacts on low income families in Chile and programs to help them cope with the initial incremental cost of buying a CFL.

References

Departamento de Economía de la Universidad de Chile, *Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos*, 2005

European Commission, COMMISSION REGULATION (EC) No 244/2009 of 18 March 2009

IEA (2010), World energy balances of Non-OECD countries, 1971-2008, IEA/OECD, International Energy Agency.

Impact Assessment TREN Lot 19, SEC(2009)327

McNeil et al., Methodology Document for CLASP Policy Analysis Modelling System, CLASP, 2007

<http://www.clasponline.org/files/PAMSMethodology.pdf>

Ministerio de Energía, “Estudio Usos Finales y Curva de Oferta de Conservación de la Energía en el Sector Residencial de Chile”, Ministerio de Energía, 2010.

PPEE, Regulatory Impact Assessment Regulatory Impact Assessment –Financial and Energy Impacts Analysis Methodology and Results from Minimum Efficiency Performance Standard for Residential Lighting in Chile, 2010

US Congress, Energy Independence and Security Act (EISA), 2007

VITO, BIO Intelligence Service, *EuP Preparatory study TREN Lot 19 – Non-Directional Light Sources (NDLS)*, October 2008

ENERGÍA Y OBRAS HIDRÁULICAS PARA UN DESARROLLO AMBIENTALMENTE SUSTENTABLE EN ARGENTINA: SISTEMA CÓNDOR CLIFF – LA BARRANCOSA

S. Reyna, T. Reyna, F. Fulginiti, M. Lábaque, L. Toselli, L. Gióvine
Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Universidad Nacional de Córdoba.

Contact Details

Name: Santiago Reyna

Title: PhD.

Organization: Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Universidad Nacional de Córdoba.

Address: Gómez Clara 1091 – Bº Rogelio Martínez. C.P. X5000HFA - Córdoba – Argentina

Phone: 54-351-4692737

Fax: 54-351-4681382

Email: santiagoreyna@gmail.com

INTRODUCCIÓN

Los servicios energéticos han fomentado el desarrollo económico y mejorado el nivel de vida de la población mundial, con efectos positivos sobre el desarrollo social aun cuando los modelos de suministro y consumo de energía actuales se han vuelto insostenibles.

El “efecto invernadero” y el cambio climático provocado por las emisiones de gases producidas por el uso de los hidrocarburos para la producción de energía representan un riesgo estratégico que está planteando el nuevo escenario energético. Ello sitúa al sector energético como prioridad y a las energías renovables como uno de sus principales instrumentos.

La situación de la energía en Argentina está en la actualidad en presencia de síntomas de una crisis energética con características predominantemente estructurales que afectan la normal provisión del suministro de servicios públicos esenciales (gas natural y electricidad). La crisis de abastecimiento se produce por un efecto combinado de incremento de la demanda y déficit de la oferta.

En este escenario, la concreción de proyectos hidroeléctricos de desarrollo de energías renovables es sin duda el mecanismo preventivo por excelencia contra el cambio climático global.

El desarrollo actual de numerosos proyectos hidroeléctricos muestra que en Argentina existe un muy alto potencial de fuentes energéticas renovables, con grandes ventajas ambientales sobre los demás modos de generar energía. El carácter renovable de estas fuentes contrasta con la naturaleza finita de los recursos fósiles nacionales. En este contexto, la energía hidroeléctrica se muestra como una opción madura, accesible y eficiente para hacer frente a la creciente demanda de servicios energéticos.

Los grandes aprovechamientos hidroeléctricos son obras particularmente atractivas a la hora de aportar a las necesidades energéticas de un país en desarrollo y un mundo aquejado por las consecuencias del cambio climático global. Sin embargo, estas grandes obras pueden involucrar impactos ambientales importantes sobre el medio ambiente y el ecosistema en que están inmersas, lo que solía no considerarse en forma adecuada. Un buen diseño involucra tomar las medidas necesarias para evitar o disminuir el impacto posible causado por estas obras.

Es necesario incorporar en la metodología de diseño una visión más amplia a la tradicional visión del proyectista de obras, en la que los requerimientos del proyecto en este tipo de obras (a título de ejemplo) estaban sólo definidos por cuestiones del tipo hidrológico, hidráulico, geotécnico y

estructural (aparte de lo económico), incorporando ahora otra variable determinante: el impacto ambiental de la obra.

LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO

Existe en nuestro planeta, en forma potencial, una gigantesca cantidad de potencia disponible a partir de fuentes renovables, de la cual actualmente se usa una minúscula parte. Esto se puede ver en la Tabla 1, donde se han incluido los valores de potencia teórica, la técnicamente factible y la instalada en el año 2003. Si se tiene en cuenta que aproximadamente para la misma época la potencia generada a partir de hidrocarburos estaba cerca de los 13 TW (teravatios, millón de millones de vatios), se ve que existe la factibilidad de reemplazar buena parte de esta energía en base a recursos renovables.

Sin embargo, también se ve que la capacidad instalada está muy lejos de alcanzar los valores teóricos predichos. En algunos casos, como en el de la energía solar, los inconvenientes son de orden técnico. En otros, en cambio, como el de la energía eólica, la decisión es más bien un tema de política energética.

	Potencia global teórica	Técnicamente factible	Capacidad instalada (2003)
Hidráulica	4,6 TW	0,7 TW	0.3 TW (300 GW)
Biomasa	7 a 10 TW	5 TW	1.4 TW (1400 GW)
Geotérmica	12 TW	0,6 TW	0.054 TW (54 GW)
Eólica	50 TW	2 a 4 TW	0.0063 TW (6,3 GW)
Solar	600 TW	60 TW	0.0051 TW (5,1 GW)
Total	Aprox. 676 TW	Aprox. 70 TW	1.73 TW (1.730 GW)

Tabla 1: Potencial de generación de diversas energías renovables. 1 TW = 10¹² W, 1 GW = 10⁹ W.
Fuente: Renewable in Global Energy Supply IEA 2004

El desarrollo de las energías renovables es la consecuencia previsible de una mirada al tema energético desde la perspectiva de la sustentabilidad. Esto ha implicado un cambio de paradigma donde no se piensa ya solamente en la gran central térmica y el consumo desenfrenado sino que, por el contrario, se considera a todas las distintas fuentes de energía como posibles aportantes a la solución del problema y, al mismo tiempo, se plantea un uso racional de la energía que, aunque abundante, nunca será infinita.

Situación Energética Nacional

La población actual de Argentina es de 39,7 millones de habitantes, con una tasa de crecimiento del 1,2% anual. Su matriz energética actual se puede visualizar en la Tabla 2; donde queda manifiesta nuestra fuerte dependencia de las fuentes de energías no renovables:

Fuente energética	Gas natural	Petróleo	Hidráulica	Nuclear	Leña	Bagazo	Otros
Porcentaje	49	41	4	3	1	1	1

Tabla 2: Fuentes de energía empleadas en Argentina.

El consumo por sector y la tasa de crecimiento son (año 2005): Residencial y Comercial: 31%; 2,95%. Transporte: 31%; 0,97%. Industria: 26%; 1,02%. Agropecuario: 10%; 4,76%. La composición del parque de generación eléctrica se indica en la Tabla 3 :

Fuente energética	Hidráulica	Térmica	Nuclear
Porcentaje	37,90	55,02	7,08

Tabla 3: Fuentes de energía eléctrica empleadas en Argentina.

Potencia Total Instalada en el mercado eléctrico mayorista (MEM): 23.245 MW. Potencia Total Instalada en el MEM (Sistema patagónico (SP)): 800 MW. Potencia Instalada Interconectado: 660 MW. TOTAL: 24.705 MW.

Por otra parte, según datos del Ministerio de Planificación Federal, la duración estimada de las reservas de Gas y Petróleo en Argentina en el año 2005 estaba en el orden de los 12 a 15 años.

Argentina enfrenta una situación energética delicada, cuyas consecuencias sociales, económicas y políticas podrían ser importantes en caso de agravarse la misma, debido a la situación planteada anteriormente y al hecho de que en el escenario energético, en el año 2007 la demanda eléctrica pico igualó a la potencia disponible en el mercado eléctrico. Por otra parte, el agotamiento de las reservas se intensifica debido al aumento sustancial de las exportaciones de combustibles fósiles: 8% de las exportaciones totales en 2002 y 18% en 2004.

Los aspectos analizados enfatizan la importancia de comenzar tan rápido como sea posible con la construcción de un sistema de abastecimiento de energía sustentable. La situación se aplica aun en el caso en que se exploten posibles depósitos de combustibles fósiles, no prospectados al presente, si consideramos los efectos ambientales asociados a tal explotación. Si, por otra parte, comenzamos a reducir el consumo de vectores energéticos finitos ahora, podremos protegernos de peligros futuros y posibles incrementos drásticos en el precio del crudo, como los experimentados en la década de los '70.

En Argentina, el consumo anual de energía “per cápita” es del orden del promedio mundial, pero alrededor de tres veces menor que los países desarrollados. Dado que existe una relación estrecha entre energía, economía y calidad de vida; para contribuir a elevar el nivel de vida, Argentina debería incrementar el consumo de energía promedio al nivel de los países desarrollados.

Ahora bien, el país tiene fuentes primarias de energías renovables: solar, eólica e hidráulica, por lo tanto, no sería difícil alcanzar el nivel del mundo desarrollado. Las fuentes de energía renovables principales para Argentina son: solar directa 900 EJ/a (exa Joules/año, 1018 Joules/año), solar indirecta: eólica 300 EJ/a, termo-oceánica 20 EJ/a e hidráulica 3EJ/a.

La proyección del consumo previsto para el año 2100, suponiendo un incremento “per cápita” de 3,5 veces el actual es de 20 EJ/a. Por lo tanto el potencial de energía solar (directa e indirecta) es alrededor de 60 veces mayor de lo necesario al final del siglo 21. Resulta claro que la energía solar en sus formas directa e indirecta es una importante fuente de energía renovable en Argentina y que el país debe hacer el máximo uso de estos recursos.

Energía Hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es un tipo de energía renovable con un impacto ambiental reducido si se usa la fuerza hídrica sin represarla (en el caso de presas de embalse los impactos ambientales son mayores y deben ser evaluados con cuidado). La energía que se puede obtener en una zona depende de los cauces del curso de agua y las pendientes que estos tengan. Se puede transformar a muy diferentes escalas, existiendo desde hace siglos pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río mueve un rotor de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales.

En el estudio integral de una cuenca para aprovechamiento hidroeléctrico se deben priorizar los aprovechamientos que sean técnica, económica y ambientalmente compatibles con los diferentes usos que se requieran del recurso.

La capacidad energética de un río queda caracterizada por su potencial lineal bruto, que es la energía anual media consumida por la corriente de agua desde su nacimiento hasta su desembocadura en otro río o lago. Asimismo el potencial lineal bruto de una cuenca es la suma de los potenciales de todos los ríos de la misma.

El potencial realmente utilizable desde un punto de vista exclusivamente técnico es menor que el bruto debido a diversos factores, entre otros que no toda la aportación de caudal es derivable o utilizable, existen pérdidas de carga en las conducciones, no todos los tramos se pueden utilizar, etc.

El caso de la energía hidroeléctrica de gran escala es interesante porque muestra cómo una fuente de energía renovable clásica puede volver a ser prioritaria, vista desde otra perspectiva.

Los grandes aprovechamientos hidroeléctricos son obras particularmente atractivas a la hora de aportar a las necesidades energéticas de un país en desarrollo y un mundo aquejado por las consecuencias del cambio climático global. Sin embargo, estas grandes obras pueden involucrar

impactos ambientales importantes sobre el medio ambiente y el ecosistema en que están inmersas, lo que solía no considerarse en forma adecuada.

Energía Hidroeléctrica en Argentina

En Argentina existe aún una importante oferta hídrica a la espera de ser aprovechada para la generación hidroeléctrica, lo que ha llevado al desarrollo de proyectos hidroeléctricos de gran escala.

Tabla 3: Oferta Hídrica en Argentina		
RIO	CAUDAL	APROV.
	m ³ /seg	
		SI
Río Paraná	11800	SI
Río Uruguay	4700	SI
Río Limay	700	SI
Río Santa Cruz	700	NO
Río Bermejo	320	NO
Río Neuquen	310	NO/SI
Río Colorado	130	SI
Río San Juan	60	SI
Río Chubut	50	SI
Río Diamante	35	SI
Río Atuel	35	SI
Río Tercero	30	SI

El crecimiento sostenido de la demanda de energía eléctrica, así como la evolución registrada y prevista de los precios de los hidrocarburos, han puesto de manifiesto la necesidad de desarrollar emprendimientos con alto rendimiento.

Por este motivo el estado nacional desarrolló la categorización del grado de desarrollo de los proyectos factibles conforme a las definiciones del “Manual de Procedimientos para la Estimación de Costos de Construcción de Aprovechamientos Hidroeléctricos” y su calificación según el grado de desarrollo dentro de cada etapa.

Los proyectos evaluados se presentan en la Tabla N° 1, ordenados de acuerdo con su localización geográfica, de Norte a Sur, agrupados de acuerdo a la provincia en la que se localizan y por último de aguas arriba hacia aguas abajo de cada río.

Tabla 4a: Listado de Aprovechamientos Hidroeléctricos. Fuente: Secretaría de Energía Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (Lara, Bergman; 2006)

Tabla 4b: Listado de Aprovechamientos Hidroeléctricos. Fuente: Secretaría de Energía Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (Lara, Bergman; 2006)

Se excluyeron de ese conjunto algunos grupos de proyectos, por las siguientes razones:

Proyectos binacionales: requieren un tratamiento especial para su desarrollo y ejecución.

Proyectos del tramo medio e inferior del río Paraná: por sus dimensiones y características ambientales particulares también requieren un análisis específico.

Proyectos descartados o postergados por las provincias, que priorizaron otras alternativas o proyectos, por ejemplo los estudiados en la década de 1980 por la ex Agua y Energía Eléctrica en el río Negro y el tramo inferior del río Limay.

Proyectos ubicados en Parques Nacionales con objeciones ambientales severas.

De manera particular el potencial disponible en los ríos Santa Cruz (700 m³/s) y Neuquén (310 m³/s) fueron motivos de estudios y anteproyectos durante la década del 70.

Los emprendimientos planteados fueron el de “Chihuidos I”, sobre el río Neuquén y “Cóndor Cliff – La Barrancosa”, sobre el río Santa Cruz. Ambos proyectos fueron retomados en la última década; realizándoseles ajustes debidos principalmente a condicionantes ambientales que implicaron disminuir sus cotas y que llevaron a la necesidad de realizar estudios no sólo de tipo hidrológicos e hidráulicos, sino también paleontológico, antropológico, de poblaciones de peces y animales terrestres, etc.

Tabla 5: Ubicación de los Proyectos de Cóndor Cliff – La Barrancosa y Chihuidos I en La Oferta Hidroeléctrica Argentina			
		POTENCIA	Año
Central Hidroeléctrica		MW	Licitación

Tabla 5: Ubicación de los Proyectos de Cóndor Cliff – La Barrancosa y Chihuidos I en La Oferta Hidroeléctrica Argentina			
Yacyreta	En funcionamiento	3200	1980
Salto Grande	En funcionamiento	1890	1973
Sistema Cóndor Cliff - Barrancosa	Proyecto	1740	2007
Piedra del Águila	En funcionamiento	1400	1985
Chocón	En funcionamiento	1200	1968
Alicura	En funcionamiento	1000	1980
Río Grande	En funcionamiento	700	1975
Planicie Banderitas	En funcionamiento	479	1978
Chihuido I	Proyecto	500	2008
Los Blancos	Proyecto	450	2008
Futaleufu	En funcionamiento	448	1971
Pichi Picun Leufu	En funcionamiento	261	1980

Se presenta a continuación la descripción de los estudios desarrollados para realizar el ajuste del proyecto de Cóndor Cliff – La Barrancosa que contempla las restricciones ambientales y las soluciones propuestas.

La posibilidad de Aprovechar el Río Santa Cruz

A pesar de la gran extensión del valle fluvial del Río La Leona, continuado por el Río Santa Cruz, sólo tres sitios presentan características topográficas aptas para el emplazamiento de obras de aprovechamiento hidroeléctrico

- La sección del km 397, del Río La Leona
- El corredor del Cóndor Cliff, cercano al km 250 del Río Santa Cruz, con secciones más estrechas sobre ambos extremos del mismo.
- El sitio de La Barrancosa, en el km 185 del Río Santa Cruz

De estos lugares, se ha propuesto recientemente la construcción de obras de cierre en los últimos dos emplazamientos. Con base en los estudios realizados oportunamente, particularmente los estudios a nivel de anteproyecto del Consorcio IECI (Inconas – Esin – CONELEC – Iatasa) encargados por Agua y Energía Eléctrica SE (1978).

El anteproyecto del Consorcio IECI (1978) planteaba para el Complejo La Leona - Cóndor Cliff - La Barrancosa (1.700 MW) sobre el río Santa Cruz como un conjunto de tres presas, que aprovecharían la energía hídrica del sistema, afectando seriamente al Lago Argentino.

En la actualización de los anteproyectos se prestó particular interés a la existencia del Glaciar Perito Moreno lo que requería considerar una restricción absoluta en lo que implicara la posibilidad de generarle algún tipo de impacto.

Los Criterios Básicos y las restricciones que condicionaron estos proyectos son:

- 1) El Nivel Máximo Extraordinario del embalse Cóndor Cliff no podrá superar la máxima cota de oscilación (depurada de eventos por rotura) del Lago Argentino.
- 2) La operación del embalse Cóndor Cliff deberá garantizar que su nivel acompañe las oscilaciones naturales del Lago Argentino (depuradas éstas de los eventos de rotura).
- 3) Por consideraciones hidráulicas de estabilidad de cauce y de dominio en la zona ribereña, el máximo caudal a evacuar desde el embalse de La Barrancosa no podrá superar aquel de recurrencia 25 años, determinado a partir del registro histórico.
- 4) El sistema deberá garantizar un caudal mínimo que sustente los ecosistemas generados en torno al mismo (180 m³/s). Esto es particularmente importante en La Barrancosa que no tiene contra-embalse.
- 5) Deberá garantizarse el caudal que permita las migraciones reproductivas de las especies ictícolas que actualmente se dan en el tramo fluvial considerado.

Para considerar las dos primeras restricciones se realizaron dos acciones principales una estructural y una de tipo operativa:

- a) Se generó en la presa de Cóndor Cliff un vertedero de labio fijo que evite posibles operaciones que pudieran afectar al Lago Argentino.
- b) Se fijó que los niveles de operación del embalse de Cóndor Cliff no deberán superar los niveles máximos diarios históricos depurados de eventos de rotura, de acuerdo a los registros del Lago Argentino, según análisis realizado por series de Fourier

MEDIO FÍSICO

El extenso territorio de la Provincia de Santa Cruz constituye la región continental más austral de la República Argentina. Luego ésta se prolonga a través del estrecho de Magallanes y del Mar Argentino (Océano Atlántico) en la Provincia de Tierra del Fuego y su área insular circundante, las Islas Malvinas y el Sector Antártico Argentino. La Provincia de Santa Cruz delimita a la vez el área meridional de la vasta extensión geográfica que forma la Patagonia Argentina, al sur del río Colorado, curso de referencia que traza una línea transversal de rumbo aproximado NW-SE desde el paralelo 38 en la zona andina, hasta el paralelo 40 sobre el océano.

Dentro de esa situación geográfica la Provincia está ubicada en el marco de coordenadas que definen los paralelos 46 y 52 S y los meridianos 66 y 73, 5 W con una forma geométrica admisiblemente rectangular de dimensiones medias aproximadas 330 km en dirección W-E y 650 km en dirección N-S.

El río Santa Cruz es uno de los cursos de agua más importantes de la Argentina. Está ubicado en la zona sur del país, en la provincia del mismo nombre. Es un río muy caudaloso con un módulo de aproximadamente 700 m³/s, que recorre 385 km con dirección oeste - este antes de alcanzar el océano Atlántico, en el que desemboca en un profundo estuario, que comparte con el río Chico.

Figura 1: Ubicación de los proyectos Cóndor Cliff y La Barrancosa.

El río nace en la descarga natural del lago Argentino. Sus aguas son de origen glaciar, provenientes del deshielo de los ventisqueros del parque Nacional Los Glaciares, con una componente pluvial menor. Sobre el brazo sur del Lago Argentino se extiende el Glaciar Perito Moreno, con un frente de cinco kilómetros de longitud y sesenta metros de altura. Este glaciar avanza sobre el Brazo Rico del Lago Argentino (Figura 1) y bloquea su área sur. Periódicamente el rompimiento del glaciar y su posterior vertimiento violento de las aguas retenidas hacia el cuerpo principal del lago, ofrecen uno de los fenómenos naturales más impresionantes que se han podido contemplar en los últimos tiempos y ha sido considerado la octava maravilla por las espectaculares vistas que ofrece.



Figura 2: Imágenes del Glaciar Perito Moreno.

En la mitad sur del territorio de la provincia, la cuenca del río Santa Cruz ocupa desde la cordillera hasta el océano un área asimilable en grandes líneas a un triángulo isósceles centrado en el paralelo 50 y apoyado sobre el límite argentino chileno, con dimensiones generales de 200 km de base en dirección N-S y 350 km de altura en dirección W-E.

Figura 3: Modelo de elevaciones del Cauce del río Santa Cruz

La distribución de la precipitación y la presencia de glaciares y lagos dan al ciclo hidrológico de esta cuenca una estructura propia, que admite una gran simplicidad analítica si no se incorporan los efectos de las precipitaciones de altura y la dinámica de los glaciares. En general, es posible considerar que la totalidad de las precipitaciones (pluviales o nivales) que alimentan la cuenca se recoge aguas arriba de los lagos, o sea que a partir de los lagos la contribución de precipitación y escorrentía es escasa o casi nula, esto permite establecer las siguientes hipótesis:

- 1) El lago en que nace el río Santa Cruz es alimentado principalmente por la fusión del hielo de los glaciares.
- 2) Los glaciares se comportan como grandes áreas de acumulación en las cuales se diluyen las fluctuaciones estacionales o singulares de las precipitaciones.
- 3) Los cursos se encuentran regulados por un doble sistema de control integrado con la capacidad de acumulación de los glaciares y los lagos.

Como se describió anteriormente, a los fenómenos de crecidas en su acepción hidrológica corriente se superponen las roturas, hecho periódico particular en el Lago Argentino, y su posterior liberación de las aguas retenidas hacia el lago, motivando una brusca variación de nivel del espejo lacustre y una onda subsiguiente de caudales máximos en el río Santa Cruz.

Este fenómeno se registra en el hidrograma del río como un pico claramente definido de ocurrencia más o menos regular a intervalos variables del orden de 4 años. Cabe mencionar que el relieve del área sur del lago impone una limitación física a la magnitud de este fenómeno, prácticamente revelada ya en los registros existentes, en lo que respecta al máximo volumen de agua susceptible de ser bloqueado por el glaciar.

Complejo Cóndor Cliff – La Barrancosa

El Complejo Cóndor Cliff - La Barrancosa (figura 1) es un emprendimiento para el aprovechamiento hidroeléctrico en el río Santa Cruz que generará una potencia eléctrica de 1.730 megavatios, que en energía es equivalente al 10% de la energía total generada en el país en 2008. La Barrancosa estará situada a 185 kilómetros de la desembocadura del Río Santa Cruz y Cóndor Cliff a 250 kilómetros del mismo sitio.

El principal condicionante de este sistema de presas involucra los impactos que podrían ser causados por el embalse Cóndor Cliff sobre el Lago Argentino, y de ambos embalses sobre el ecosistema del río Santa Cruz y el medio ambiente en general.

ANÁLISIS DE LOS DATOS DISPONIBLES

Con base en las series históricas registradas (muy valiosas aunque ciertamente incompletas y dispares): series de niveles en distintos sitios, series de aforo de caudales y la serie de roturas del glaciar; se generó una serie completa reconstruida a partir de análisis estadísticos y de regresión de esos registros (Figura 3) .

Figura 3: Niveles máximos, mínimos y medios diarios anuales en la estación Lago Argentino.

Basándose en el criterio de parsimonia y bondad del ajuste se determinó una serie de funciones de Fourier que combinan tres armónicas para representar el sistema.

Figura 4: Niveles máximos, máximos depurados, mínimos y medios diarios anuales en la estación Lago Argentino y sus funciones armónicas.

SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE EMBALSES

Los criterios básicos para los diseños propuestos se derivaron de las condiciones naturales dominantes, premisas constructivas y operativas, necesidad de aprovechar al máximo el recurso natural renovable de la hidroelectricidad y las fuertes restricciones ambientales para un desarrollo sustentable que identifican la zona de la ubicación de las obras.

Como ya se mencionó, las restricciones se encuentran definidas por:

- 1) El Nivel Máximo Extraordinario del embalse Cóndor Cliff no podrá superar la máxima cota de oscilación (depurada de eventos por rotura) del Lago Argentino.
- 2) La operación del embalse Cóndor Cliff deberá garantizar que su nivel acompañe las oscilaciones naturales del Lago Argentino (depuradas éstas de los eventos de rotura).
- 3) Por consideraciones hidráulicas de estabilidad de cauce y de dominio en la zona ribereña, el máximo caudal a evacuar desde el embalse de La Barrancosa no podrá superar aquel de recurrencia 25 años, determinado a partir del registro histórico.
- 4) El sistema deberá garantizar un caudal mínimo que sustente los ecosistemas generados en torno al mismo ($180 \text{ m}^3/\text{s}$). Esto es particularmente importante en La Barrancosa que no tiene contra-embalse.
- 5) Deberá garantizarse el caudal que permita las migraciones reproductivas de las especies ictícolas que actualmente se dan en el tramo fluvial considerado.

Para considerar las dos primeras restricciones se realizaron dos acciones principales una estructural y una de tipo operativa:

- a) Se generó en el proyecto de la presa de Cóndor Cliff un vertedero de labio fijo que evite posibles operaciones que pudieran afectar al Lago Argentino.
- b) Se fijó que los niveles de operación del embalse de Cóndor Cliff no deberán superar los niveles máximos diarios históricos depurados de eventos de rotura, según análisis realizado por series de Fourier (esto fue hecho con ajustes sobre datos recabados de planillas limnimétricas de los registros de Lago Argentino).

El máximo caudal de turbinado se fijó en $2100 \text{ m}^3/\text{s}$ para cumplir con la premisa 3).

El caudal mínimo ecológico (partiendo del estudio de extremos para caudales mínimos anuales) se fijó en $180 \text{ m}^3/\text{s}$ para cumplir con la premisa 4). Para turbinar este caudal ecológico deberán proveerse grupos a tal fin que, manteniendo eficiencias de generación hidroeléctrica aceptables, puedan turbinarlos en forma continuada sin daños a la maquinaria.

Para cumplir con la premisa 5) se consideró un caudal de $7 \text{ m}^3/\text{s}$, a ser empleado en las escalas de peces (parte por la propia escala, parte para la llamada).

Para el estudio energético-económico de las distintas variantes analizadas, la operación de los embalses Cóndor Cliff (Lago Argentino) y La Barrancosa fue efectuada a partir de simulación continua de los registros del río entre los años 1955 y 2007.

En las simulaciones se consideraron los caudales ingresantes en forma diaria según la serie señalada y, como salidas, las pérdidas netas por déficit hídrico (descontando de la evaporación potencial los aportes por lluvias en los embalses), (no se consideraron pérdidas por infiltración, teniendo en cuenta que el cierre hidráulico previsto para el aluvión – muro colado – hace que las mismas sean prácticamente nulas), los posibles rebases por vertederos, los caudales para escalas de peces (no turbinables) y los caudales turbinados.

Los niveles de embalse posibles para Cóndor Cliff fueron enmarcados entre cota mínima compatible con las necesidades de regulación estacional y la cota máxima fijada por las restricciones ambientales ya citadas (variable día a día en el año según el ajuste de Fourier para niveles máximos depurados).

El nivel de embalse de La Barrancosa queda acotado en su mínimo también por la necesidad de proveer a la regulación de los caudales erogados por Cóndor Cliff y en su máximo al nivel de restitución de Cóndor Cliff. Este embalse no tiene gran capacidad de regulación propia pero, adecuadamente operado, satisface la función de compensación respecto al régimen operativo de Cóndor Cliff.

La operación de los embalses fue simulada con la premisa de generar el máximo de energía, tratando de optimizar la producción en punta, siempre cumpliendo con las restricciones en lo que refiere a caudales erogados y niveles citadas más arriba.

Se simuló el funcionamiento conjunto de las obras para el período completo de registros disponibles.

Dicha simulación se extendió a la amplitud total de los niveles equipables, adoptando las situaciones que corresponden a los perfiles energéticos con cotas máximas; medias y mínimas, y a la generación en base, semibase y punta del diagrama de carga.

De la simulación, de consideraciones económicas y de las restricciones tanto de tipo hidráulica como electromecánica, se llegó a la propuesta de parque de generación que se detalla:

CÓNDOR CLIFF: 6 grupos turbina/generador de FRANCIS 190 MW cada uno

LA BARRANCOSA: 5 grupos turbina/generador KAPLAN de 120 MW cada uno

Lo que da una potencia instalada de 1740 MW.

A continuación se describe cada uno de los factores intervinientes.

PROYECTO PRESA DE EMBALSE CÓNDOR CLIFF

El embalse se desarrolla a lo largo del valle fluvial, sin interesar a la planicie patagónica. El ancho de la obra de cierre es de 2780 metros y las obras complementarias tales como el vertedero, toma para la central, conducciones, descargas y central hidroeléctrica, se emplazan en la margen izquierda por encontrar condiciones geotécnicas y topográficas más favorables que en la margen opuesta y que en el valle del río.

Niveles de Embalse Seleccionados

A los efectos de satisfacer las demandas resultantes de los objetivos de generación de energía y en función de las restricciones impuestas al proyecto, se ha seleccionado una disposición de obras con las siguientes características de embalse:

Nivel de Agua Máximo de Operación Normal (NAMO)	178.90 msnm
Nivel de Agua Máximo Extraordinario (NAME)	181.66 msnm
Cota de Cresta de Vertedero con Compuertas	176.60 msnm
Cota de Cresta de Vertedero Libre	178.90 msnm

Cota de Coronamiento

La cota de coronamiento definida fue fijada por encima del Nivel Agua Máximo Extraordinario que tuvo en cuenta la revancha necesaria para soportar el oleaje generado por los fuertes vientos de la zona.

Para definir la altura total de resguardo se consideraron dos hipótesis:

1. Nivel del Embalse Máximo Extraordinario (NAME) + Altura adicional asociada al viento de 100 km/hs lo que resulta en un nivel de cresta de olas incluido el runup de 186.37 msnm.
2. Nivel del Embalse Máximo de Operación (NAMO) + Altura adicional asociada al viento de 156 km/hs. lo que resulta en un nivel de cresta de olas incluido el runup de 187.39 msnm.

Por lo tanto se adoptó como cota de coronamiento de la presa la cota 187.40, y del borde superior del muro rompeolas o parapeto aguas arriba 188.60 msnm.

Estructuras Hidráulicas de Evacuación de Caudales

Utilizando criterios habituales, se consideró que para el evento extremo de diseño se tomara el caudal correspondiente a un período de recurrencia de diez mil años. Asimismo, se consideró adecuado realizar la extrapolación estadística de la serie disponible aplicando la distribución Gumbel. Esto se hizo con la salvedad de realizar la extrapolación estadística de la tendencia de los eventos de menor recurrencia. Resulta entonces en un caudal de 4.100 m³/s y su correspondiente hidrograma extremo.

A niveles de embalse bajos para Cóndor Cliff, la singularidad que en el hidrograma del río Santa Cruz introduce la rotura periódica del Glaciar Moreno obligó a un procesamiento adicional de los caudales aforados, para separar las contribuciones aleatorias de rotura del glaciar, de los aportes regulares susceptibles de tratamiento estadístico; las manifestaciones máximas de ambas partes fueron luego recompuestas para obtener el hidrograma extremo.

En todos los casos los vertederos fueron dimensionados con la capacidad necesaria para permitir la evacuación del hidrograma extremo anual calculado para cada embalse, con margen satisfactorio de revancha en función del ciclo de los vientos, aún en el caso extremo de condiciones de seguridad susceptibles de ser adoptadas. Además se seleccionó una combinación de vertederos a descarga libre y con compuertas para garantizar que los niveles de operación del embalse no afecten al Lago Argentino.

Los vertederos entonces, estarán constituidos por dos conjuntos:

Vertederos a descarga libre: constan de dos vanos de 12 m cada uno, la cota de labio corresponde a 178,90 m que es la cota máxima de la curva media de niveles en el Lago Argentino.

Vertederos con compuertas: constan de seis vanos de 12 m cada uno, la cota de labio es 172,60 y la altura máxima extraordinaria es 181,66 m, Nivel Máximo registrado con eventos de rotura en el Lago Argentino (respetando las pautas que fija la historia de niveles).

Para la restitución al río proyecta cuenco dissipador.

Con respecto a la escala de peces, se adoptó una combinación de dos tipos de escalas, una estructura de estanques sucesivos con vertederos sumergidos hasta la cota 174.36 m.s.n.m. y luego un sistema de esclusa para salvar el desnivel desde esta cota hasta los diferentes niveles de embalse. Se consideró que esta combinación brinda la mayor eficacia posible para este caso y a la vez compatibilizaba las exigencias energéticas de los peces.

PRESA DE EMBALSE LA BARRANCOSA

El embalse se desarrolla a lo largo del valle fluvial, sin interesar a la planicie patagónica. El ancho de la obra de cierre es de 2900 metros y las obras complementarias tales como el vertedero,

descargadores de fondo, escala de peces y central hidroeléctrica, se emplazan en la margen derecha por encontrar condiciones topográficas más favorables que en la margen opuesta y que en el valle del río.

A los efectos de satisfacer las demandas resultantes de los objetivos de generación de energía y en función de las restricciones impuestas al proyecto, se ha considerado para el diseño de las obras un Nivel de Agua Máximo de Operación Normal (NAMO) de 112.20 msnm y un Nivel de Agua Máximo Extraordinario (NAME) de 112.20 msnm. La cota de Cresta de Vertedero con Compuertas se encuentra a cota 130.70 msnm.

Cota de Coronamiento

La cota de coronamiento, fue fijada por encima del Nivel Agua Máximo Extraordinario en un valor que tuvo en cuenta la revancha necesaria para soportar el oleaje generado por los fuertes vientos de la zona.

Para definir la altura total de resguardo se consideraron dos hipótesis:

1. Nivel del Embalse Máximo Extraordinario (NAME) + Altura adicional asociada al viento de 100 km/hs lo que resulta en un nivel de cresta de olas incluido el run-up de 117,18 msnm.
2. Nivel del Embalse Máximo de Operación (NAMO) + Altura adicional asociada al viento de 156 km/hs. lo que resulta en un nivel de cresta de olas incluido el run-up de 118,28 msnm.

Por lo tanto se adoptó como cota de coronamiento de la presa la cota 118,50, y del borde superior del muro rompeolas o parapeto aguas arriba 119,70 m.

El coronamiento de presa tiene un ancho de 12 metros, con una calzada pavimentada de 7,30 m, con vereda de hormigón de 2,00 m hacia agua arriba actuando el muro rompeolas como baranda.

Vertederos y Escala de Peces

La Barrancosa recibe como hidrograma extremo el correspondiente a la evacuación del hidrograma extremo entrante en Cóndor Cliff.

El vertedero estará constituido por vertederos con compuertas: consta de siete vanos de 12 metros cada uno. La cota de labio es 103,70 m y la altura máxima extraordinaria compatible con las condiciones topográficas de la cerrada es 112,20 m.

Para la restitución al río se proyecta cuenco disipador, cuya función es amortiguar la energía residual de la corriente para minimizar su poder erosivo.

Para la escala de peces de la Barrancosa, se adoptó también una combinación de dos tipos de escalas, una estructura de estanques sucesivos con vertederos sumergidos hasta la cota 105,70

m.s.n.m. y luego un sistema de esclusas para salvar el desnivel desde esta cota hasta los diferentes niveles de embalse.

Se consideró que esta combinación brinda la mayor eficacia posible para este caso y a la vez compatibilizaba las exigencias energéticas de los peces.

RESULTADOS

Los grandes aprovechamientos hidroeléctricos tienen la particularidad de proveer energías renovables limpias, lo que los convierte en obras particularmente atractivas a la hora de aportar a las necesidades energéticas de un país en desarrollo.

Sin embargo, estas grandes obras pueden involucrar impactos ambientales importantes sobre el medio ambiente y el ecosistema en que están inmersas. Un buen diseño involucra tomar las medidas necesarias para evitar o disminuir el impacto posible causado por estas obras.

En este artículo se presenta un ejemplo donde, para el diseño de un sistema de aprovechamiento hidroeléctrico, se establecieron consideraciones de tipo ambiental que determinaron modificaciones importantes en aspectos de diseño y manejo de las obras que fueran ante proyectadas en tiempos donde el paradigma era otro.

El proyecto Cóndor Cliff – La Barrancosa necesitó cambios en lo referente al manejo de las especies migratorias y otros vinculados con la etapa de construcción que garantizaran parámetros ambientales que hoy son considerados como mínimos aceptables.

Los criterios básicos para el diseño actualizado se derivaron de las condiciones naturales dominantes, premisas constructivas y operativas, necesidad de aprovechar el recurso hidroeléctrico (paradigma preexistente) y las fuertes restricciones ambientales para un desarrollo sustentable que enmarcan la zona de ubicación de las obras (nuevo paradigma).

En este nuevo paradigma aparecieron conceptos como caudales ecológicos, migración de especies, operación sustentable, etc., que llevaron a modificaciones tanto en el proyecto como en la operación prevista.

Recordemos, finalmente, que siempre se usaron fuentes renovables de energía; fueron las no renovables las que nacieron más recientemente.

En Argentina, la energía hidráulica se desarrolló desde un comienzo en la construcción de tajamares para conducir el agua a molinos y batanes. En Córdoba, alimentaron a las Estancias que sustentaron el proyecto jesuítico que dio origen a su añeja y prestigiosa Universidad. El molino de viento fue elemento clave para la conquista de nuestras pampas que no tienen un desarrollo importante de su hidrografía superficial pero sí tienen agua subterránea. Argentina no tuvo mayormente carbón mineral, aunque sí bosques para leña y carbón vegetal. Volver al rumbo perdido de las energías renovables es la consigna para la ingeniería de hoy.

REFERENCIAS

- *Balance Energético Nacional (2005) – Secretaría de Energía de la Nación.*
- *Boletín Energético CNEA, 2do Semestre (2005) - Año 7 N° 16.*
- *Consejo Federal de Inversiones (1962) – Recursos Hidráulicos Superficiales Serie Evaluación de los Recursos Naturales de la Argentina. Volumen I. Buenos Aires. Argentina*
- *IECI (Consortio INCONAS – ESIN- CONETEC- IATASA) (1978). - Estudio del Río Santa Cruz en Relación con su Aprovechamiento Hidroeléctrico Integral. Volumen I. Informe General. Buenos Aires. Argentina.*
- *Instituto Nacional del Agua, Laboratorio de Hidráulica (2005). Proyecto de Cierre de la Bahía Redonda, en Lago Argentino, El Calafate, Provincia de Santa Cruz. Informe de Avance I. El Calafate, Provincia de Santa Cruz. Argentina.*
- *International Energy Agency (IEA).(2007). Renewable in Global Energy Supply IEA 2004. Fact Sheet. IEA Publications. Paris, France.*
- *Lara, Albina; Bergman, Luis (2006). Evaluación Expeditiva de Aprovechamientos Hidroeléctricos Resumen Ejecutivo. Resumen Ejecutivo. Secretaría de Energía Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.*
- *Reyna, S.; Reyna, T.; Fulginiti, F.; Lábaque, M.; Gióvine, L.; Toselli, L. (2010). Sistema Cóndor Cliff – La Barrancosa: Diseño De Presas y Operación de Embalses Ajustados por Condicionantes Ambientales. VI Congreso Argentino de Presas y Aprovechamientos Hidroeléctricos. Neuquén (Neuquén).*
- *Reyna,S.; Reyna, T.; Fulginiti ,F.; Lábaque, M.; Toselli, L.; Gióvine, L.(2011). Cóndor Cliff – La Barrancosa Hydroelectrical Project: Dam Design And Reservoirs Operation Adjusted By Environmental Constraints. ICOLD’s 79th annual meeting. Lucerne, Switzerland.*
- *Toselli, L.; Plencovich, G.; Ifran, D.; Gióvine, L. (2010) Descripción de las Estructuras de Las Presas Cóndor Cliff y La Barrancosa. VI Congreso Argentino de Presas y Aprovechamientos Hidroeléctricos. Neuquén (Neuquén).*

SESIÓN 15

ARGENTINEAN ENERGY MATRIX, A FUTURE VISION TO 2050

Noelia Denisse Chimale & Gustavo Fabian Acosta

Oil & Gas Institute, School of Engineering, University of Buenos Aires (UBA),

nchimale@yahoo.com.ar & acostagustavofabian@gmail.com

Abstract - *Developing countries have serious challenges to tackle in order to grow their economies to achieve the quality of life our population deserves. Argentina's situation is not different and with energy as the key element to this development, efficiency and sustainability are foundational factors to accomplish the country's targets. Responsibility and care for the legacy to future generations are mandatory. Therefore, this change will only be possible, if we can transform our behavior regarding the consumption of fossil fuels. In this paper, we present a proposal of what can be accomplished when the path is set looking into the future.*

INTRODUCTION

South America, led by Brazil, is one of the regions with the greatest growth expectations in the coming years. As we know, energy matrices of Southamerican countries are dependent on fossil fuels. Argentina will have to face new challenges in the energy sector in order to develop, and also take a gradually path to energy matrix diversification. These energy challenges will cause a more efficient use of energy with better control and CO2 emissions reduction.

METHODOLOGY

In this paper we evaluate energy demand estimation, considering population growth, gross domestic product and energy intensity. We analyze all these variables and estimate energy demand, taking into account also the IPCC report (Intergovernmental Panel on Climate Change). Based on this analysis, we present a proposal to change our energy matrix.

For the purpose of this assessment, we present two scenarios of how the domestic energy situation could evolve in the future, based on the “IPCC SPECIAL REPORT - EMISSIONS SCENARIOS”. This report presents four scenarios, shown in Chart 1, which take into account an extensive assessment of driving forces such as demographic, social and economic, and broad technological developments. In this paper, we will consider only scenarios A1 and A2 as being of opposite nature.

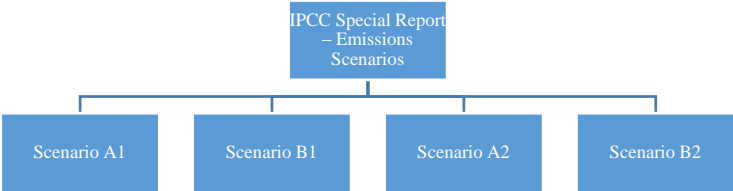


Chart 1: Growth scenarios. Source: EMISSIONS SCENARIOS, a Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2000^[1].

- The A1 storyline and scenario family describes a future world of very rapid economic growth, global population that peaks in mid-century and declines thereafter, and the rapid introduction of new and more efficient technologies. Major underlying themes are convergence among regions, capacity building, and increased cultural and social interactions, with a substantial reduction in regional differences in per capita income [1].

- The A2 storyline and scenario family describes a very heterogeneous world. The underlying theme is self-reliance and preservation of local identities. Fertility patterns across regions converge very slowly, which results in continuously increasing global population. Economic development is primarily regionally oriented and per capita economic growth and technological change are more fragmented and slower than in other storylines ^[1].

DEVELOPMENT

Argentina portrays extensive use of fossil fuels. Natural gas is consumed by most of residential customers and on gas-fired plants for power generation. Oil is consumed for fuels, petrochemical, and in a minor proportion to exports and power generation.

Chart 2 shows in detail the Argentina's energy matrix, as stated by the local Secretary of Energy.

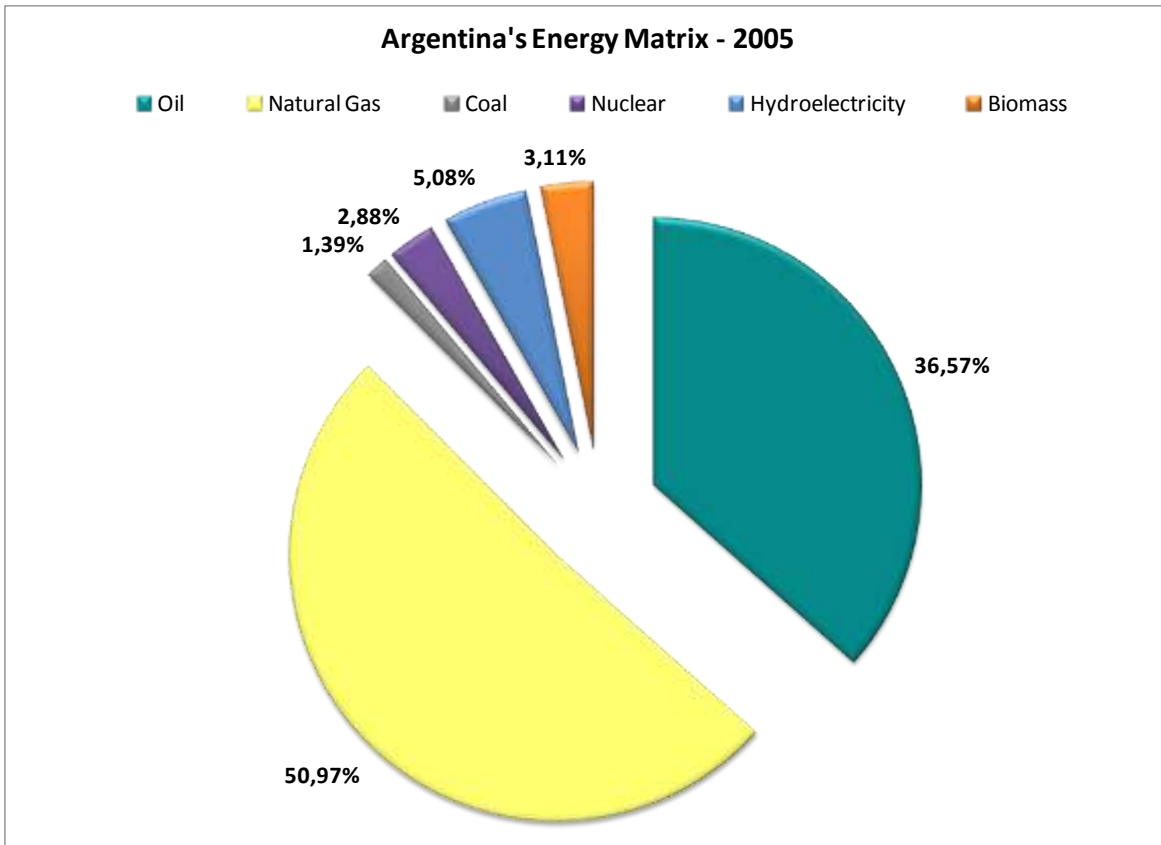


Chart 2: Argentina's Energy matrix by 2005. Source: National Energy Balance – Secretary of Energy, Argentina. October 2008 ^[2]

The majority of the energy demand in Argentina is covered by fossil fuels ^[2], which translates into CO₂ emissions. Despite the fact that there are no official reports on CO₂ emissions by local agencies, it is feasible to estimate that the power generation sector accounts for approximately 122,991 kt CO₂.

These estimations are based on comparable power generation plants in other regions and can be divided by source as shown in Table 1:

Energy source	Energy demand [million kWh] ^[2]	CO ₂ emissions capability [ktCO ₂ /million kWh] ^[3]	CO ₂ emissions [kt CO ₂]
Oil	37,773	0.8809	33,274
Natural Gas	121,954	0.5976	72,874
Coal	11,677	0.9553	11,155
Biomass	9,099	0.6252	5,688
Total	171,403		122,991

Table 1: CO₂ emissions per fuel type estimation in Argentina.

a. Energy demand estimation

Energy supplies for the period 2010 - 2050 can be estimated based on population growth, GDP per capita and energy intensity projections.

$$\text{Energy demand (a)} = \text{Population (b)} \times \text{GDP (c)} \times \text{Energy Intensity (d)}$$

(a): Energy demand, expressed in EJ (exaJoule 10¹⁸ J)

(b): Population, expressed in million capita

(c): Gross domestic product per capita, expressed in 10³ 1993 USD per capita

(d): Energy intensity, expressed in MJ/1993 USD

As a result, each variable is projected in line with the following estimations.

b. Population

Based on IPCC estimations, Argentina’s population is expected to grow as Chart 3 represents:

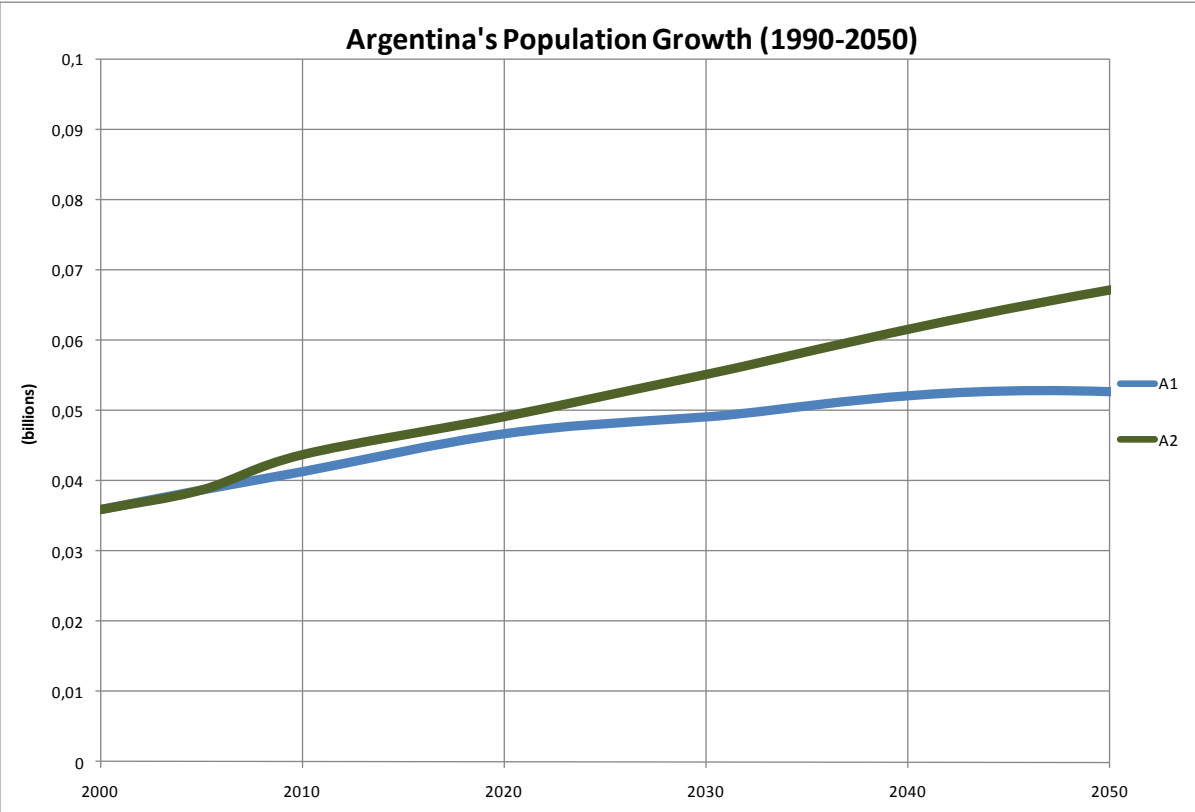


Chart 3: Argentina’s Population growth estimate. Source: EMISSIONS SCENARIOS, a Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2000 [1].

c. Gross domestic product per capita

Chart 4 represents the gross domestic product evolution to 2050:

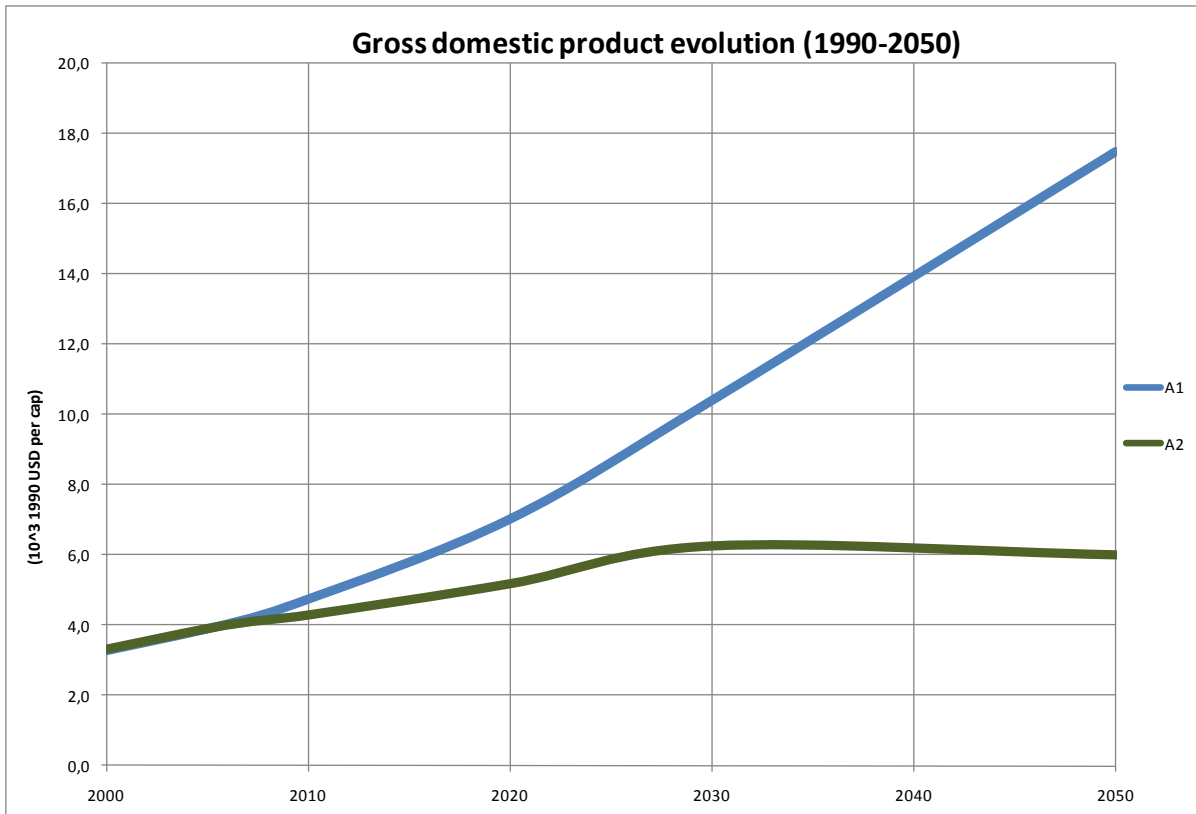


Chart 4: Argentina’s Gross domestic product per capita estimation expressed in 10^3 1990 USD per cap. Source: EMISSIONS SCENARIOS, a Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2000 ^[1].

c. Energy intensity

The variable that represents the relation between energy utilization and economic growth is energy intensity.

Energy consumption is calculated as the difference between primary energy domestic supply and secondary energy commercial balance. Economic development equals the gross domestic product. That is to say the quantity of energy needed per product.

Although energy is essential to economic and social development, its process of generation, transmission and consumption creates an impact in the environment. Air pollution and green-house gases emissions are two of the most significant. Using energy efficiently so that the consumption of energy reduces per product is vital to sustainable economic growth.

Chart 5 represents energy intensity progress in the coming 40 years.

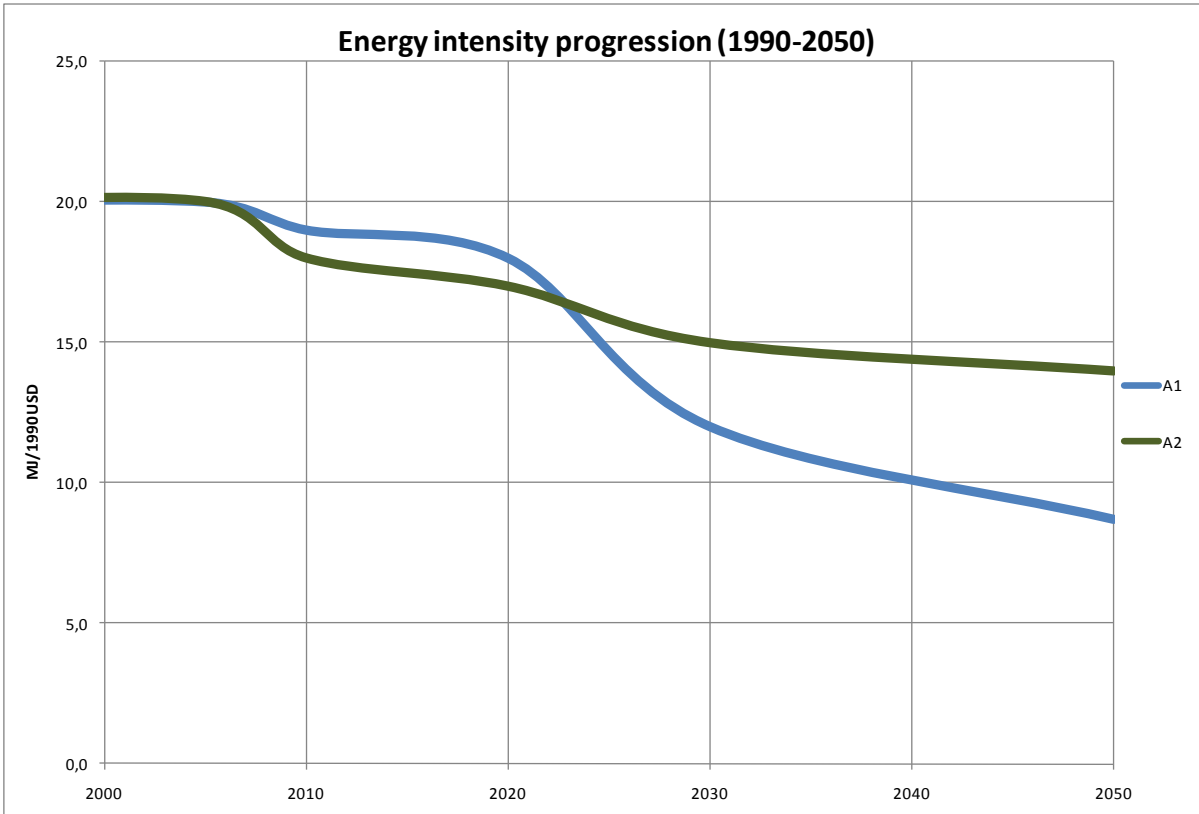


Chart 5: Argentina’s energy intensity 1990 to 2050, expressed in MJ/1990 USD, Source: EMISSIONS SCENARIOS, a Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2000 [1].

In Chart 6 these two later variables are depicted to show the way they are inter-related.

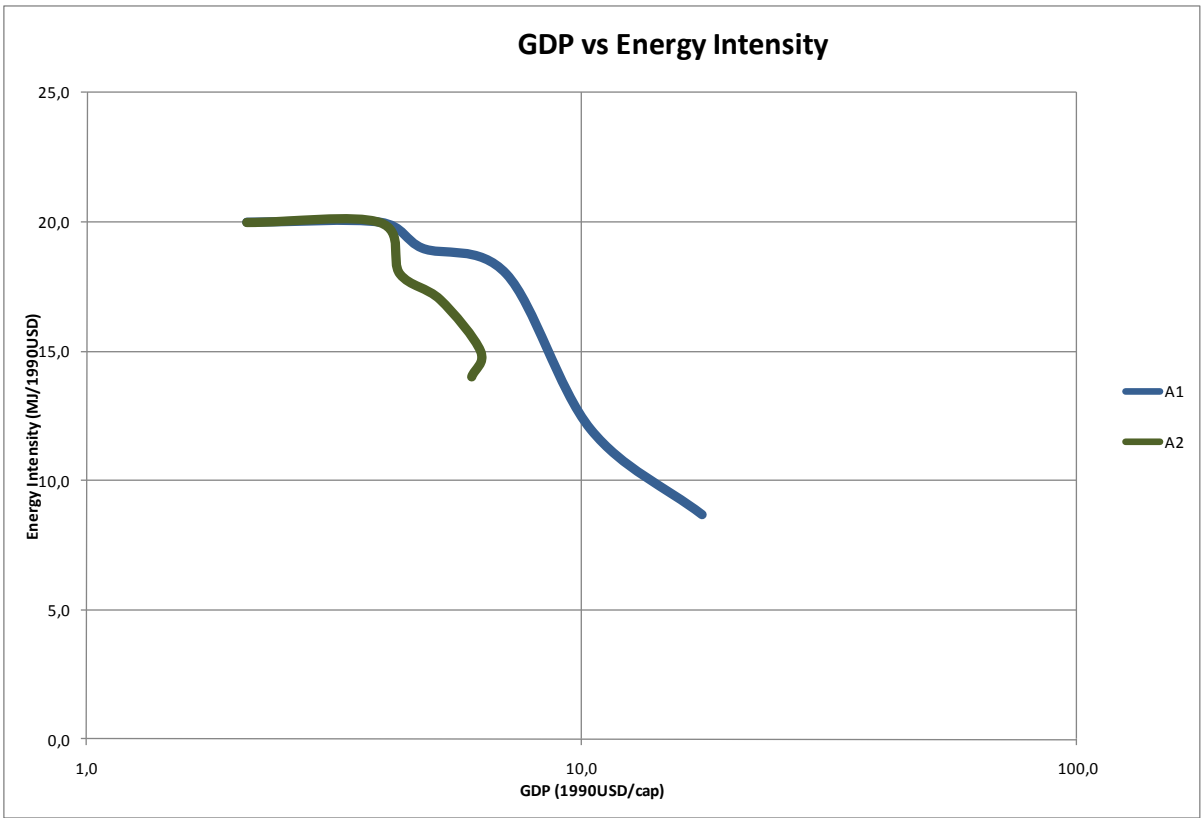


Chart 6: Energy intensity according to GDP, applicable to Argentina, following Latinamerican trend in IPCC Emissions report

Consequently, energy demand is calculated for each year as shown in Table 2 and Chart 7:

Scenario	2005	2010	2020	2030	2050
A1	3,0	3,7	5,9	6,1	8,0
A2	3,0	3,4	4,3	5,2	5,6

Table 2: Argentina’s energy demand, expressed in EJ.

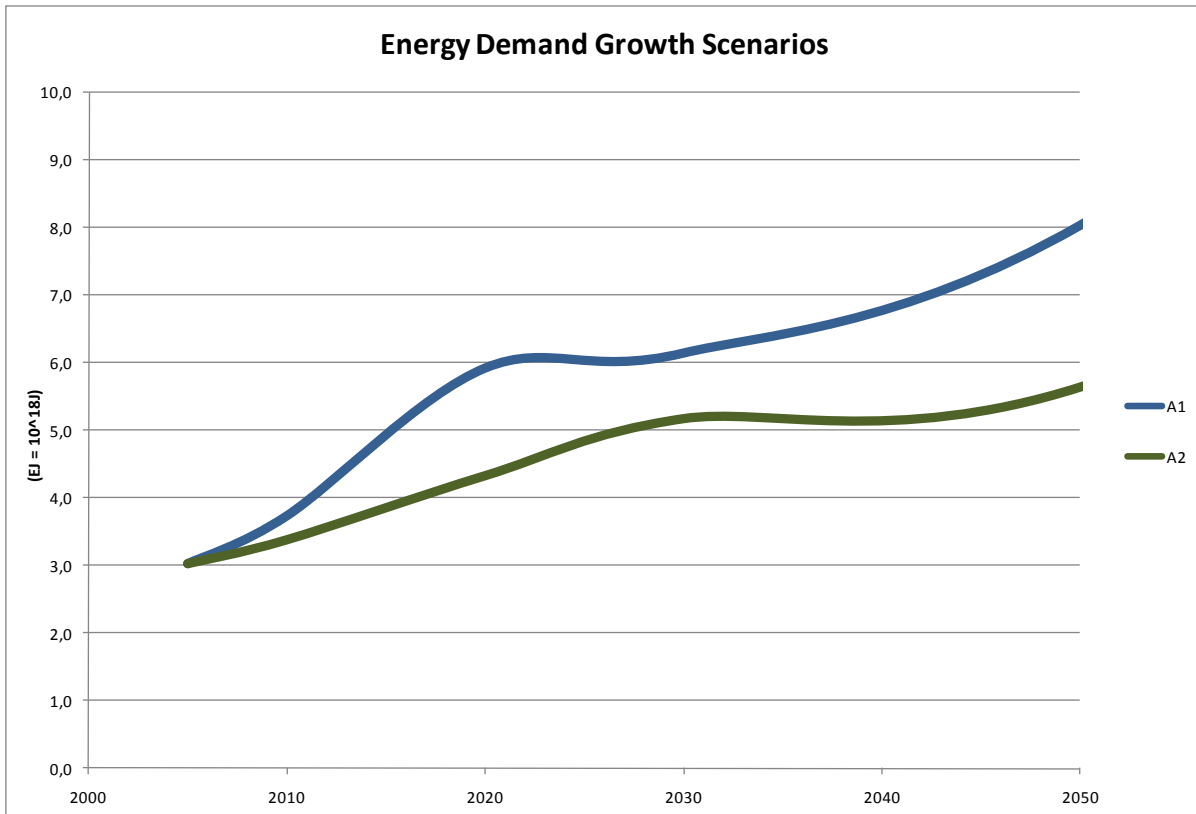


Chart 7: Argentina's energy demand estimation 2005 to 2050.

This energy demand will need to be faced in a sustainable manner that guarantees sustained growth. In the following section, global policies and trends on green-house gases, especially CO₂, are discussed as a base to propose a safe path to an environmentally conscious future.

d. Energy matrix transformation strategy 2010-2050

For the past two decades, Argentina’s energy demand has risen continuously without decreasing its fossil fuels consumption or optimizing considerably energy efficiency of generation plants and industry infrastructure.

This trend should undertake a staged but severe conversion if economic sustainability and reversal of climate change are expected.

The proposal of this paper follows the recommendation of the German Advisory Council on Global Change to move from fossil-intensive economies to renewable and environmentally conscious development ^[4]. The global energy matrix proposed there is shown in Chart 8.

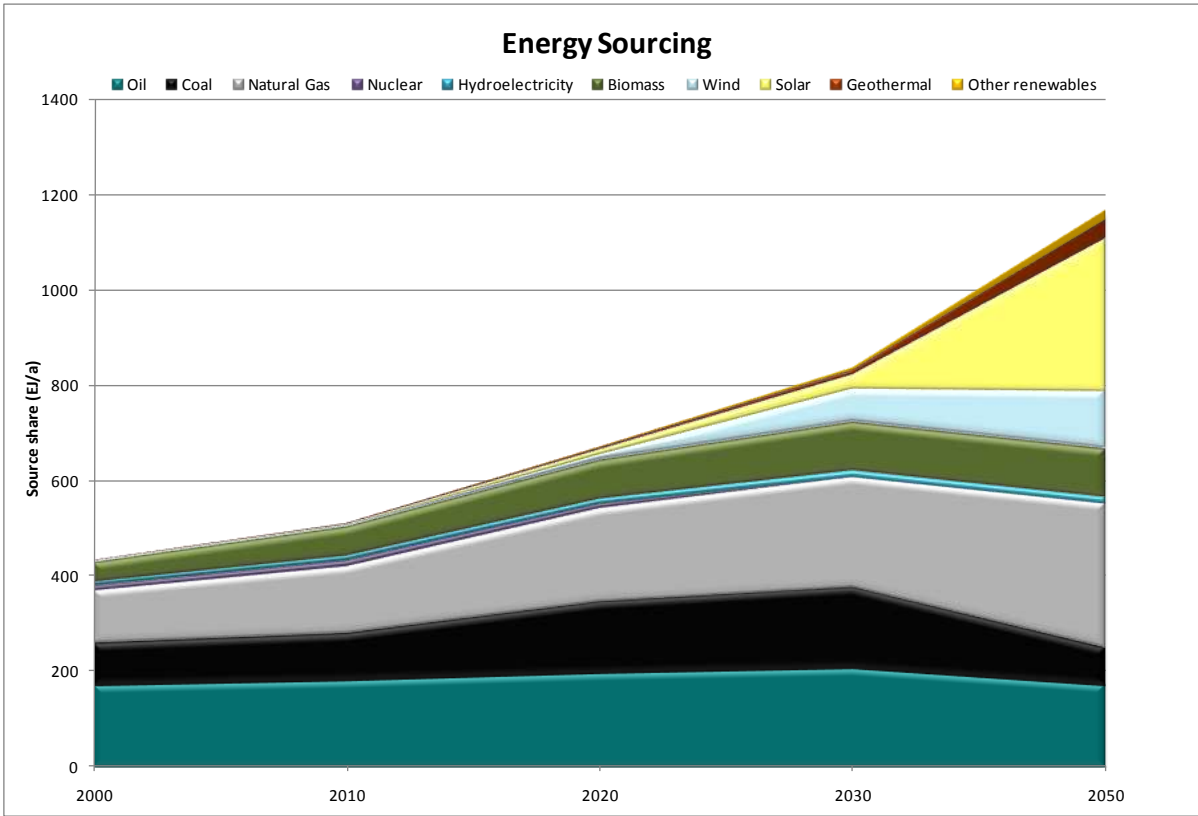


Chart 8: Global energy mix from 2000 to 2050. Source: German Advisory Council on Global Change WBGU Berlin 2003 www.wbgu.de

In Charts 9 and 10 we delineate the approach to the new energy matrix considering all sources of energy, renewables and non-renewables.

At the present time, even though Argentina is not greatly dependent on coal or biomass, the matrix is still based more that 80% in fossil fuels.

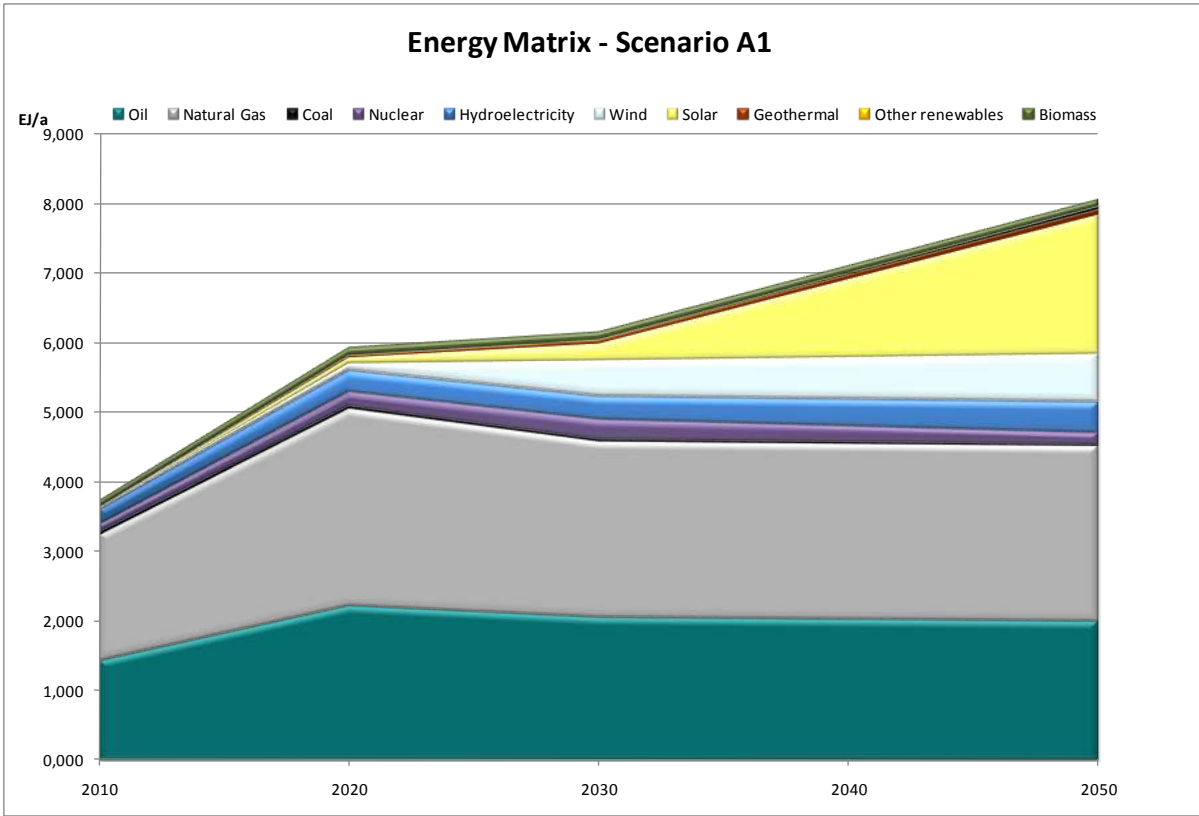


Chart 9: Argentina's energy matrix from 2000 to 2050 for Scenario A1, expressed in EJ/annum

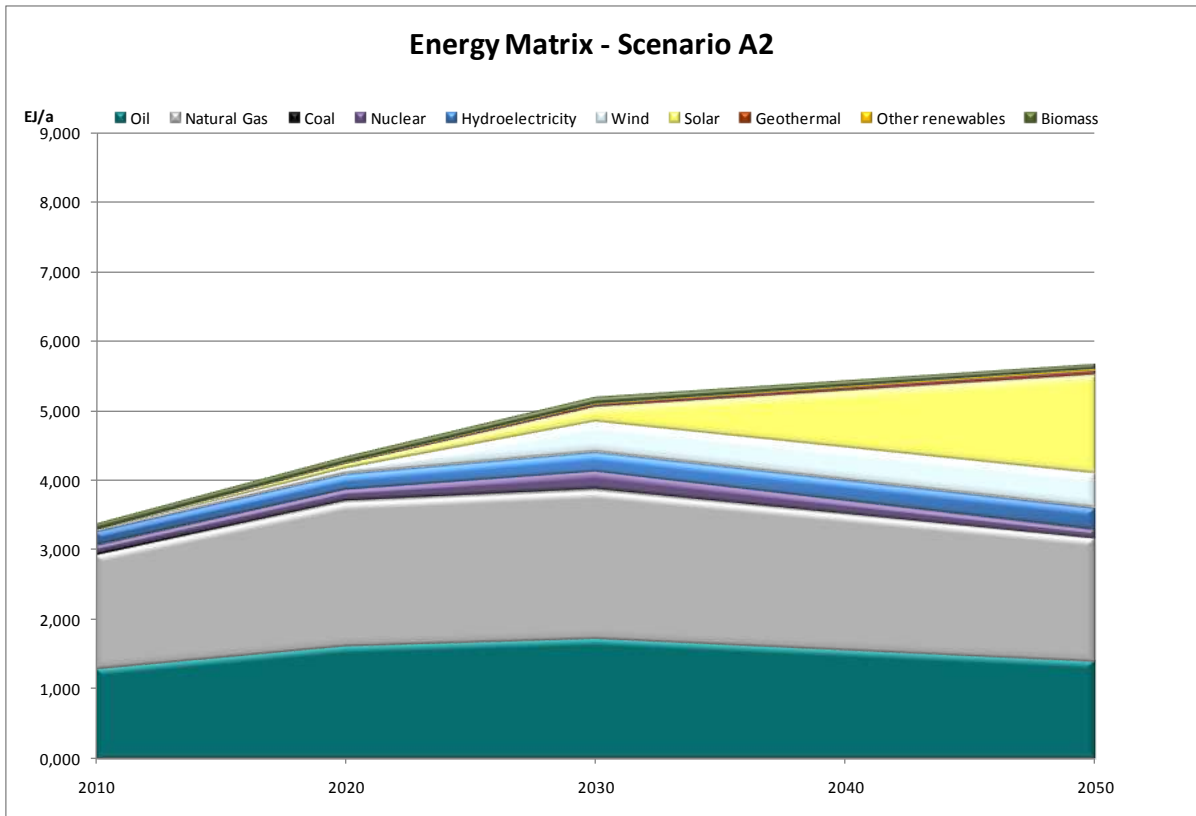


Chart 10: Argentina's energy matrix from 2000 to 2050 for Scenario A2, expressed in EJ/annum

Reconstructing decade by decade, it is possible to say that the path to pursue energy sourcing transformation should be as Tables 3 and 4 show:

<i>Energy source</i>	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>2030</i>	<i>2050</i>
Total	3,739	5,927	6,148	8,039
Oil	1,429	2,216	2,051	1,994
Natural Gas	1,806	2,822	2,519	2,511
Coal	0,042	0,035	0,029	0,021
Nuclear	0,125	0,213	0,294	0,176

Hydroelectricity	0,218	0,306	0,331	0,442
Wind	0,007	0,106	0,515	0,690
Solar	0,007	0,089	0,247	2,001
Geothermal	0,001	0,018	0,037	0,069
Other renewables	0,000	0,004	0,011	0,034
Biomass	0,103	0,118	0,114	0,102

Table 3: Argentina's energy demand per energy source from 2000 to 2050 for Scenario A1, expressed in EJ

<i>Energy source</i>	<i>2010</i>	<i>2020</i>	<i>2030</i>	<i>2050</i>
Total	3,384	4,333	5,178	5,645
Oil	1,293	1,620	1,727	1,400
Natural Gas	1,635	2,063	2,121	1,763
Coal	0,038	0,026	0,025	0,015
Nuclear	0,113	0,156	0,248	0,124
Hydroelectricity	0,198	0,224	0,279	0,310
Wind	0,007	0,078	0,434	0,484
Solar	0,007	0,065	0,208	1,405
Geothermal	0,001	0,013	0,031	0,048
Other renewables	0,000	0,003	0,009	0,024
Biomass	0,093	0,086	0,096	0,071

Table 4: Argentina's energy demand per energy source from 2000 to 2050 for Scenario A2, expressed in EJ

Both scenarios are projected with the same energy matrix, which in relative terms would be represented in Chart 11 and Table 5:

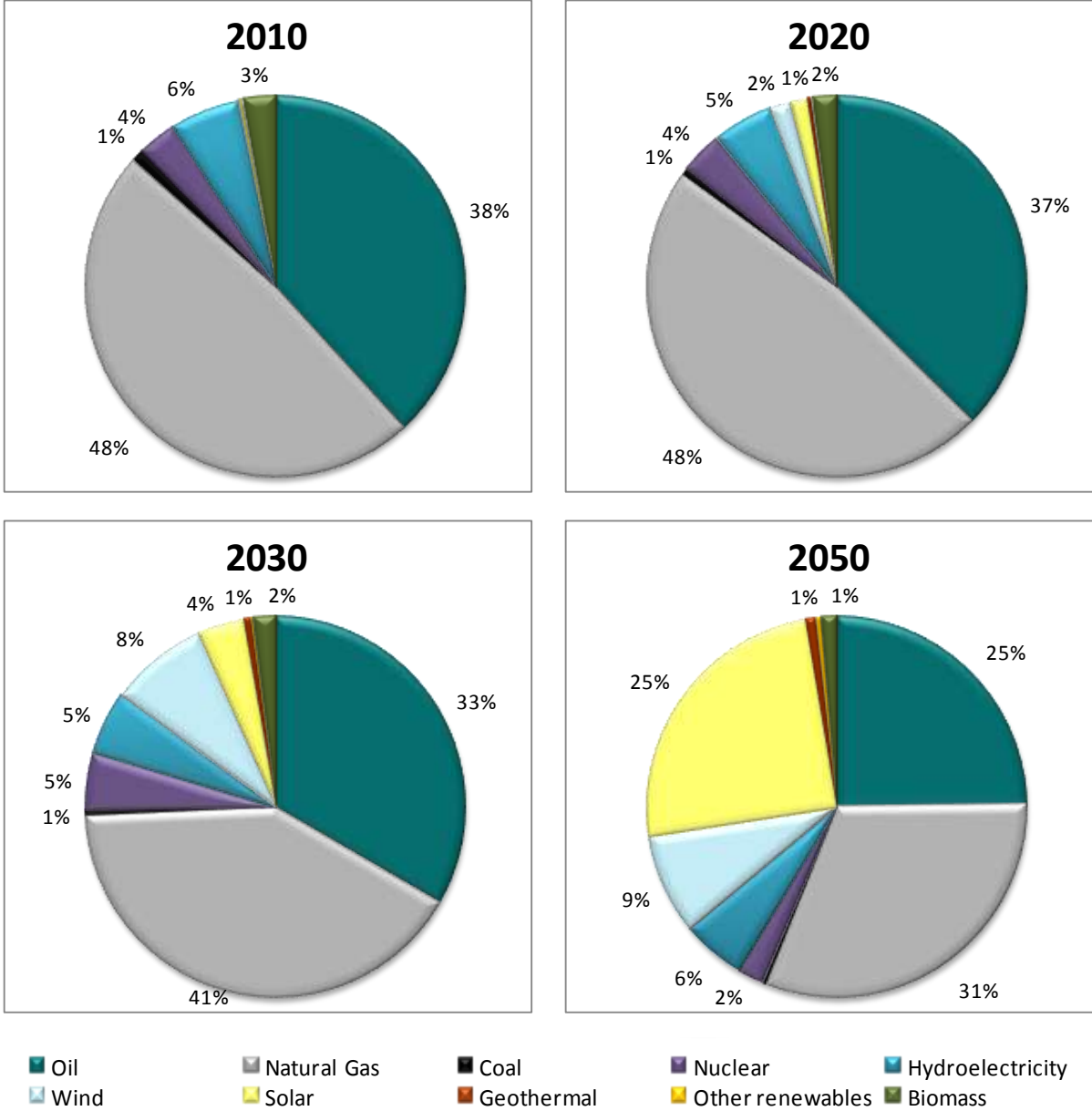


Chart 11: Argentina’s energy matrix for 2010, 2020, 2030 and 2050.

Energy source	2010	2020	2030	2050
---------------	------	------	------	------

Oil	38,21%	37,38%	33,35%	24,80%
Natural Gas	48,32%	47,62%	40,96%	31,24%
Coal	1,13%	0,60%	0,48%	0,26%
Nuclear	3,33%	3,59%	4,79%	2,19%
Hydroelectricity	5,84%	5,16%	5,39%	5,49%
Wind	0,20%	1,79%	8,38%	8,58%
Solar	0,20%	1,50%	4,01%	24,89%
Geothermal	0,04%	0,30%	0,60%	0,86%
Other renewables	0,00%	0,07%	0,18%	0,43%
Biomass	2,74%	1,99%	1,86%	1,27%

Table 5: Argentina's energy matrix from 2010 to 2050

There are several projects to be carried out in order to implement this change in energy matrix:

1. During the first stage, it is mandatory to update existing power plants to make them more efficient and less pollutant.
2. On the second stage, CCS technology should be adopted to minimize CO₂ emissions, and minimize costs.
3. Finally, both wind and solar power plants will have to be built, centering on wind energy in the short and medium term being this technology more advanced and economically feasible than solar energy. However, strong emphasis should be put in the research and piloting of solar generation technology to overcome current challenges in the near future.

Additionally, it is necessary that upstream operators implement CCS technology in their producing fields to prevent CO₂ emissions from the beginning of the exploration and production value chain.

RESULTS

This transformation presents a gap in power capacity to be installed in order to support energy demand in the years to come. Chart 12 represents the power gap necessary to install or decommission to comply with both scenarios A1 or A2 for each energy source.

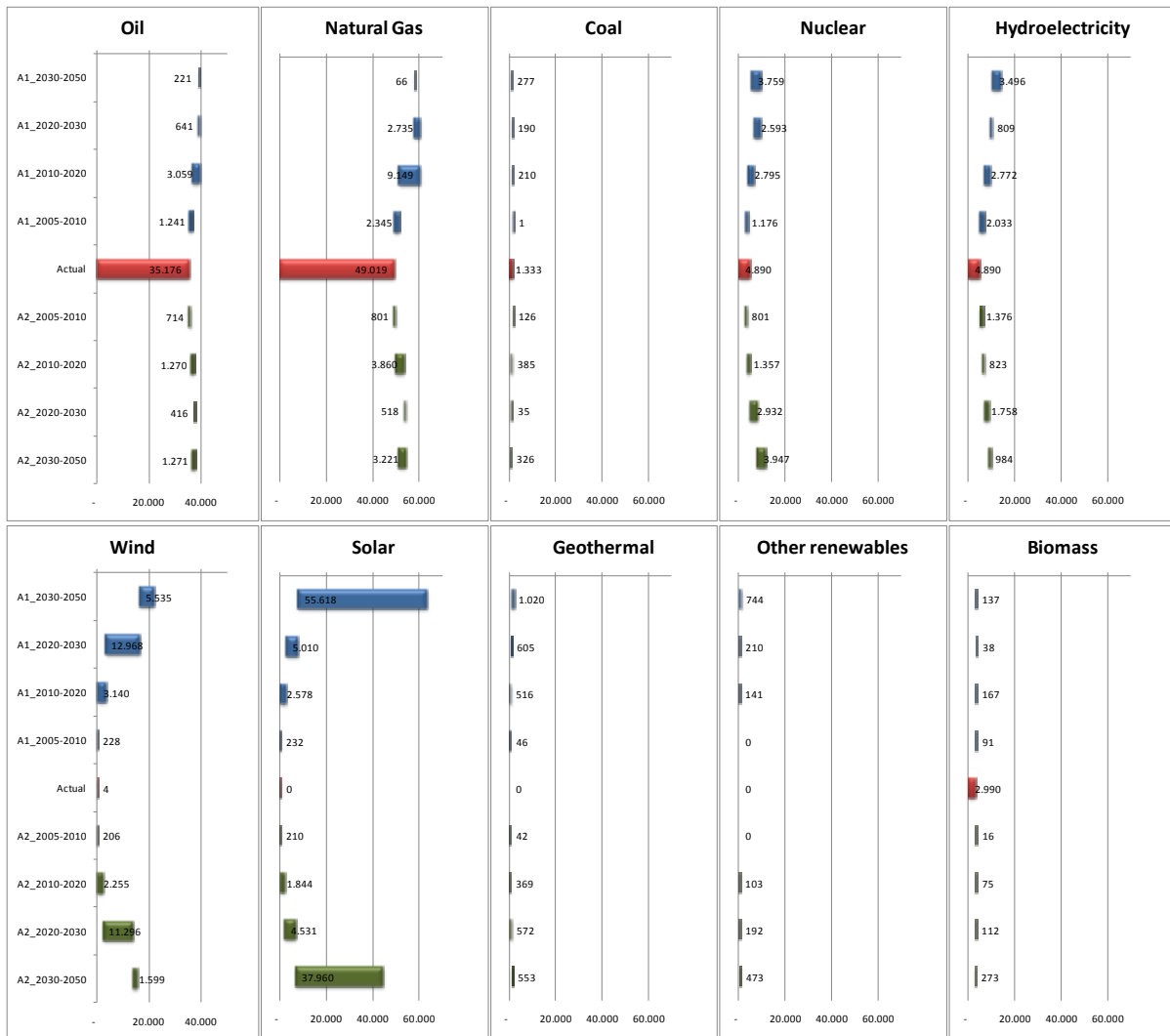


Chart 12: Power capacity gap needed or in excess for periods from 2010 to 2050 for Scenario A1 and A2, expressed in MW

This estimation shows that different power generation plants will need to be built using diverse energy sourcing. The following plan appraises each period of time individually.

a. From 2010 to 2020

During this period, the preponderance of fossil fuels over other sources of energy will continue and more thermal power plants will be needed. Nonetheless, it is mandatory to put a strong emphasis into nuclear and hydro-electrical plants in order to reduce CO₂ emissions.

In addition, pilot plants based on wind, solar power and other renewable sources should be implemented to research and develop technology feasibility for the future.

On the whole, the following infrastructure is proposed:

Energy source	Power capacity	
	Scenario A1	Scenario A2
Oil	5 Combined Cycle plants of 600 MW	3 Combined Cycle plants of 420 MW
Gas	12 Combined Cycle plants of 600 MW 10 Gas Turbines plants of 200 MW	4 Combined Cycle plants of 600 MW 8 Gas Turbines plants of 200 MW
Nuclear	4 Nuclear power plants of 550 MW	3 Nuclear power plants of 400 MW
Hydroelectricity	2 Hydro-electrical power plant of 800 MW 4 Hydro-electrical power plants of 300 MW	1 Hydro-electrical power plant of 600 MW 1 Hydro-electrical power plants of 300 MW
Wind	30 Wind farms of 100 MW	25 Wind farms of 90 MW
Solar	30 Solar farms of 90 MW	25 Solar farms of 75 MW
Geothermal	5 Power plants of 20 MW	2 Power plants of 75 MW

Other renewables	3 Power plants of 50 MW	2 Power plants of 50 MW
Biomass	2 Power plants of 90 MW	
Total Additional generation capacity of	23,330 MW	11,735 MW

b. From 2020 to 2030

During this period, even though fossil fuels will continue to rise above other sources of energy; there will be a decrease in the share of these natural resources. In fact, no additional power generation plants are expected in this period.

On the other hand, it will be mandatory to keep the tendency in nuclear and hydro-electrical plants as cleaner primary sources of energy. Moreover wind and solar power plants should be built to cover up for increasing demand.

Additionally, more effort will be needed in the research and development of power generation based on geothermal and other renewable sources available.

On the whole, the following infrastructure is proposed:

Energy source	Power capacity	
	Scenario A1	Scenario A2
Nuclear	5 Nuclear power plants of 520 MW	6 Nuclear power plants of 500 MW
Hydroelectricity	2 Hydro-electrical power plants of 400 MW	4 Hydro-electrical power plant of 450 MW
Wind	25 Wind farms of 400 MW 15 Wind farms of 200 MW	25 Wind farms of 400 MW 7 Wind farms of 200 MW
Solar	10 Solar farms of 500 MW	10 Solar farms of 450 MW

Geothermal	5 Power plants of 120 MW	4 Power plants of 150 MW
Other renewables	2 Power plants of 100 MW	2 Power plants of 100 MW
Biomass		2 Power plants of 50 MW
Total Additional generation capacity of	22,200 MW	21,600 MW

c. From 2030 to 2050

During these two decades, there will be a significant change of the tendency in the use of fossil fuels, which demand will be reduced to slightly over 50% in total. This will result in the shut-down of several thermal power plants of a total capacity of almost 5,550 MW.

Nuclear power generation will continue to grow but at a more moderate pace, along with hydroelectrical plant.

In contrast, other renewables, such as wind and solar will show a remarkable increase, extending their capacities in 21,165 and 28,177 MW correspondingly.

On the whole, the following infrastructure is proposed:

Energy source	Power capacity	
	Scenario A1	Scenario A2
Hydroelectricity	6 Hydro-electrical power plants of 600 MW	2 Hydro-electrical power plant of 500 MW
Wind	10 Wind farms of 400 MW 8 Wind farms of 200 MW	4 Wind farms of 400 MW

Solar	40 Solar farms of 750 MW 50 Solar farms of 500 MW	30 Solar farms of 750 MW 30 Solar farms of 500 MW
Geothermal	5 Power plants of 200 MW	3 Power plants of 200 MW
Other renewables	5 Power plants of 150 MW	3 Power plants of 150 MW
Biomass		
Total Additional generation capacity of	65,950 MW	41,150 MW

As a result of transitioning from a fossil fuel-based economy to one relying on renewable sources of energy, it is possible to imply that CO₂ emissions should be drastically reduced according to the pattern shown in Chart 13:

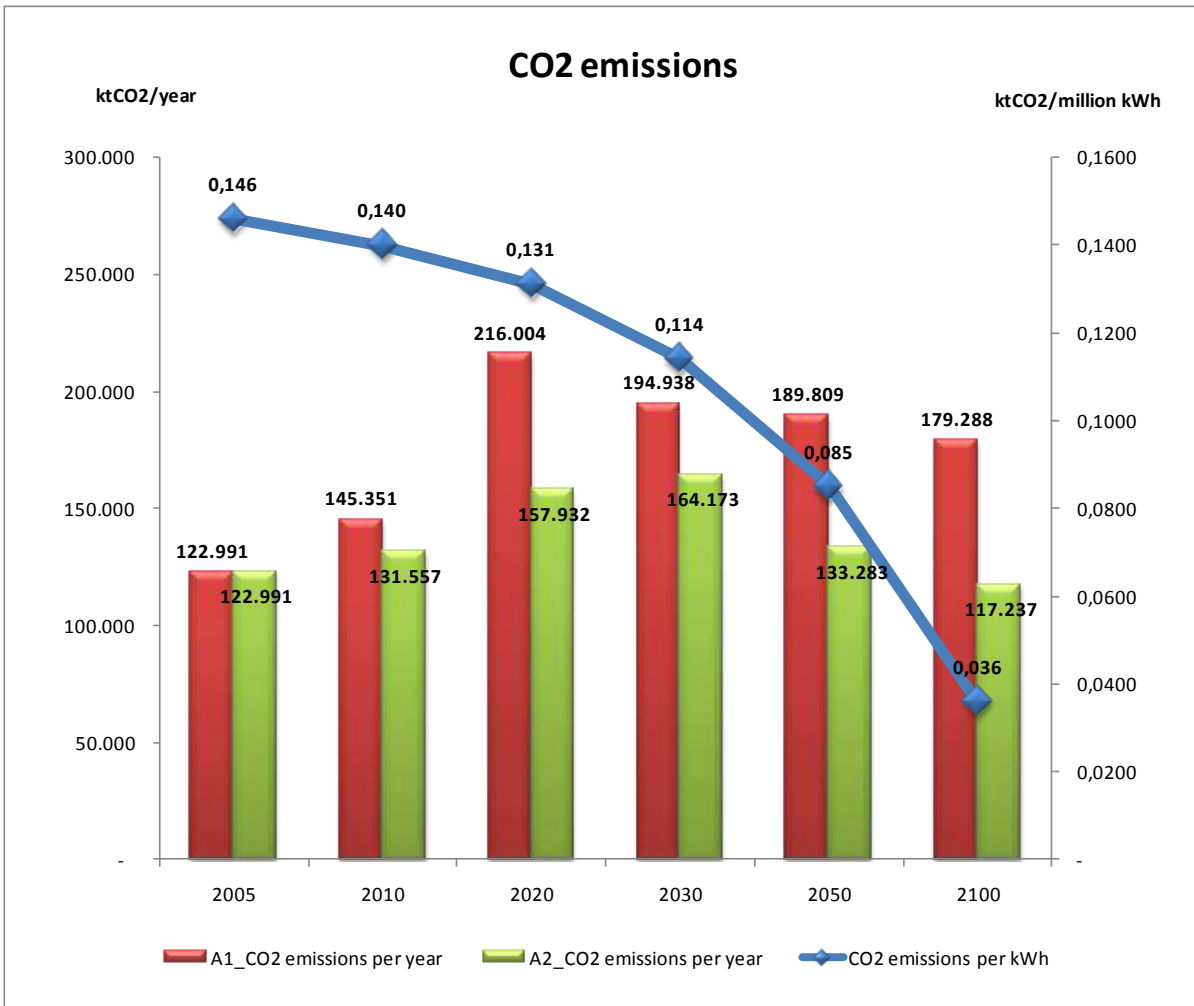


Chart 13: CO₂ emissions

CONCLUSIONS

One of the first findings of this paper is that there will be a strong increase of energy demand in Argentina in the years to come. Continuing with the present energy matrix is not likely to be practicable considering non-renewable resources scarcity, climate change and international environmental regulations. Under these circumstances, a transformation of the current energy matrix is crucial to assure sustainable social and economic development.

The call for new investments in the power generation sector alone will be remarkable. Therefore, a careful and suitable evaluation should be carried out to guarantee the technical and economic feasibility of these infrastructure projects.

This change will be enabled by the attainment of the following actions:

- Social and governmental acknowledgement of the current situation and the needs to come in the near future.
- Review of the current infrastructure of Oil & Gas production, transmission and distribution lines; electric power generation, transmission and distribution, considering all primary sources of energy – nuclear, hydroelectrical and thermal
- Creation and follow-up of a 5-year energy plan for the short term, considering capital investment, resources and financial issues to create a solid portfolio of projects to be executed during this time frame.
- Development of a medium-term plan for the next 20 years, and a long-term plan for the next 40 years containing a set of strategic objectives, which should be followed-up and updated regularly according to economic and political context.
- Research and development of technologies to: improve efficiency in the existing and future power generation facilities, such as CCS; and other innovative technologies, such as wind and solar energy. All these technologies would facilitate a more sustainable energy supply system, which could be consolidated into a Center of Excellence, where new developments could be shared with other research organizations in the world.
- Effective communication to make people aware of the new reality to come, and all necessary steps to accomplish this strategic energy plan.
- Establish new and improve academic offer available to professionals to be educated and trained in both achieving the development of renewable sources of energy and using fossil fuels more efficiently.

ACKNOWLEDGMENTS

We are pleased to thank the effort of the Oil & Gas Institute of the University of Buenos Aires (IGP-UBA), and its faculty members, in encouraging our minds to think ahead and create this paper.

REFERENCES

- [1] EMISSIONS SCENARIOS, a Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2000. Based on a draft prepared by: Nebojs̃a Nakic´enovic´, Ogunlade Davidson, Gerald Davis, Arnulf Gr̃ubler, Tom Kram, Emilio Lebre La Rovere, Bert Metz, Tsuneyuki Morita, William Pepper, Hugh Pitcher, Alexei Sankovski, Priyadarshi Shukla, Robert Swart, Robert Watson, Zhou Dadi.
- [2] National Energy Balance – Secretary of Energy, Argentina. October 2008.
- [3] Carbon Dioxide Emissions from the Generation of Electric Power in the United States. Department of Energy. Environmental Protection Agency. July 2000.
- [4] German Advisory Council on Global Change WBGU Berlin 2003 www.wbgu.de.

THE ENERGY EFFICIENCY AND PERFORMANCE IMPROVEMENT BY IMPLEMENTING ENERGY MANAGEMENT STANDARDS IN THE SUPPLY CHAIN WITHIN THE INTEGRATED MANAGEMENT SYSTEMS

Prof.Dr. Numan M. Durakbasa

Vienna University of Technology, Karlsplatz 13/3113, 1040 Vienna-Austria

Tel: +43 (1) 58801-311 42, Fax: +43 (1) 58801 - 311 96, numan.durakbasa@tuwien.ac.at

Gökçen Bas M.Sc.

Vienna University of Technology, gokcenbas@hotmail.com

Dr. Jorge Martin Bauer

National University of Lomas Zamora, jbauer@doc.frba.utn.edu.ar

Overview

Energy has been playing an important role in the strategy of countries all over the world to meet continuously growing demand as well as managing the broader social, economical and environmental impacts. The challenges emerged at present have put pressure to establish a global strategy of energy management developing and implementing systematic approach in the energy supply and process chain with improved efficiency and performance.

As a part of this global strategy, many countries already adopted the energy management systems as a part of their national standards or specifications with voluntary agreements that have proven to support the energy efficiency policy by incremental gain of energy and cost savings, operating low carbon economy with environmental friendly footprint.

The European standard EN 16001, providing the guidelines of the systemic management approach for establishing continual improvement of energy efficiency and energy performance, is applicable in management systems of all types of organizations. This paper proposes a methodology for the implementation of the energy management standard by the Plan-Do-Check-Act framework establishing quality, health, safety and environmental practices. The energy management model is developed and performance analysis is performed by the simulation tool contributing to energy savings, reduction of greenhouse gas emission and sustainable development.

Key Words: Energy Management, Management System, EN 16001, Plan-Do-Check-Act framework, Efficiency, Integrated Management System

1. Introduction

Supply chain handling a variety of products and service are vulnerable to the global challenges of climate change, supply security and price volatility of energy. The target of energy and environmental impact reduction is now more important than ever becoming a business priority as well as national strategies.

In the World Energy Council (WEC) Report, energy efficiency is pointed out as the key solution to achieve the targets at the lowest cost [1]. Moreover, the savings potential of CO₂-equivalent per year compared to a baseline scenario is estimated 2 to 5.1 Gt by 2030 if energy efficiency opportunities are considered according to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) [2].

After the European Parliament and Council's legislative Climate & Energy Package and 20-20-20 Targets

(reduction of greenhouse emissions by at least 20%, final energy consumption with renewable energy sources by 20%, raising energy efficiency by 20% by 2020) in 2008, the European Commission published a Communication putting emphasis on the necessity of improved efficiency and decreased energy consumption leading to reduction in greenhouse gas (GHG) emissions [3]. The set of targets that formed the most important legislative framework of EU energy policies are: The "RES-E Directive" 2001/77/EC, The "Biofuels Directive" 2003/30/EC, The "Energy saving in buildings" 2002/91/EC, The "Promotion of Cogeneration" 2004/8/EC, The "Common rules for the internal market in electricity" 2003/54/EC, The "Greenhouse Gas Emissions Trade Directive" 2003/87/EC, The "Joint Implementation / CDM Linking Directive" 2004/101/EC and National Allocation Plans of Member States [4].

Introducing energy efficiency policy and measures improves the triple bottom line in supply chain to ensure the best practice covering economical, social and environmental aspects. This policy coupled with legislative constraints of environmental impacts and international competition have forced supply chain encompassing a system of supplier, manufacturer, distributor and retailer to be in need of management system strategies.

Many countries already adopted the energy management systems as a part of their national standards or specifications with voluntary agreements and have proven to support the energy efficiency policy by greening supply chain. Figure 1 lists some of these countries in chronological order.



Figure 1. National Energy Management Standards of some countries

As a part of this global strategy, the European Energy Management Systems standard EN 16001 (EN 16001:2009. Energy management systems – Requirements with guidance for use) is developed to ensure a systematic approach for managing energy and environmental targets of all types and size of organizations in supply chain [5]. The International Organization for Standardization (ISO) formed a new project committee (ISO/PC 242-Energy Management) with preliminary support from the United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) in 2008 to develop ISO 50001:Energy Management international standard expected to be published by participation of the 42 ISO member and 10 observer countries by 2011 [6].

2. Integrated Management Systems

The European standard EN 16001 released in July, 2009 as a systematic management approach for establishing continual improvement of energy performance basically associates the environmental management system standard ISO 14001 (ISO 14001:2004 Environmental management system – features and using guide) [7]. This basic structure of the EN 16001 enables application of the integrated management approach to identify and manage both energy and environmental aspects of organizations in supply chain.

The sectors already implementing management systems of international standards (e.g. ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001) play an important role to model the phase of planning, operation, controlling and implementing in a systematic approach [8]. The quality management system that has been a milestone of management system integration

in the organizations for many years improves further with required other management systems [9, 10].

For long term success, accreditation and certification is considered to be mandatory for organizations worldwide [11]. Therefore, under guideline of the Austrian standard ÖNORM S 2095 (ÖNORM S 2095: Integrated management – Quality-assurance, environment, health and safety), the structure of proposed model of management system is established in harmony with other management systems such as quality, health and safety, environment together with energy management [12].

The model is established based on Plan-Do-Check-Act cycle (Deming Cycle) that can be integrated into any kind or size of an organization and has a proven success record with continuous process steps in management systems. The energy management system diagram can be designed based on this operational cycle as presented in figure 1.

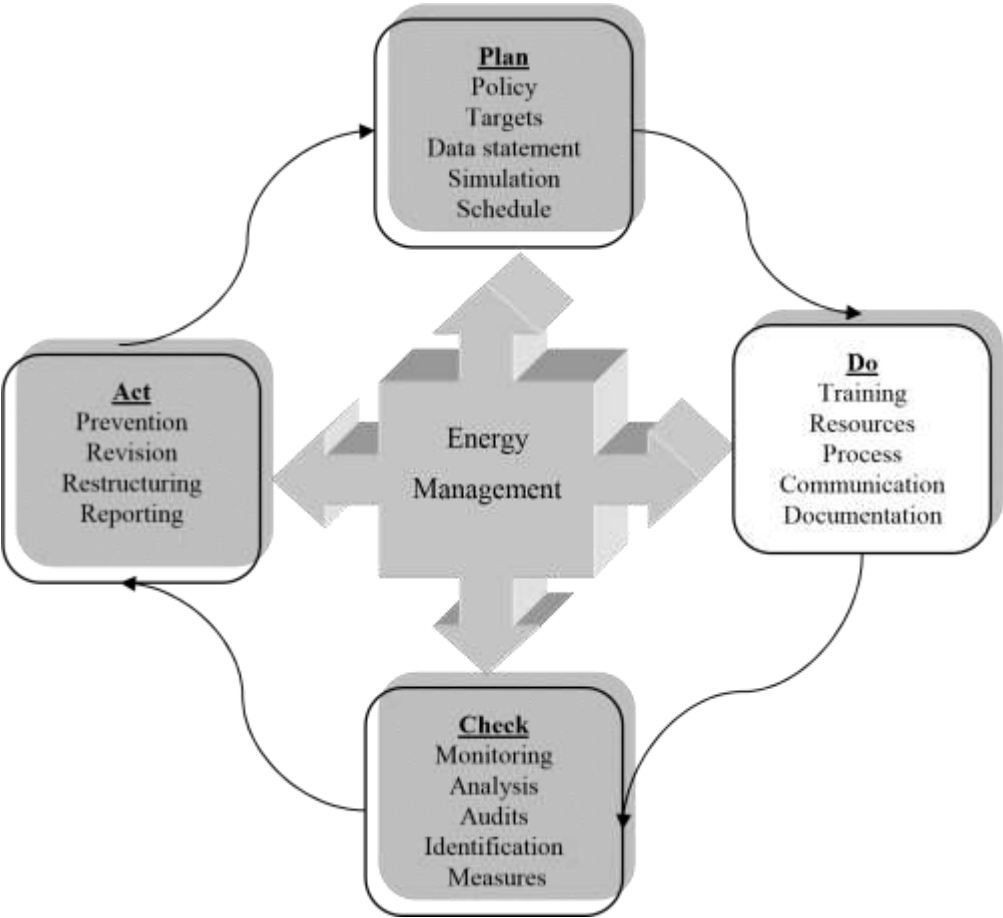


Figure 1. Energy Management System Operational Cycle

3. Energy Management Integration Methodology

The energy management system offers a systematic approach within a comprehensive set of guidelines to establish the necessary actions to reduce and monitor energy use for all organizations in a supply chain.

The energy savings in a supply chain comprising of industrial process and transportation are compared with the prior state that is energy consumption calculated without an efficiency improvement practice for a period of time to achieve the most economically cost-effective energy management system. The monitoring of the indicative data over a defined period of time is recorded and checked continuously to make a judgement of the process improvement.

Energy efficiency improvement measures may be physical, organizational and technical implemented. The measures taken involve in a continuous process of improvement in energy performance and cost reduction. The phases during an approximate three years time zone of energy management system integration with a determined strategy of continuous cost reduction is illustrated in Figure 2 [13].

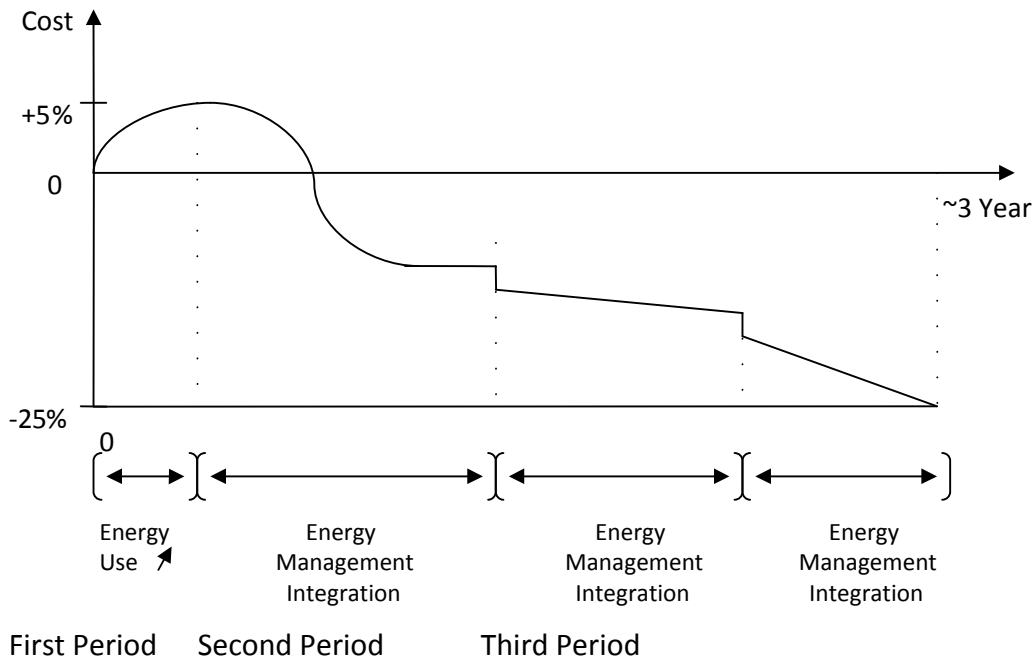


Figure 2. Illustration of Energy Management Integration in terms of Cost vs Time [13]

To implement the energy management system, the process in supply chain comprising of supplier, manufacturing, retailer and distribution till consumers should be structured (Figure 3). Accordingly, all energy flow for energy efficiency assessment should be considered in the defined demand-supply management cycle regularly.

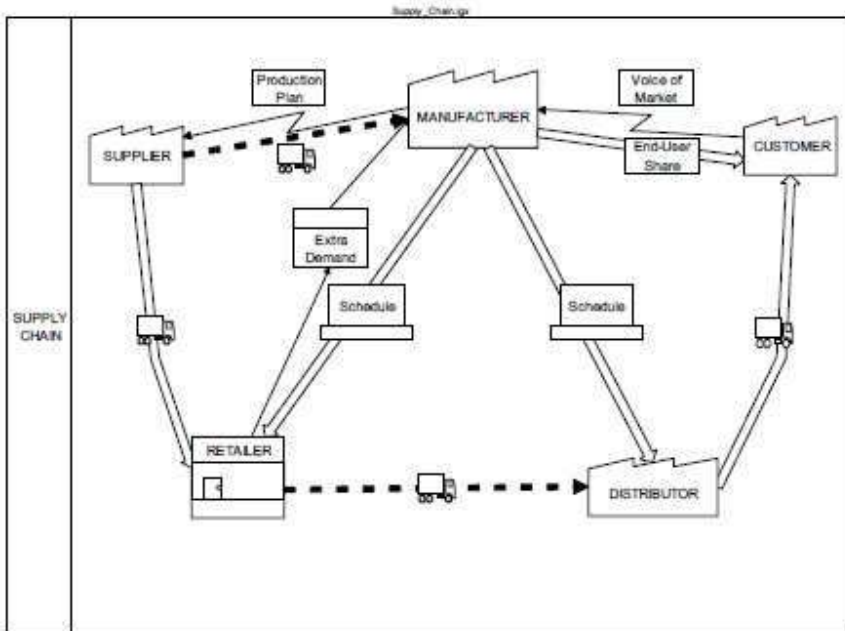


Figure 3. Supply Chain operational model

3.1 Key Mechanisms

The proposed model is developed by creating a mechanism to identify energy consumption data as a key performance indicator of efficiency in a basic model of a supply chain. With the advent of energy management system, the integral aspects of more sophisticated management strategies would be applied competently within the standards in all parts of full chain.

The energy efficiency assessment in our model is based on defined sub-indicators stated below as in the European standard EN 16212: 2011 (Energy efficiency and savings calculation, top-down and bottom-up methods) [14]:

Energy consumption (total)

Electricity consumption (total)

Non-electricity consumption (total)

Electricity for lighting

Electricity for air-conditioning

Electricity for ICT and other equipment

Heating fuel consumption and delivered heat

- Transport: energy and fuel consumption per person/tonne-km

Implementation of the standard EN 16001 will demonstrate the pathways to overcome the challenges of energy management integration in supply chain by calculating and measuring the indicators as stated above. The compliance on energy efficiency targets will enable cost-effective and reliable operation stimulated by longterm energy performance improvement and increased profitability. Hence key mechanisms to meet the energy management will be comprised of:

Target setting plan covering energy (electricity, fuel, steam, heat, compressed air and other like media) purchase, use, management and documentation steps

Identification of key performance indicators to document and sustain progress exclusive for each process

Energy management team and responsible personnel assignment for monitoring implementation and continuous improvement of energy efficiency

Creation of a standardized system optimization training and tool procedures within the framework of EN 16001

Projects led by an energy coordinator to address all aspects evolving over time as additional policies and procedures arise

Training of awareness and additional technical capabilities for operational personnel

The tracing of tax incentives, energy saving projects, efficiency recognition and certification credits

Monitoring and implementation to be assured by the independent auditors and monitoring programs

Integration of continuous improvement into corporate culture inspecting organization's activities, goods or services that can affect energy use

3.2 Modeling

The general requirements of EN 16001 start with the definition and documentation of scope and boundaries of energy management system with continual improvement of energy efficiency. The energy policy of the processes in a supply chain should be committed for its energy use, ensuring availability of all information and resources to achieve targets under the framework of documented standard. The conceptual organizational activities are performed under main headings of Planning, Implementation and Operation, Awareness&Training&Competence, Communication, Documentation, Control of Documents, Operational Control, Monitoring&Measurement, Evaluation of Compliance, Corrective&Preventive Action, Internal Audit, Review of the Energy Management System by Top Management in the developed model [5].

Implementation of the energy management standard may be complicated for a general supply chain. Therefore the processes in a full cycle of supply chain should be individually evaluated. In this study supplier, manufacturer, retailer and distributor are considered to be the main processes. The proposed implementation model is developed according to a common strategy of integrating energy efficiency in these main processes.

Once the main processes are indicated, the strategy is developed in two steps by using the guidelines in the standard. First step provides the conceptual planning of a main process energy management integration. A main process that will implement the energy management system is determined, controlled, modified (if necessary), documented and ensured to be ready for the next implementation step.

The conceptual description of a main process energy management integration is developed in a process management simulation toolbox and screenshot is presented in Figure 4.

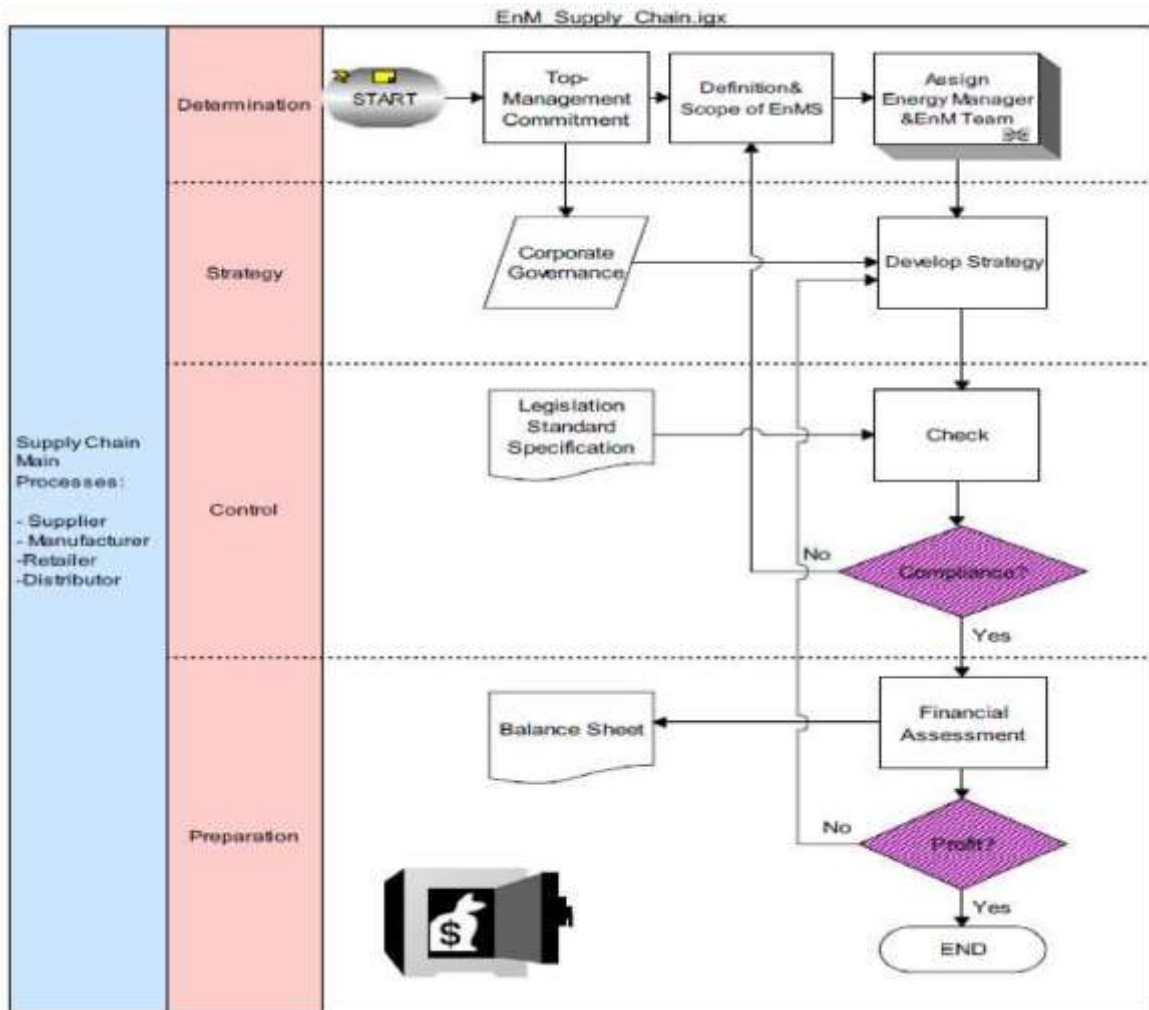


Figure 4. The conceptual planning for Energy Management System integration

In the next step which is called strategical implementation, a main process prepared by the conceptual planning in the first step starts with acquisition of data of the sub-indicators in prior operation and then continues with implementing the plan under operational control, evaluating the compliance of the implementation plan as well as the strategical standards and applicable legislation, keeping documentation of the procedures and existing tests, reviewing the existing energy management system together with top management leading to end of a operational cycle. Afterwards, the operational cycle starts again with planning and fulfills the PDCA cycle again in order to make sure that there's continuous improvement in the implemented management system.

The strategical implementation of a main process energy management system is developed again in the process management simulation toolbox and screenshot is presented in Figure 5.

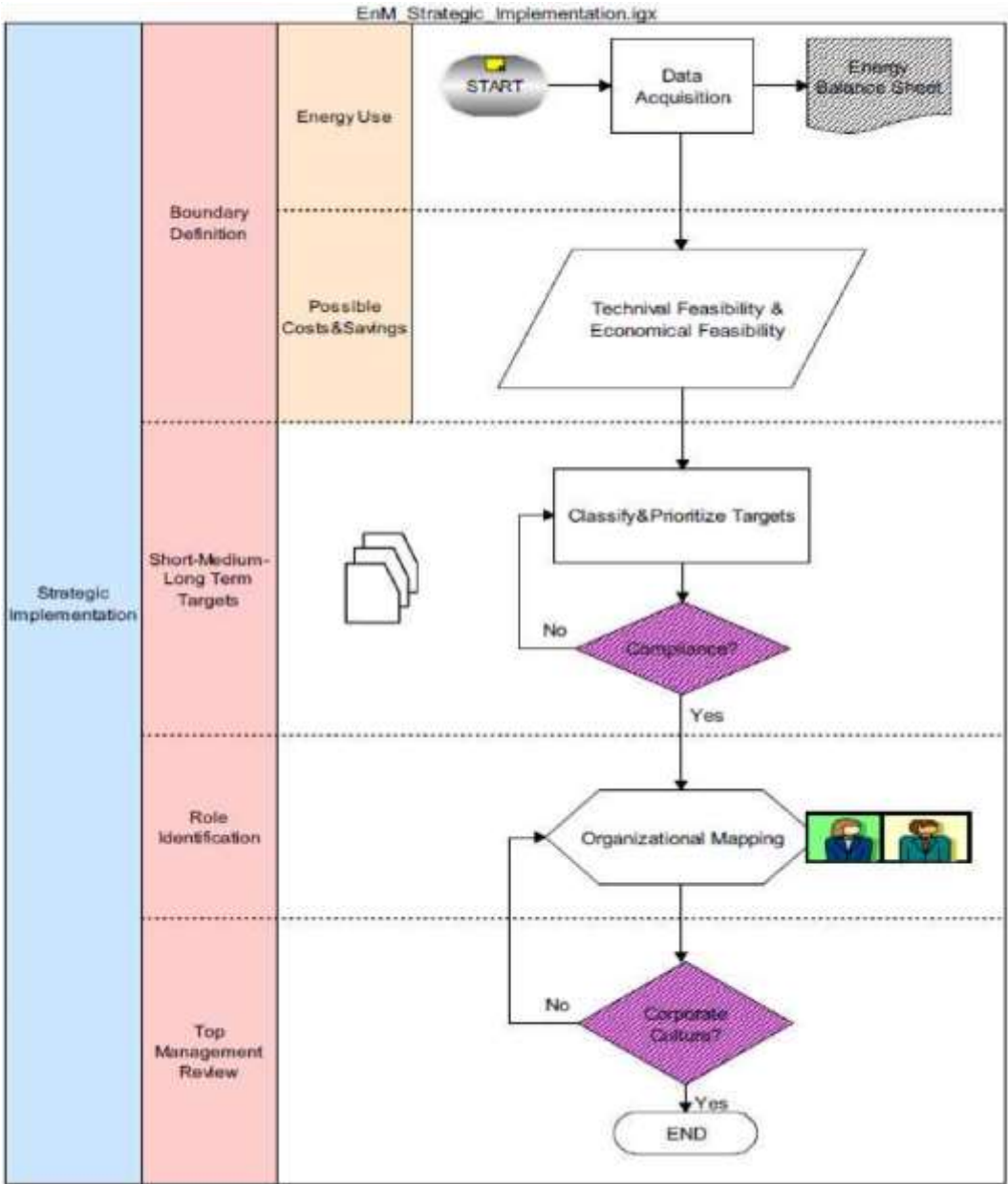


Figure 5. Strategic Implementation of Energy Management System

The proposed methodology consisting of two steps for conceptual planning and strategic implementation was developed in a process management software considering the main processes of a supply chain. Once a process is evaluated using the proposed model, the energy figures become clear to make an assessment. Then the Fishbone diagram (Ishikawa

diagram) can be used in order to find the reason of loss by analyzing the procedure, policy, facility and people effects. Using this method, the real causes of the loss can be identified and the root of the problem can be eliminated. The permanent solution to improve energy efficiency can be enabled by using the proposed analysis diagram as presented below (Figure 6).

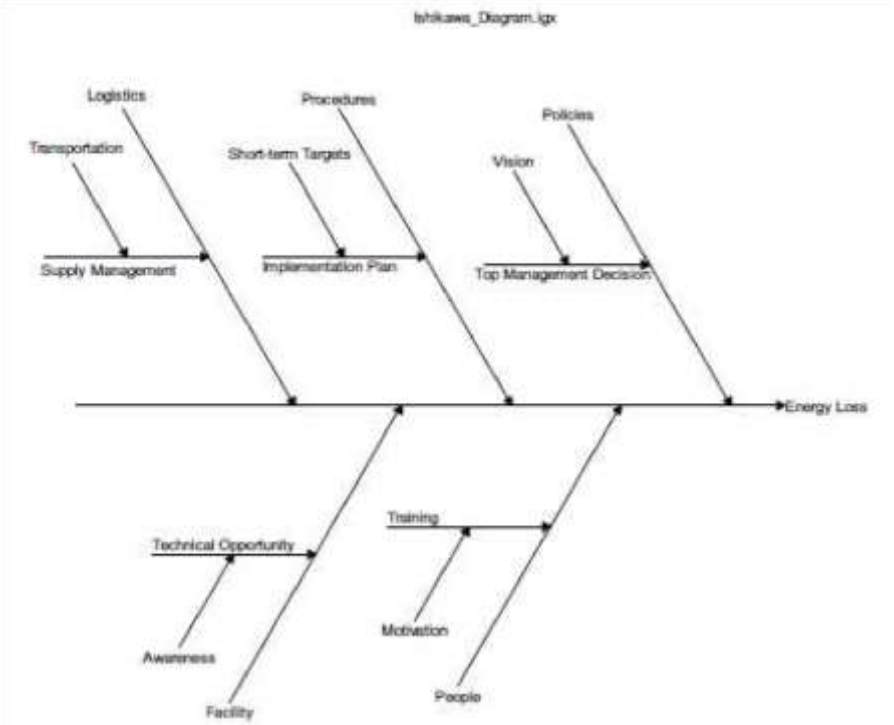


Figure 6. Fishbone diagram to identify the energy loss causes

4. Conclusion

A single system incorporating the requirements of three standards can be applied as an integrated management system. In this way it is possible to find an effective and efficient solution for an comprehensive management system approach also under the point of view of small and medium sized enterprises .

The energy management standard EN 16001 integrated in main processes of a supply chain is of key importance in order to ensure competitiveness and profitability in the market. There is a huge demand of methodologies with increased awareness of the energy efficiency and performance improvement. For this reason, a methodology for the modeling and implementation of energy management system is applied in this study.

The proposed methodology in order to establish a systematic modeling and integration of energy management using the software provides an initial prediction of the process. This simulation tool offers a road map to all organizations to develop the best-practice method improving efficiency and enhancing quality of process.

5. References

WEC (World Energy Council) Energy Efficiency: A Recipe for Success. London, UK, ISBN:9780946121007, 2010

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (). Climate Change 2007: Synthesis Report, Summary for Policymakers, 2007, Valencia, Spain

European Commission: Commission staff working document accompanying the communication from the Commission to the European economic and social committee and the Committee of the regions, SEC(2010) 650

Bas, G., Kundakci, B. and Ulgen, K.: "The Evaluation of the Renewable Energy Sources in Harmony with the European Union Directive 2001/77/EC in European Union and Turkey" World Renewable Energy Congress IX, 2006, Florence, Italy

EN 16001: 2009: Energy management systems – Requirements with guidance for use, Brussels, Belgium

http://www.iso.org/iso/hot_topics/hot_topics_energy/energy_management_system_standard.htm

EN ISO 14001: 2004 + Cor.1:2009. Environmental management system – features and using guide, Brussels, Belgium

Durakbasa M.N., Osanna P.H., Afjehi-Sadat A. (2009). "Quality in Industry", -Department for Interchangeable Manufacturing and. Industrial Metrology, Vienna University of Technology, Vienna, Austria, ISBN: 3-901888-23-3

Bauer, J.M., "Qualitätssicherung und die Erstellung von Qualitätssicherungssystemen an Organisationen für die universitäre Ausbildung von IngenieurInnen", Ph.D. Thesis, Technische Universität Wien, 2003, Vienna, Austria

EN ISO 9001:2008. Quality management systems – Requirements

Durakbasa, M. N. and Hajrizi, . and Osanna P. H. (2002), "Accreditation and certification in Europe and Worldwide", Proceedings of the International IEME-Conference, 63 – 69

ÖNORM S 2095-1: 2003, Integrated management – Quality-assurance, environment, health and safety – Part 1: Determination of basic requirements, Austrian Standards Institute, Vienna, Austria

Lackner P., Holanek N. (2007). Schritt für Schritt Anleitung für die Implementierung von Energiemanagement, Österreichische Energieagentur, Vienna, Austria

OENORM EN 16212: 2011 (Norm-Entwurf), Energy efficiency and savings calculation, top-down and bottom-up methods CEN/CENELEC

CLASSIFICAÇÃO DE PROJETOS EM DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO ANÁLISE DE DECISÃO MULTICRITÉRIO

Fabio Motta

Leonardo Lima Gomes

Mario Simões

Resumo

A avaliação de projetos e sua viabilidade econômico-financeira normalmente são calculadas utilizando o método consagrado do fluxo de caixa descontado. Entretanto, o fato de um projeto ser financeiramente viável não significa necessariamente ele demonstre a preferência dos *stakeholders*. Além disso, a metodologia do fluxo de caixa descontado não consegue avaliar de forma eficiente projetos que possuem aspectos qualitativos relevantes. Por isso, é necessária uma avaliação que seja capaz de captar esses aspectos, como a Análise Multicritério (AMC). Dessa forma, o trabalho tem como objetivo mostrar o processo de escolha e priorização de projetos por um Comitê de Investimentos hipotético em uma distribuidora de energia elétrica através da utilização de um método de análise multicritério, o MAPM (*Mutiattribute Preference Model*), e como esses aspectos quantitativos e qualitativos podem ser relevantes para tomada de decisão. Foram atribuídos pesos a objetivos (dois) e critérios (sete), para a geração da função utilidade de cada um dos tomadores de decisão e analisou-se o comportamento e a coerência das decisões produzidas pelo cálculo dos *scores* de cada projeto, que apresentaram consistência. Adicionalmente, foi realizada comparação dos resultados obtidos com aqueles gerados através da utilização de outro método de análise multicritério, o AHP (*Analytic Hierarchy Process*), e observou-se similaridade nos mesmos. Esses resultados, especialmente quando aplicados num contexto real de decisão numa distribuidora de energia elétrica, demonstra que a análise multicritério pode ser uma ferramenta relevante de avaliação e priorização de projetos.

Palavras-chave: análise multicritério, distribuição de energia elétrica, método MAPM, método AHP, seleção e avaliação de projetos.

Abstract

The evaluation of a project and its economic and financial viability are frequently calculated by the discounted cash flow method. However, a financially viable project doesn't necessary means that it shows the stakeholders preference. Besides this, the discounted cash flow method isn't capable of evaluate in a efficient way project with relevant qualitative criteria, and in order to try to capture these aspects, a kind of evaluation like a Multi-criteria analysis (MCA) is required. Then this article shows the projects selection process made by an Investment Committee (IC) in a power utility firm using a multi-criteria analysis method, the MAPM (Mutiaattribute Preference Model), and how these quantitative and qualitative criteria can play a relevant role for the project selection decision. We study the decision process by asking the IC members to attribute weights for both objectives (two) and criteria (seven), in order to access the utility function of each member and analyzing the behavior and consistency of the decisions produced by the calculation of the score of each project. The results indicate that there is consistency between the strategy defined by the firm and the project selection process. Additionally, the results obtained were compared with these obtained using other AMC method, the AHP (Analytic Hierarchy Process), and we observe that the results are similar. Finally, the results show that application of multi-criteria analysis in a real context of a power utility firm can play a relevant role on evaluation and decision process.

Key-words: multi-criteria analysis, electricity distribution, MAPM method, AHP method, project selection and evaluation.

1 – Introdução

Em linhas gerais, um projeto de investimento tem como finalidade principal criar valor para a empresa, e conseqüentemente para seus acionistas. Por isso uma das abordagens mais tradicionais para avaliação de projetos é o fluxo de caixa descontado, de onde extraímos o Valor Presente Líquido (VPL) e a TIR (taxa interna de retorno), que mostra justamente se o projeto avaliado está criando ou destruindo valor para a empresa (no caso do VPL) e a que taxa de retorno o fluxo de caixa está gerando (no caso da TIR).

Embora seja uma métrica consagrada e bastante utilizada mundialmente, o fluxo de caixa descontado tem suas limitações, como não considerar aspectos qualitativos dos projetos, e nem sempre espelhar as preferências e expectativas dos tomadores de decisão. Dito de outra forma é possível que um tomador de decisão se veja “pressionado” a escolher determinado projeto porque seu VPL é o maior, mas e se esse projeto, embora criador de valor, não resulte em melhora na qualidade de fornecimento do produto/serviço e na segurança, valores considerados relevantes para esse tomador de decisão? É importante ressaltar que em alguns setores que são regulados pelo governo, mesmo que o tomador de decisão queira basear suas escolhas somente em critérios financeiros (VPL, TIR ou até *payback*), existem restrições para utilização destes critérios, pois outras situações devem ser levadas em consideração como, qualidade, segurança operativa, benefício para sociedade, preservação do meio-ambiente, entre outros.

Um exemplo de setor que sofre esse tipo de regulação governamental é o de distribuição de energia elétrica, que será objeto desse estudo: os tomadores de decisão enfrentam o desafio de como priorizar projetos de investimento, pois precisam considerar critérios tanto quantitativos (como o VPL) como qualitativos (como a questão da qualidade e segurança). No caso de critérios financeiros, ainda há um problema adicional, que, por ser um setor regulado, há limitações para rentabilizar os projetos. Por isso, a utilização de outros critérios é ainda mais importante.

Além disso, outra questão mostra-se relevante: nas grandes empresas de vários setores da economia, as decisões de investimento normalmente não são tomadas individualmente (embora se espere que os profissionais envolvidos nesse tipo de decisão tenham qualificações para tal), mas por um Comitê de Investimentos. No setor de distribuição de energia elétrica o procedimento não é diferente, até para alinhamento com as boas práticas de Governança Corporativa. Nesse caso, também é importante observar como são tomadas as decisões individuais de cada membro e compará-las com as decisões tomadas pelo Comitê de Investimentos, de forma colegiada.

Para tanto, é necessária uma avaliação de maior espectro que considere diferentes visões e critérios, como a análise Multicritério (AMC). Dentre as metodologias de AMC, optamos, neste trabalho, pelo MAPM (*Mutiattribute Preference Model*) descrito em (Butler, Dyer e Jia, 2006). A opção pelo método MAPM deveu-se ao fato de ser possível, através desse método, acessar a função utilidade dos tomadores de decisão, demonstrando, via equação linear, de que forma eles priorizam os projetos de investimento, em nosso caso. Os resultados obtidos (tanto dos tomadores de decisão individualmente quanto do comitê de investimentos) serão comparados com os obtidos a partir de outra metodologia AMC, o método AHP (*Analytic Hierarchy Process*), para que se verifiquem as semelhanças e divergências dos resultados obtidos entre os dois métodos.

Assim, o objetivo desse trabalho é estudar o comportamento dos tomadores de decisão para priorização de projetos em uma distribuidora de energia elétrica utilizando o

método MAPM (*Mutiattribute Preference Model*). Como seria feita essa priorização se fosse feita individualmente? E se fosse feita de forma colegiada, o resultado seria mais consistente?

Espera-se com esse estudo particular, contribuir para a melhoria dos aspectos que norteiam a tomada de decisões nas empresas, através da utilização dos métodos de análise multicritério, de forma que os tomadores de decisão possam verificar a consistência de suas escolhas, assim como tornar, para a empresa, o mercado e demais *stakeholders*, os critérios de priorização de projetos de investimento mais transparentes.

Esse trabalho está estruturado em sete partes, sendo a primeira esta introdução. A seção 2 apresenta como está organizado o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. A seção 3 dedica-se à revisão da literatura sobre análise multicritério, descrevendo o método AHP e a metodologia MAPM, com detalhamento dessa última. A seção 4 apresenta uma aplicação da metodologia, considerando tomadores de decisão entrevistados, membros de um Comitê de Investimentos hipotético. A seção 5 detalha a aplicação da metodologia MAPM ao estudo. A seção 6 apresenta os resultados obtidos, bem como efetua análise de sensibilidade dos critérios e objetivos utilizados, de forma a avaliar a consistência desses resultados. Ainda nessa seção é feita a comparação dos resultados obtidos através da metodologia MAPM com os resultados gerados a partir do método AHP. Finalmente, a seção 7 mostra as principais conclusões em relação à aplicação dos métodos MAPM e AHP e sua relevância para tomada de decisão em análise de projetos.

2 – Estruturação do Setor de Energia Elétrica no Brasil

Atualmente, em boa parte do mundo, existe uma tendência a adoção de um órgão regulador independente para gerir a atuação das empresas que compõe os setores de prestação de serviços públicos, como telefonia, energia elétrica e fornecimento de água e esgoto. O objetivo dessa gestão é, basicamente, garantir o equilíbrio entre os agentes envolvidos, ou seja, acionistas, clientes e governos. O equilíbrio nesse caso é uma tarifa justa e boa prestação de serviços para os clientes, remuneração do capital dos acionistas e desenvolvimento sustentável dos serviços, de modo a evitar “gargalos” e saturação.

Nesse sentido, a partir de 1997, o setor elétrico brasileiro iniciou um acentuado processo de mudança, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, tendo como duas das principais características a desverticalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização, e a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), reguladora do setor.

A partir de então, as distribuidoras de energia brasileiras passaram a ter reajustes tarifários anuais que basicamente corrigem a inflação, e revisões tarifárias em ciclos normalmente de quatro ou cinco anos nas quais são capturados alguns ganhos obtidos com redução de custos, convertidos em modicidade tarifária. No período das revisões tarifárias

também é revisto qual será a taxa de retorno permitida às distribuidoras, o que define o custo de capital destas.

As tarifas são elaboradas com incentivos de produtividade embutidos, representados pelo chamado Fator X, que fazem com que as ineficiências operacionais da distribuidora não sejam repassadas ao consumidor. O órgão regulador estuda a estrutura de custos da distribuidora e repassa de forma reduzida (pelo Fator X) para a sociedade, de maneira que a concessionária precisa se tornar a cada revisão eficiente para se adequar à estrutura de custos contemplada na tarifa e com isso voltar a obter ganhos.

O retorno obtido pelos projetos (passíveis de quantificação) através de suas receitas deve ser igual ou superior ao custo de financiamento destes mesmos projetos; ou seja, o retorno obtido pelas empresas em sua dinâmica deve superar seu custo médio ponderado de capital a fim de assegurar seu crescimento sustentável. A ANEEL calcula o custo médio ponderado de capital do setor de distribuição e o insere como parte integrante na tarifa, garantindo assim o retorno dos investimentos à taxa por ela estabelecida.

Adicionalmente, a ANEEL monitora os índices de qualidade de fornecimento da distribuidora e os indicadores de perda de energia, comparando-os com os índices estabelecidos para uma Empresa de Referência (ER), empresa espelho criada para efeitos regulatórios que preserva as características da concessão e ao mesmo tempo é arranjada de forma mais eficiente.

De acordo com essa breve exposição sobre os aspectos regulatórios, observa-se que a definição de uma torre de projetos a serem implementados por uma distribuidora deve passar por uma análise multicritério incluindo critérios como rentabilidade, qualidade, redução de custos (comparação com a ER).

3 – Revisão de Literatura e Descrição dos métodos MAPM e AHP

3.1 – O Método MAPM

Consideramos como base o trabalho (Butler, Dyer, Jia, 2006), onde são observados os conceitos e aspectos fundamentais do método MAPM (*Multiattribute Preference Model*). Os autores buscam explorar uma abordagem um pouco diferente para que o tomador de decisão faça suas escolhas: ao invés de apresentar a ele uma lista de critérios e pedir que a escolha seja feita com base nos pesos desses critérios, a sugestão é que o processo seja feito em duas partes: “(1) o tomador de decisão especifica pesos que reflita o impacto de cada critério em cada um dos objetivos, criando assim um modelo preditivo para cada objetivo principal, e (2) o tomador de decisão especifica pesos em cada objetivo, o que cria um modelo de preferências sobre os objetivos. Finalmente, os pesos atribuídos nos passos 1 e 2 são combinados para determinar os pesos apropriados dos critérios.”

Ainda segundo (Butler, Dyer, Jia, 2006), há a suposição de que um tomador de decisão possa identificar seus objetivos principais, que sejam para ele relevantes como

forma de escolha entre alternativas, e essas alternativas podem ser identificadas por um número de atributos, que podem ser independentes dos objetivos do tomador de decisão. Este considera suas preferências através de ranqueamento (ou ordenamento) por valores de performance dos seus objetivos. Essas preferências podem ser representadas por uma função utilidade $u(o)$.

A primeira questão é que os valores devem ser normalizados, ou seja, estar entre zero e um (na verdade, consideram-se valores em módulo, pois é provável que alguns critérios tenham impacto negativo nos objetivos, como é observado em nosso estudo de caso adiante).

Essa função utilidade pode ser expressa por:

$$u(o) = \sum_{i=1}^n w_i u_i(o_i) \quad (1)$$

onde w_i é o peso do objetivo i , $u_i(o_i)$ é a função utilidade do objetivo i a um determinado nível de performance, sendo $w_i > 0$, $\sum_{i=1}^n w_i = 1$ e $u_i(o_i) \in [0,1]$

Como dizem os autores, “(...) consideramos (1) como um modelo de preferências que reflete o julgamento de valor do tomador de decisão.” (Butler, Dyer, Jia, 2006, pg. 103). A seguir, é sugerido que (o_i) pode ser substituído por $g_i(a)$, pois esse seria o modelo mental preditivo usado pelo tomador de decisão para vincular a avaliação do critério ao objetivo i . Assim a fórmula seria reescrita como:

$$u(o) = \sum_{i=1}^n w_i u_i(g_i(a)) \quad (2)$$

(Butler, Dyer, Jia, 2006) consideram que os modelos mentais dos objetivos são “aditivamente separáveis”, então reescrevem novamente a fórmula para:

$$o_i = g_i(a) = \sum_{j=1}^m k_{ij} f_j(a_j) \quad (3)$$

onde k_{ij} “mede a contribuição do critério j ao nível de performance do objetivo i , e f_j indica performance do critério j entre $[0,1]$. Para enfatizar que os pesos dos critérios k_{ij} estão associados com um modelo mental preditivo, nos vamos nos referir a eles como pesos de impacto”. (Butler, Dyer, Jia, 2006, pgs. 103-104). Dito de outra forma, cada critério pode ter um impacto positivo, negativo, ou nulo (zero) em cada objetivo. Isso será especialmente considerado neste artigo, quando da demonstração dos resultados, pois teremos casos em que um critério tem impacto positivo em determinado objetivo (por exemplo, o critério redução de custos geralmente tem impacto positivo no objetivo rentabilidade, mas normalmente tem impacto negativo em relação ao objetivo qualidade). O que vai definir o impacto geral, nesse caso, é o quão positivo ou negativo é o impacto, e o peso do objetivo i na função utilidade.

Substituindo (3) em (2) e derivando a fórmula conforme (Butler, Dyer, Jia, 2006, pg. 114), chegamos a:

$$u(o) = \sum_{j \in +} b_j f_j(a_j) + \sum_{j \in -} b_j [1 - f_j(a_j)] = f^0(a) \quad (4)$$

onde $f^0(a)$ é $f(a)$ normalizada, e $b_j = |\sum w'_i k'_{ij}|$, $w'_i = w_i / (\sum_{j \in K^+} w_i k'_{ij} + \sum_{j \in K^-} w_i k'_{ij})$ e $k'_{ij} = k_{ij} / |\sum_{j \in K^+} k_{ij} + \sum_{j \in K^-} k_{ij}|$

O método MAPM aqui demonstrado tem como principal desafio encontrar a relação entre critérios e objetivos, se os impactos são positivos ou negativos (o que se reflete em pesos positivos ou negativos), e especialmente encontrar os pesos apropriados para cada critério, ou seja, em que medida esse impacta a performance do objetivo. Finalmente, como ressaltado pelos autores, “(...) como continuamos a enfatizar, esse processo cognitivo deve requerer a consideração simultânea de noções de predição e preferência, ou de como os valores dos critérios prediz a performance dos objetivos, e como performance dos objetivos determinam preferência.” (Butler, Dyer, Jia, 2006, pg, 105).

Cabe ressaltar a contribuição de outros autores e artigos para a compreensão e desenvolvimento da análise multicritério e obtenção de funções utilidade, e que também foram mencionados por (Butler, Dyer, Jia, 2006) . Em (Keeney e Raiffa, 1976), há uma indicação dos cinco passos a serem seguidos para avaliação de funções utilidade.

O primeiro passo é a preparação da avaliação em si, onde o tomador de decisão deve ser amplamente informado dos objetivos e de que o interesse é em suas preferências, não havendo resposta certa ou errada. Esse aspecto é muito importante para que o decisor se sinta à vontade para externar suas preferências.

O segundo passo é a identificação das características qualitativas da avaliação. Para tal, é importante “testar” o decisor para que, através desses testes, possamos identificar algumas características da sua função utilidade, como monotonicidade, e propensão/aversão ao risco. Ainda segundo (Keeney e Raiffa, 1976, pág. 191) “esse procedimento é feito para educar o decisor (não para influenciá-lo) e espera-se, forçá-lo a ficar atento sobre suas preferências”.

O terceiro passo é especificar as restrições quantitativas, ou seja, através de testes com o decisor, determinar se os valores escolhidos por ele - por exemplo, numa determinada escala, perguntar se ele prefere (x' , x'' ou x''') - está dentro do que se espera. Uma vez mais, não se trata de tutelar o decisor, mas apenas verificar se a escala numérica que o tomador de decisão utiliza para escolher suas preferências está de acordo com o que a pesquisa estabelece.

Uma vez identificadas as características qualitativas e quantitativas da função utilidade, o quarto passo é verificar uma função utilidade que atenda a ambas especificações. Ou seja, segundo (Keeney e Raiffa, 1976, pág. 196): “se existe tal função utilidade, quão restritivo é seu aspecto e como uma função utilidade poderia ser determinada? E se não há esse função utilidade, como podemos obter avaliações consistentes?”. A seguir são descritas formas de se resolver tal questão: encontrar uma “família” de funções utilidades semelhante que apresente as mesmas características determinadas pelas escolhas do decisor, e verificar qual função dessa “família” seria mais

próxima (ou seja, apresente resultados mais próximos daqueles obtidos na função utilidade original).

Finalmente o último passo apresentado para avaliação das funções utilidade é verificar a consistência da mesma, ou em outras palavras, verificar se a função utilidade calculada representa de fato as preferências do decisor. (Keeney e Raiffa, 1976) entendem que isso deve ser feito através de testes com o decisor. Um exemplo citado é que se ele prefere A a B e B a C, mas é indiferente entre C e A, a característica de transitividade da função utilidade (se A é preferível a B e B é preferível a C então A é preferível a C) não está sendo respeitada então há uma inconsistência que deve ser mostrada ao decisor.

Partindo do estudo de funções utilidades unidimensionais, os autores avançam para montagem e avaliação de funções utilidade cujas preferências tenham sido estabelecidas com mais de um atributo, ou seja, funções utilidade multiatributos. (Keeney e Raiffa, 1976) observam que um dos principais conceitos que norteiam as funções utilidade multiatributos é de independência da utilidade, que nas palavras dos autores, “podemos dizer que Y é utilidade independente de Z quando preferências condicionais por loteria em Y dado z não depende de um nível específico de z” ((Keeney e Raiffa, 1976, página 226). Esse conceito é importante porque “é condição suficiente e necessária para falarmos sobre uma única função utilidade sobre um dos atributos” (Keeney e Raiffa, 1976, página 227).

Já (Fishburn, 1968) mostra que a teoria da utilidade é basicamente o estudo das preferências das pessoas e como isso pode ser representado numericamente. Segundo o autor, há várias teorias da utilidade, e que podem ser usadas na economia, na psicologia e na área de administração, por exemplo.

Em economia, temos o conceito mais tradicional da teoria de utilidade, onde dada uma dotação orçamentária, um indivíduo consumirá (ou comprará) uma cesta de produtos que maximize sua satisfação. Para cada bem, dependendo do seu preço, há uma quantidade que o indivíduo preferirá consumir, comparando com o preço e quantidades de outro bem

Na psicologia, a teoria da utilidade é utilizada em pesquisas que procuram mostrar como os indivíduos fazem escolhas entre opções disponíveis, e se essas escolhas são racionais ou não.

O autor observa algumas condições básicas da teoria de utilidade, como:

$x \leq y$, que significa que x não é preferível a y

$x < y$, significa que y é preferível a x

$x \sim y$, significa que x é indiferente a y

Nesse artigo também é observada a suposição de transitividade, como em (Keeney e Raiffa, 1976) como uma das características da função utilidade.

Um aspecto interessante abordado por (Fishburn, 1968) é que não há apenas uma interpretação da teoria da utilidade, mas sim várias que, apesar de diferenças, possuem

alguns pontos em comum, como as propriedades de ordem (conectividade e transitividade, já abordadas anteriormente, e independência).

Essas teorias podem ser, segundo o autor, divididas em:

- a) ordens de preferência e funções utilidade – questiona a condição de que $X \leq y$ se e somente se $u(x) \leq u(y)$. Segundo ele, essa ordem é fraca e não é suficiente em todos os casos, porque se X for infinito não há como garantir tal condição;
- b) utilidades e alternativas multidimensionais
- c) preferências de tempo – normalmente as preferências são consideradas hoje para eventos/projetos que gerarão resultados futuros. Mas é possível que o decisor seja impaciente (quer o resultado hoje então pode preferir aquela alternativa que gere resultado mais rápido, o que não significa necessariamente que seja o melhor), ou no outro extremo, que não tenha preferência com relação a tempo. Então ele pode, por exemplo, preferir um projeto que demore muito para gerar resultados, porque a variável tempo não é relevante para ele;
- d) utilidades esperadas – considera que determinada utilidade pode ser calculada “pela soma ponderada das utilidades de x em X , sendo os pesos as probabilidades designadas em P ” ((Fishburn, 1968, página 355). Nesse caso, teríamos as probabilidades da utilidade ocorrer, e o resultado desse cálculo seria utilizado para comparar qual das alternativas tem a maior utilidade esperada.
- e) expectativas e conseqüências multidimensionais
- f) escolha social e preferências do individuo – aparentemente há uma relação entre as preferências do individuo e suas escolhas feitas considerando o grupo social no qual ele está inserido. Segundo o autor, o bem estar social é levado em consideração quando o individuo faz suas escolhas/preferências.

Em (Fishburn, 1984), o autor reafirma as idéias presentes em seu artigo anterior (Fishburn, 1968) de que não há apenas uma teoria da utilidade, mas sim várias interpretações que inclusive incorporam alguns comportamentos de escolha que de certa forma violam a teoria da utilidade “tradicional”, especialmente no que diz respeito à linearidade dessas funções.

Neste artigo, Fishburn critica algumas características das funções utilidade, como linearidade (independência) e indiferença e apresenta duas novas teorias:

- a) SSB, que possui três axiomas: continuidade, dominância e simetria
- b) CM (tem esse nome por ter sido desenvolvida por (Chew, MacCrimon e o próprio Fishburn), que segundo (Fishburn, 1984, página 1303), “adiciona transitividade aos axiomas da SSB”.

Cada uma dessas características e axiomas são derivados matematicamente, o que não será reproduzido aqui por não ser escopo específico do trabalho a ser desenvolvido.

Finalmente, cabe ressaltar a importância do trabalho de (Dodgson, Spackman, Pearman e Phillips, 2009). Nele, os autores fazem, no capítulo 4, uma revisão das técnicas da análise multicritério. Um dos aspectos mais importantes da análise multicritério é que ela pode estabelecer preferências entre opções de uma lista de objetivos que tenham sido identificadas pelos decisores, e que essas preferências podem ser mensuráveis. Obviamente, o estabelecimento de objetivos e critérios relevantes, bem como a importância (pesos) relativa deles, são fundamentais para que a análise tenha sucesso. Um instrumento importante é a construção da matriz de performance, em que cada linha descreve uma opção e cada coluna mostra a performance das opções de acordo com cada critério.

No artigo são citados alguns modelos de análise multicritério, que se diferenciam entre si basicamente por como é processada e analisada as informações extraídas da matriz de performance. Dentre esses modelos podem ser citados a análise direta da matriz de performance, AHP (Analytical Hierarchy Process) e o modelo linear aditivo, além do modelo que será utilizado neste estudo, a teoria de utilidade multiatributo, cujo detalhamento foi feito acima.

Os autores estabelecem 8 passos para executar uma análise multicritério, resumidos a seguir:

O primeiro passo é estabelecer o contexto da decisão, bem como seus objetivos e quem são os decisores e outros participantes-chaves. Sem um claro e compartilhado entendimento do que (e porque) está sendo analisado, corre-se o risco de, ao final os resultados não fazerem sentido.

O segundo passo é montar a lista de opções que está sendo considerada. As opções são importantes sim, mas os autores alertam que montar a análise com base na lista de opções, ignorando o primeiro passo, é como “colocar a carroça na frente dos bois” (Dodgson, Spackman, Pearman, Phillips, pag. 32).

O terceiro passo é a identificação dos critérios e subcritérios, e como estes serão usados como medidas de performance, é necessário que ele seja operacional, ou seja, passível de ser calculado/medido, e que possível mostrar que uma opção está bem ou mal avaliada. Além disso, os critérios têm de ter algumas características:

- a) verificar se esse critério é mesmo importante e se consegue “capturar todos os aspectos-chave dos objetivos que estão sendo avaliados na análise multicritério” (Dodgson, Spackman, Pearman, Phillips, pag. 35);
- b) verificar redundância, ou seja, se não há critério duplicado;
- c) verificar operacionalidade, ou seja, se há um entendimento claro e objetivo do que seja esse critério, ou se há algum grau de subjectividade que precise ser explicado;

d) se o critério consegue ter suas preferências mutuamente independentes. Essa é uma das características mais importantes de um modelo de análise multicritério, e que pode ser resumidamente definida como “se você consegue estabelecer pontuações de preferência para opções em um critério sem saber quais são as pontuações de preferência por opções em outro critério, então esse critério é considerado independente de preferência de outros.” (Dodgson, Spackman, Pearman, Phillips, pag. 36).

e) verificar dupla contagem, ou seja, se não há critérios que são considerados duas vezes;

f) quantidade de critérios, para que um número excessivo não faça com que o “input” de dados e a própria análise mais difícil;

g) impacto do tempo, ou seja, verificar se as estimativas de critério estão nas mesmas bases de tempo, a fim de evitar que condições de passado ou futuro interfiram na análise.

O quarto passo é estimar níveis de performance utilizando pontuação (“scores”), ou seja, utilizar uma escala única para todos os critérios para que eles sejam comparáveis.

O quinto passo é estimar pesos para cada um dos critérios de modo a refletir sua importância para a decisão.

O sexto passo é calcular os “scores” ponderados globais dos critérios. Para isso, a condição de que eles tenham preferências mutuamente independentes tem de ser satisfeita. Caso essa condição não seja alcançada, é necessário voltar atrás e ver se não há redundância ou dupla contagem.

O sétimo passo é examinar os resultados, verificar se eles estão na direção certa (não significa necessariamente que estejam certos) ou fazer recomendações para que algum critério ou opção que tenha tido resultados surpreendentes sejam devidamente “digeridos” pelos decisores antes da tomada de decisão.

O oitavo e último passo é realizar análise de sensibilidade, para verificar se outras preferências ou pesos afetaram (ou afetariam) o resultado da análise multicritério, e se for o caso, propor novas opções cuja performance seja melhor do que as inicialmente consideradas.

4.2 – O método AHP

Considerando que a ênfase desse artigo é a análise do caso à luz do método MAPM, a seguir será descrito de forma resumida o método AHP.

O *Decision Support Systems Glossary* (DSS, 2006) define o AHP como “uma aproximação para tomada de decisão que envolve estruturação de multicritérios de escolha numa hierarquia. O método avalia a importância relativa entre critérios, compara alternativas para cada critério, e determina um ranking total das alternativas”. Silva (2007) apresenta uma aplicação do método AHP como ferramenta de apoio ao Gerenciamento de Projetos Industriais. A autora mostra como o índice desenvolvido provê uma ferramenta para as tomadas de decisão de contratação de empresas de projetos.

Pode-se descrever o fundamento do método de análise hierárquica, como a decomposição e síntese das relações entre os critérios de forma a chegar a uma priorização dos indicadores, e então se aproximando de uma melhor resposta de medição única de desempenho (SAATY, 1991). Dessa forma o autor introduz a teoria da análise hierárquica como a redução do estudo de sistemas a uma sequência de comparações duas a duas (aos pares). Assim são reduzidas as falhas do processo de tomada de decisões.

Para esse autor (SAATY, 1991), a abordagem reflete o método natural de funcionamento da mente humana, ou seja, diante de um grande número de elementos, a mente os agrega em grupos segundo propriedades comuns. Essa sistemática se repete no cérebro agrupando novamente os elementos em nível superior considerando as propriedades comuns nos grupos de nível inferiores, até atingir o nível máximo que representa o objetivo do processo decisório.

O mesmo autor (SAATY, 1994) também mostra que o benefício do método está principalmente em que o AHP pode lidar com aspectos qualitativos e quantitativos de um problema de decisão, porque os valores dos julgamentos das comparações paritárias são baseados em experiência e intuição tanto quanto em dados físicos.

Grandzol (2005) afirma que, por reconhecer que participantes podem estar incertos ou fazer julgamentos pobres em algumas comparações, o método de Saaty envolve comparações redundantes para melhorar a validade destas. O autor adverte que a tolerância de inconsistências não é uma limitação, mas um retrato da realidade.

Assim, a aplicação do AHP inclui e mede os fatores importantes para aproximar-se de um modelo realista, sejam eles qualitativos e/ou quantitativamente mensuráveis, tangíveis ou intangíveis. No entanto, o método AHP também possui limitações. Uma delas é a sua aplicação inadequada, em ambientes desfavoráveis nos quais a aplicação é percebida como uma simplificação excessiva da realidade ou como desperdício de tempo (GRANDZOL, 2005). Mas como lembram Braunschweig e Becker (BRAUNSCHWEIG e BECKER, 2004), a natureza de problemas de multicritério soma-se aos processos de priorização, já que envolvem *trade-offs* significativos, o que requer atribuição de pesos para cada critério, da forma sugerida pelo método AHP.

4 – Estruturação da Aplicação

Observa-se no segmento de distribuição de energia elétrica brasileiro uma grande diversidade entre as empresas, com grandes variações em relação à capacidade de distribuição de energia. Além disso, algumas empresas apresentam características de serviço a público eminentemente urbano e com consumidores em área de alta densidade demográfica. Outras, ao contrário, servem a clientes majoritariamente rurais e separados por grandes distâncias. Em relação à sua estrutura societária, algumas são estatais e outras de controle privado, o que pode ter implicações sobre o enfoque financeiro e de criação de valor para o acionista desejado. Dessa forma, é de se esperar que cada categoria de

empresa possa vir a ter critérios de julgamento distintos em relação à seleção de investimentos entre projetos.

Foi realizado, pelos pesquisadores, um levantamento de práticas de seleção de projetos junto a um grupo de dezessete empresas de porte médio a grande, do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil. Essa pesquisa foi presencial e visou identificar as práticas adotadas para a resolução dos problemas de tomada de decisão de investimento de capital.

As respostas das distribuidoras às questões da pesquisa permitiram identificar algumas linhas de estratégias de investimento destas. A primeira diz respeito ao foco principal que norteia a seleção dos investimentos de capital. Neste, pode-se identificar duas tendências distintas, uma em direção à Rentabilidade e outra em direção à Qualidade.

Um grupo destas apresenta um claro viés de rentabilidade e forte preocupação com o valor de mercado da ação no processo de decisão. No outro extremo há outro grupo cuja principal preocupação é com a qualidade do serviço e o valor da ação não é considerado. Numa posição intermediária onde se procura incluir ambos os fatores existe um terceiro grupo. Com relação à metodologia de avaliação de projetos adotada pelas distribuidoras, quase todas fazem uma distinção significativa entre os investimentos obrigatórios, que constam dos compromissos assumidos perante o órgão regulador, e os não obrigatórios.

Três empresas informaram que adotam uma análise multicritério formal para a seleção dos seus projetos. Nas demais, embora a abordagem multicritério não esteja formalizada, ficou implícito que são diversos os fatores que influenciam a escolha dos projetos das empresas, o que faz acreditar no uso de um multicritério implícito. Desta forma, parece justificada a adoção da análise multicritério.

Neste artigo é aplicado o método MAPM à seleção teórica de projetos no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil baseado na taxonomia das empresas levantada na Pesquisa de Melhores Práticas realizada e descrita anteriormente. Com base nesta, foram determinados três tipos de empresas em relação às práticas adotadas na alocação de projetos de capital, também caracterizadas como estratégias definidas pelo Conselho de Administração. Estas (I, II e III) estão descritas na Tabela 1. Adicionalmente, é feita comparação dos resultados obtidos com o método AHP, apresentado em artigo anterior.

Também com base no conhecimento adquirido na Pesquisa de Práticas de Investimentos, foram estabelecidos os critérios, ao número de sete, que devem nortear a preferência e escolha no processo decisório de investimento de capital em projetos por parte das empresas distribuidoras. Estes estão listados na Tabela 2, e representam as características a serem priorizadas dos projetos que precisam ser ranqueados pelos tomadores de decisão das empresas distribuidoras a fim de se definir a torre de projetos.

Os projetos a serem avaliados estão descritos na Tabela 3, e o perfil dos membros do Comitê de Investimentos hipotético é mostrado na Tabela 4.

Tabela 1 – Tipologia de empresas com relação às características de priorização

Tipologia	Prioriza	Características
Tipo I	Rentabilidade dos Projetos e a Valorização da Ação	Este grupo de empresas se destaca pela atitude dominante de agregação de valor às ações em mercado. Suas ações têm grande liquidez em bolsa com volume negociado expressivo, e as decisões tomadas sempre são pautadas pelo seu impacto no valor destas ações que se busca maximizar.
Tipo II	Qualidade	Tipo de empresa que define suas decisões em função da qualidade dos seus serviços. A qualidade é o critério mais importante
Tipo III	Busca o Equilíbrio Entre Rentabilidade e Qualidade	Um terceiro tipo de empresa é aquele em que se pode observar um equilíbrio entre as importâncias atribuídas à rentabilidade e à qualidade. Não há uma ênfase preponderante em qualquer dos atributos, mas uma avaliação equilibrada entre eles.

Tabela 2 – Critérios de preferência de escolha de projetos

Critério 1 – Alinhamento com Objetivos Estratégicos (AOE)
Critério 2 – Rentabilidade e Valor Agregado (RVA)
Critério 3 – Redução de Custos (RC)
Critério 4 – Risco Operacional Devido a Não Realização (RONR)
Critério 5 – Qualidade do Fornecimento e Atendimento (QFA)
Critério 6 – Benefícios para a Segurança e Meio Ambiente (BSMA)
Critério 7 – Facilidade de Execução (FE)

Tabela 3 – Descrição dos Projetos

Projeto A Investimento em uma Subestação (Subest)	– O projeto 1 consiste no investimento em uma nova subestação transformadora de 22 MVA. O projeto foi avaliado quantitativamente sendo suas receitas associadas ao aumento de ligações que a subestação irá permitir, ou seja, aumento nas receitas relacionadas à tarifa de fio. Foi utilizado o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e a análise apresentou TIR de 14% a.a. para o investidor. O projeto não agrega melhorias significativas na qualidade de fornecimento e na segurança. Adicionalmente, devido a pouca oferta de construtores, a dificuldade de execução do projeto pode ser considerada de moderada a alta.
Projeto B Investimento em um Novo Sistema Integrado de Tecnologia da Informação / Gestão (Sis TI)	– Com o crescimento da empresa e o aprimoramento regulatório, o atual sistema de gestão está ficando ineficiente, apresentando deficiências em algumas consolidações exigidas pela ANEEL e em algumas funcionalidades relacionadas ao faturamento. O projeto de investimento em um novo sistema representa um investimento significativo para a empresa e pode fazer com que os custos relacionados a este item ultrapassem aos da empresa de referência. No entanto, há uma expectativa bastante positiva em relação à melhoria do atendimento e redução do atual risco operacional.
Projeto C Construção de Rede e Troca de Postes (Rede D)	– Investimento a ser realizado na construção de rede de distribuição de energia elétrica e troca de postes de madeira por estruturas de concreto, garantindo mais qualidade e confiabilidade em um município do interior. A obra beneficiará 3800 clientes da concessionária com 2,5 km de rede a serem construídos. A obra está orçada para efeitos de remuneração (BRR), no entanto, não apresenta rentabilidade acima da permitida regulatoriamente. Há facilidade de execução.
Projeto D Investimento em uma Linha de Transmissão (Linha T)	– O projeto 4 equivale ao investimento em uma nova linha de transmissão de 138 kV com 107 MVA de capacidade. O projeto foi avaliado quantitativamente sendo suas receitas relacionadas ao aumento de ligações que a linha irá permitir, incluindo a ligação de uma pequena termelétrica movida à gás natural. Avalia-se que a entrada do projeto de geração aumenta moderadamente a confiabilidade da rede de distribuição. Foi utilizado o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e a análise apresentou TIR de 9,5% a.a. para o investidor. Adicionalmente, devido a pouca oferta

de construtores, a dificuldade de execução do projeto pode ser considerada de moderada a alta.

Tabela 4 - Perfil dos membros do comitê de investimento

Membro (M1)	1	Atuação no setor financeiro por mais de 10 anos tendo sido diretor de instituição financeira internacional.
Membro (M2)	2	Atuação como executivo no setor de energia por 10 anos, como decisor de investimentos e especialista em preços e projetos.
Membro (M3)	3	Atuação em gestão como executivo por mais de 20 anos, nos setores de energia, transportes e outros. Formação em finanças e engenharia.
Membro (M4)	4	Atuação no setor de tecnologia e projetos como decisor de investimentos por 15 anos.
Membro (M5)	5	Atuação em avaliação de projetos e empresas como consultor por 15 anos, nos setores de energia, tecnologia, e combustíveis.

5 – Aplicação da metodologia MAPM

Neste artigo é aplicado o método MAPM, à seleção teórica de projetos no setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, baseado na taxonomia das empresas levantada na Pesquisa de Melhores Práticas realizada e descrita anteriormente. Com base nesta, foram determinados três tipos de empresas em relação às práticas adotadas na alocação de projetos de capital, também caracterizadas como estratégias definidas pelo Conselho de Administração. Estas (I, II e III) estão descritas na Tabela 2. Dessas estratégias, foram extraídos dois objetivos, Rentabilidade e Qualidade.

Também com base no conhecimento adquirido na Pesquisa de Práticas de Investimentos, foram estabelecidos os critérios, ao número de sete, que devem nortear a preferência e escolha no processo decisório de investimento de capital em projetos por parte das empresas distribuidoras. Estes estão listados na Tabela 3, e representam as características a serem priorizadas dos projetos que precisam ser ranqueados pelos tomadores de decisão das empresas distribuidoras a fim de se definir a torre de projetos.

Para cada um dos cinco membros do comitê de investimentos, foi solicitado que preenchessem um questionário onde deveriam informar, para cada tipo de empresa, qual

a importância (peso) de cada um dos objetivos na priorização dos projetos. A soma dos pesos deve ser igual a 1 (100%). Também foi solicitado que cada membro indicasse em que medida cada um dos sete critérios impacta os dois objetivos estabelecidos, considerando uma escala de (-1) a 1. Se o tomador de decisão entende que determinado critério impacta positivamente um dos objetivos, então deve considerar o intervalo entre 0,1 e 1, sendo o primeiro estabelece que o impacto é positivo, mas pouco representativo, enquanto que 1 estabelece que o impacto é muito relevante. De forma análoga, se o tomador de decisão entende que determinado critério impacta negativamente um dos objetivos, deve considerar o intervalo entre (-0,1) e (-1), sendo que (-0,1) demonstra pequeno efeito negativo, enquanto que (-1) demonstra grande efeito negativo. Caso o tomador de decisão ache que o critério não impacta o objetivo, deve utilizar o zero. O questionário preenchido por cada um dos membros do comitê está apresentado no Anexo 1.

Após o preenchimento do questionário, os resultados foram transportados para uma tabela onde as linhas representam os objetivos Rentabilidade e Qualidade (com seus respectivos pesos), e as colunas os sete critérios. O número que consta da interseção entre linha e coluna representa qual o impacto do critério no objetivo. Como a meta do modelo MAPM nesse caso é acessar a função utilidade de cada um dos tomadores de decisão para cada uma das tipologias de empresa apresentadas, será necessário calcular 15 funções utilidade (5 membros x 3 tipologias de empresa). É importante ressaltar que partimos do princípio que a função utilidade (ou função multicritério, como consideram alguns autores) é linear, e possui as características de linearidade observadas por ((Keeney e Raiffa, 1976) e (Fishburn, 1968).

Como mencionado em (Butler, Dyer, Jia, 2006, pg. 105), “(...) o desafio será considerar o relacionamento entre esses critérios e objetivos, assim como os *trade-offs* entre os dois objetivos, em uma maneira *ad hoc*, e assim determinar os pesos apropriados para os critérios.” Esse relacionamento entre critérios e objetivos, assim como o acesso à função utilidade será feito seguindo-se alguns passos que serão detalhados a seguir, também baseado em (Butler, Dyer, Jia, 2006, pgs.114-115). Algumas dessas fórmulas foram derivadas no capítulo anterior, e para evitar longas demonstrações, os passos serão mostrados considerando o exemplo numérico da obtenção de uma função utilidade do membro 1 do conselho.

Para facilitar o acompanhamento dos passos, abaixo tabela que resume as respostas do questionário do membro 1 para empresa tipo I:

Tabela 5 – Resposta questionário membro 1 para empresa tipologia I

	k(ij)							
	w(i)	AOE	RVA	RC	RONR	QFA	BSMA	FE
Rentabilidade	0,8500	0,8000	1,0000	1,0000	(0,1500)	0,1500	(0,3000)	1,0000

Qualidade	0,1500	1,0000	0,8000	(0,1000)	(0,5000)	0,5000	0,2000	0,8000
-----------	--------	--------	--------	----------	----------	--------	--------	--------

Passo 1:

$$k'_{ij} = k_{ij} / (\sum_{j \in J^+} k_{ij} + \sum_{j \in J^-} |k_{ij}|)$$

Por exemplo $k'_{Rent/AOE} = 0,8 / (0,8 + 1,0 + 1,0 + |-0,15| + 0,15 + |0,30| + 1,0) = 0,1818$

Fazendo esse mesmo cálculo para os demais pesos dos objetivos, temos:

$k'(ij)$

	AOE	RVA	RC	RONR	QFA	BSMA	FE
Rentabilidade	0,1818	0,2273	0,2273	(0,0341)	0,0341	(0,0682)	0,2273
Qualidade	0,2564	0,2051	(0,0256)	(0,1282)	0,1282	0,0513	0,2051

Passo 2:

$$\sum_i^n w_i k'_{ij}$$

Por exemplo $(0,85 \times 0,1818) + (0,15 \times 0,2564) = 0,1930$

Fazendo esse cálculo para os demais teremos a nova tabela abaixo:

AOE	RVA	RC	RONR	QFA	BSMA	FE
0,1930	0,2240	0,1893	(0,0482)	0,0482	(0,0503)	0,2240

O sinal dessas quantidades indica o impacto total de cada critério na preferência. Por exemplo, redução de custos (RC) impacta positivamente rentabilidade e impacta negativamente qualidade. Entretanto, a magnitude do impacto combinado com a importância de cada objetivo (Rentabilidade = 0,85, Qualidade = 0,15) faz com que redução de custos tenha, no computo geral, um impacto positivo na preferência do tomador de decisão/membro 1 para empresa do tipo I.

Passo 3:

$$w'_i = w_i / (\sum_{j \in K^+} \sum_i^n w_i k'_{ij} + \sum_{j \in K^-} |\sum_i^n w_i k'_{ij}|)$$

Por exemplo, $w'_{Qualidade} = 0,15 / (0,1930 + 0,2240 + 0,1893 + |-0,0482| + 0,0482 + |-0,0503| + 0,2240) = 0,1535$

Fazendo os mesmos cálculos para o objetivo rentabilidade, temos:

$$w'_{Rentabilidade} = 0,8701$$

Passo 4:

$$b_j = |\sum w'_i k'_{ij}|$$

$$\text{Por exemplo, } b_{\text{RONR}} = (0,8701 \times |-0,0341|) + (0,1535 \times |-0,1282|) = 0,0493$$

Fazendo os mesmos cálculos para os demais critérios, teremos:

$$b(\text{AOE}) = 0,1976$$

$$b(\text{RVA}) = 0,2292$$

$$b(\text{RC}) = 0,2017$$

$$b(\text{QFA}) = 0,0493$$

$$b(\text{BSMA}) = 0,0672$$

$$b(\text{FE}) = 0,2292$$

Finalmente, através dos passos acima, podemos considerar que a função utilidade do tomador de decisão 1 para empresa do tipo I pode ser expressa pela equação linear:

$$u(\text{o_Rentabilidade}, \text{o_Qualidade}) = 0,198 f_{\text{AOE}}(a_{\text{AOE}}) + 0,229 f_{\text{RVA}}(a_{\text{RVA}}) + 0,202 f_{\text{RC}}(a_{\text{RC}}) + 0,049 (1 - f_{\text{RONR}}(a_{\text{RONR}})) + 0,049 f_{\text{QFA}}(a_{\text{QFA}}) + 0,067 (1 - f_{\text{BSMA}}(a_{\text{BSMA}})) + 0,229 f_{\text{FE}}(a_{\text{FE}})$$

O peso dos critérios Risco Operacional devido a Não Realização (RONR) e Benefícios para Segurança e Meio Ambiente (BSMA) é multiplicado por $(1 - f_r(a_r))$ porque ambos são negativos, conforme cálculos demonstrados acima.

As demais funções utilidade, tanto do membro 1 quanto dos demais membros do Comitê de investimentos estão descritas no Anexo 2.

6 – Apresentação dos Resultados e Comparação com método AHP

Para efetuarmos a análise dos resultados, em primeiro lugar foram geradas, através do método MAPM, as funções utilidades dos cinco membros do comitê de investimentos hipotético. Tais funções são apresentadas no Anexo 2 deste artigo. A seguir, considerando

valores estimados para a função $f(a)$, conforme tabela abaixo, calculamos o *score* de cada projeto, por membro do comitê e por tipologia da empresa, também indicados na tabela abaixo.

Tabela 6 - Valores para $f(a)$

Projeto Subest	AOE	0,5000
	RVA	1,0000
	RC	0,2500
	RONR	0,1000
	QFA	0,1000
	BSMA	0,1000
	FE	0,2500
Projeto Sis TI	AOE	0,7500
	RVA	0,2500
	RC	0,2500
	RONR	0,7500
	QFA	0,7500
	BSMA	0,1000
	FE	0,5000
Projeto Rede D	AOE	0,5000
	RVA	0,5000
	RC	0,1000
	RONR	0,5000
	QFA	0,7500
	BSMA	0,5000
	FE	0,7500
Projeto Linha T	AOE	0,7500
	RVA	0,7500
	RC	0,2500
	RONR	0,5000
	QFA	0,5000
	BSMA	0,1000
	FE	0,2500

Tabela 7 – Scores e ranqueamento dos projetos considerando funções utilidade e valores de $f(a)$

LANQUEAMENTO DOS PROJETOS CONSIDERANDO FUNÇÕES UTILIDADE E VALORES $F(A)$

empresa tipo I				empresa tipo I				empresa tipo I				empresa tipo I				empresa tipo I			
M1 PA	M1 PB	M1 PC	M1 PD	M2 PA	M2 PB	M2 PC	M2 PD	M3 PA	M3 PB	M3 PC	M4 PD	M4 proj A	M4 proj B	M4 proj C	M4 proj D	M5 proj A	M5 proj B	M5 proj C	M5 proj D
0,5456	0,4804	0,5008	0,5377	0,7778	0,4281	0,4244	0,6062	0,8113	0,5411	0,5807	0,6624	1,2812	0,7066	0,6880	0,9989	0,7883	0,5083	0,4075	0,7188
1	4	3	2	1	3	4	2	1	4	3	2	1	3	4	2	1	3	4	2
empresa tipo II				empresa tipo II				empresa tipo II				empresa tipo II				empresa tipo II			
M1 PA	M1 PB	M1 PC	M1 PD	M2 PA	M2 PB	M2 PC	M2 PD	M3 PA	M3 PB	M3 PC	M4 PD	M4 PA	M4 PB	M4 PC	M4 PD	M5 proj A	M5 proj B	M5 proj C	M5 proj D
0,5028	0,5173	0,6620	0,5241	0,4288	0,5390	0,6805	0,5290	0,3250	0,9906	0,8705	0,6691	0,4226	0,5082	0,6682	0,4785	0,3475	0,6950	0,7563	0,5763
4	3	1	2	4	2	1	3	4	1	2	3	4	2	1	3	4	2	1	3
empresa tipo III				empresa tipo III				empresa tipo III				empresa tipo III				empresa tipo III			
M1 PA	M1 PB	M1 PC	M1 PD	M2 PA	M2 PB	M2 PC	M2 PD	M3 PA	M3 PB	M3 PC	M4 PD	M4 PA	M4 PB	M4 PC	M4 PD	M5 proj A	M5 proj B	M5 proj C	M5 proj D
0,5327	0,5022	0,5708	0,5419	0,5952	0,5320	0,6824	0,5918	0,9103	1,0749	1,1532	1,0338	0,5696	0,5876	0,6972	0,6001	0,4938	0,5125	0,5625	0,5750
3	4	1	2	2	4	1	3	4	2	1	3	4	3	1	2	4	3	2	1

A seguir, outra tabela em que podem ser vistos os resultados de ordenação (preferência) dos projetos de cada membro por tipo de empresa, numerados de 1 a 4, onde 1 é o mais preferível e 4 é o menos preferível. Cabe ressaltar que essa preferência foi

calculada através do *score* obtido por cada projeto: quanto maior o *score*, mais preferível é o projeto.

Tabela 8 – Ranqueamento dos projetos por membro e tipo de empresa

Empresa tipo I				
Projeto/membro	Subest	Sis Ti	Rede D	Linha T
M1	1	4	3	2
M2	1	3	4	2
M3	1	4	3	2
M4	1	3	4	2
M5	1	3	4	2

Empresa tipo II				
Projeto/membro	Subest	Sis Ti	Rede D	Linha T
M1	4	3	1	2
M2	4	2	1	3
M3	4	1	2	3
M4	4	2	1	3
M5	4	2	1	3

Empresa tipo III				
Projeto/membro	Subest	Sis Ti	Rede D	Linha T
M1	3	4	1	2
M2	2	4	1	3
M3	4	2	1	3
M4	4	3	1	2
M5	4	3	2	1

Nessa última tabela, é possível interpretar as escolhas das torres de projetos feitas pelos membros do comitê de investimentos. Para tal, devemos apontar quais foram os projetos preferidos considerando-se os diferentes tipos de empresas, e a Figura 1 apresenta o percentual de presença de cada projeto em primeiro ou segundo lugar na torre de projetos, variando-se o tipo de empresa.

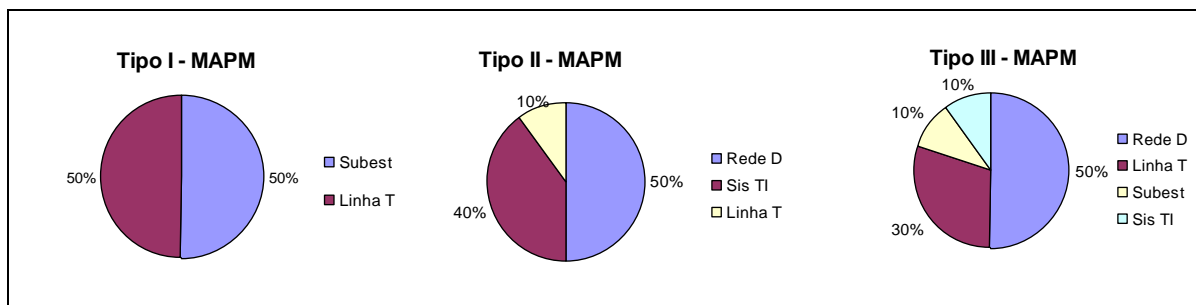


Figura 1 – projetos ranqueados em primeiro ou segundo lugar pelos membros do Comitê de Investimentos através da do método MAPM

Observa-se que para empresas do tipo I, que priorizam a rentabilidade, os projetos Sis TI e Rede D tiveram o pior desempenho entre os membros do comitê de investimentos, não tendo sido escolhidos em nenhum momento como primeiro ou segundo lugares como projetos a serem priorizados. Isso talvez se explique porque para esses projetos não foi informada a taxa de retorno, e não há informação explícita sobre esse resultado apresentada na Tabela 3 (informações sobre os projetos). Por outro lado, os projetos mais bem ranqueados foram Subest e Linha T, que demonstram explicitamente o foco em rentabilidade.

Quando a estratégia da empresa muda para a priorização em qualidade (caso da empresa tipo II), os projetos Rede D e Sis TI aparecem como preferido dos membros do comitê, tendo sido escolhidos 50% e 40% das vezes, respectivamente, em primeiro e segundo lugares. Isso pode ser explicado pela característica dos projetos, que tem seu foco em aumento da qualidade dos serviços e maior confiabilidade da rede. Tais escolhas estão em conformidade com a priorização feita pela tipologia da empresa.

Em relação ao tipo III, observa-se maior equilíbrio entre as escolhas feitas pelos membros, sendo que os projetos Rede D e Linha T foram os mais escolhidos, 50% e 30% das vezes, respectivamente. Os projetos Subest e Sis TI foram escolhidos 10% das vezes em primeiro ou segundo lugar, cada um.

Resumindo, podemos observar pela análise feita pelo método MAPM, que os resultados foram consistentes, considerando os projetos e as tipologias das empresas. Quando os membros analisavam projetos considerando empresa do tipo I, os projetos priorizados foram aqueles que apresentavam maior rentabilidade, enquanto que quando a empresa era do tipo II, os projetos priorizados foram os que apresentavam características de aumento de qualidade. Finalmente, quando os membros do comitê de investimentos analisavam os projetos sob a ótica da empresa tipo III, houve equilíbrio na escolha de projetos que priorizavam rentabilidade ou qualidade.

Para comparação com o método AHP, reproduzimos na Figura 2 os resultados das proporções dos projetos escolhidos pelos membros do comitê de investimentos que ficaram em primeiro ou segundo lugares na escolha, calculados utilizando o método AHP.

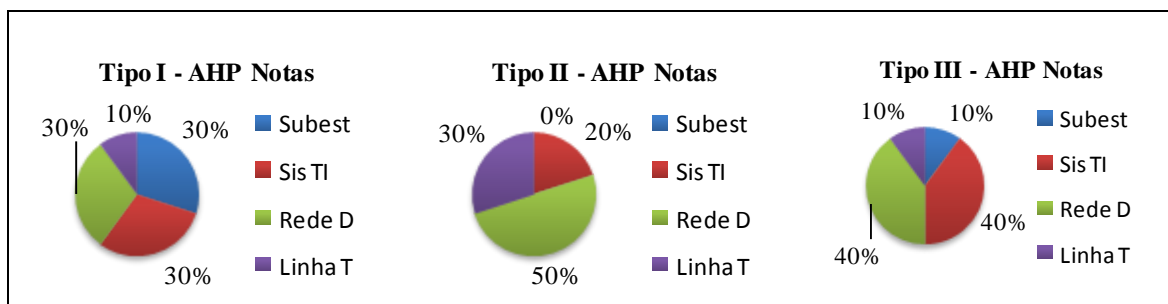


Figura 2 – projetos ranqueados em primeiro ou segundo lugar pelos membros do Comitê de Investimentos através da do método AHP

Pelo que pode ser observado, para empresa da tipologia I, o resultado utilizando o método MAPM é mais concentrado do que o AHP: nesse primeiro, somente os projetos Subest e Linha T foram ranqueados pelos membros como primeiro e segundo lugar, com 50% para cada um, enquanto que no AHP houve maior distribuição, sendo os projetos Subest, Sis T e Rede D escolhidos 30% das vezes.

Em relação à divisão dos projetos para a empresa de tipologia II, nos dois métodos o projeto Rede D foi escolhido 50% das vezes, enquanto que o Sis TI foi escolhido 40% das vezes pelo método MAPM e 20% pelo método AHP. Entretanto, pelo MAPM o projeto Linha T foi escolhido 10% das vezes, enquanto que pelo método AHP a escolha recaiu sobre esse projeto em 30% das vezes.

Para a empresa tipo III, os resultados foram: para o MAPM, a escolha foi 50% das vezes para o projeto Rede D (40% no caso do AHP), 30% para Linha T (10% no AHP), 10% para Sis TI (40% no AHP) e 10% para Subest (igual percentual no AHP).

7 - Conclusão

Este trabalho utilizou o método MAPM para estudar a escolha de torres de projetos por membros de um Comitê de Investimentos hipotético e pelo próprio comitê. Para isso, foram caracterizados quatro projetos típicos de uma distribuidora brasileira de energia elétrica os quais foram ordenados pelo comitê, e por seus cinco membros. O comitê orientou as suas decisões de acordo com a estratégia definida segundo as características ou tipo da empresa, priorizando a rentabilidade ou a qualidade, ou ainda, buscando um equilíbrio entre ambas. Estudou-se também a comparação entre os resultados obtidos a partir do método MAPM com outro método de análise multicritério, o AHP, para verificar a consistência dos resultados quanto à tomada de decisão.

Analisando as torres de projetos definidas e quais foram os projetos de maior e pior desempenho nas escolhas, verificou-se coerência entre as escolhas e as características dos projetos apresentadas aos tomadores de decisão. Por exemplo, observou-se que para estratégias/empresas do Tipo I, o projeto Subest teve o melhor desempenho entre os membros do Comitê de investimentos, tendo sido escolhido 50% das vezes (em primeiro ou segundo lugar) a partir do método MAPM de decisão, e 30% a partir do método AHP, o que se justificou por uma informação explícita de maior taxa de retorno (14% a.a.). Mudando-se a estratégia da empresa a fim de que a qualidade fosse priorizada, o projeto Rede D ganhou destaque. O projeto ficou em primeiro ou segundo lugar em 50% das vezes respectivamente com os dois métodos. Esse comportamento na decisão foi explicado pela característica aumento de qualidade evidenciada na descrição do projeto. Ainda considerando o enfoque de uma empresa Tipo II, observou-se que o projeto Subest teve o pior desempenho utilizando-se ambos os métodos, o que faz sentido dado que o projeto possui melhor rentabilidade, mas não contribui com o aumento de qualidade segundo a descrição apresentada aos membros do Comitê de Investimentos. Por outro lado, considerando a análise a partir de uma empresa Tipo III, houve mais equilíbrio na escolha dos projetos em ambos os métodos, o que é explicado pela característica desse tipo de empresa, justamente de buscar o equilíbrio entre rentabilidade e qualidade.

Este trabalho apresenta o mérito de aplicar dois métodos de análise multicritério em um contexto real de decisão no segmento de distribuição de energia elétrica. Utilizando técnicas modernas de análise e ordenamento de projetos em situações complexas, o trabalho apresenta uma série de conclusões que poderão auxiliar na aplicação do método em empresas. Adicionalmente, ao fazer uma aplicação considerando o Setor Elétrico Brasileiro, o trabalho contribui com a apresentação de características e especificidades do setor, pouco exploradas em artigos científicos brasileiros.

Este trabalho apresenta como limitação a simulação de decisões sendo feita por apenas um comitê hipotético de 5 membros. Limitou-se a um comitê dado o trabalho de preenchimento das escolhas (incluindo o questionário presente no Anexo 1) que não é trivial e deve ser muito bem explicado aos colaboradores “membros do comitê” antes de sua realização.

ANEXO 1 - Questionário preenchido pelos membros do comitê

Prezado membro do Comitê de Investimentos,

O questionário abaixo tem como principal objetivo verificar de que forma você faz a priorização de projetos de uma torre de projetos. Antes de explicar como o questionário deve ser preenchido, cabe ressaltar que não há resposta certa ou errada, o interesse é em sua opinião e seu julgamento.

Forma de preenchimento:

Vamos considerar que teremos dois objetivos e sete critérios, a saber:

Objetivos - Rentabilidade e Qualidade

Critérios - alinhamento com objetivos estratégicos (AOE), rentabilidade e valor agregado (RVA), redução de custos (RC), risco operacional devido à não realização (RONR), qualidade de fornecimento e atendimento (QFA), benefícios para segurança e meio ambiente (BSMA) e facilidade de execução (FE)

As perguntas abaixo deverão ser respondidas para cada uma das tipologias de empresa:

empresa tipo I - prioriza rentabilidade dos projetos e valorização da ação

empresa tipo II - prioriza qualidade

empresa tipo III - busca o equilíbrio entre Rentabilidade e Qualidade

Como serão apresentadas quatro perguntas, significa que você deverá fornecer 12 (4x3) respostas.

EMPRESA TIPO I

Pergunta 1 - considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual a importância (peso) que você atribui aos objetivos:

Rentabilidade

Qualidade

Favor considerar valores entre zero e um, de modo que a soma dos pesos seja igual a um.

Pergunta 2 - Em sua opinião, e considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual o impacto relativo que os critérios abaixo tem na performance do objetivo Rentabilidade ?

alinhamento com objetivos estratégicos (AOE)

rentabilidade e valor agregado (RVA)

redução de custos (RC)

risco operacional devido à não realização (RONR)

qualidade de fornecimento e atendimento (QFA)

benefícios para segurança e meio ambiente (BSMA)

facilidade de execução (FE)

Favor considerar valores entre -1 e 1, conforme abaixo:

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) não impacta(m) o objetivo Rentabilidade, considerar valor 0.

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) o negativamente o objetivo Rentabilidade, considerar valores entre -1 (para impacto negativo máximo) e zero (sem impacto).

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) positivamente o objetivo Rentabilidade, considerar valores entre 1 (para impacto positivo máximo) e zero (sem impacto).

Cabe ressaltar que não há necessidade da soma dos impactos ser igual a 1.

Pergunta 3 - Em sua opinião, e considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual o impacto relativo que os critérios abaixo tem na performance do objetivo Qualidade ?

alinhamento com objetivos estratégicos (AOE)

rentabilidade e valor agregado (RVA)

redução de custos (RC)

risco operacional devido à não realização (RONR)

qualidade de fornecimento e atendimento (QFA)

benefícios para segurança e meio ambiente (BSMA)

facilidade de execução (FE)

Favor considerar valores entre -1 e 1, conforme abaixo:

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) não impacta(m) o objetivo Qualidade, considerar valor 0.

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) o negativamente o objetivo Qualidade, considerar valores entre -1 (para impacto negativo máximo) e zero (sem impacto).

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) positivamente o objetivo Qualidade, considerar valores entre 1 (para impacto positivo máximo) e zero (sem impacto).

Cabe ressaltar que não há necessidade da soma dos impactos ser igual a 1.

Pergunta 4 - Em sua opinião, e considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual seria a ordem de sua preferência para os projetos abaixo:

Projeto 1

Projeto 2

Projeto 3

Projeto 4

Favor considerar números de 1 a 4, sendo 1 o mais preferível e 4 o menos preferível.

EMPRESA TIPO II

Pergunta 1 - considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual a importância (peso) que você atribui aos objetivos:

Rentabilidade

Qualidade

Favor considerar valores entre zero e um, de modo que a soma dos pesos seja igual a um.

Pergunta 2 - Em sua opinião, e considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual o impacto relativo que os critérios abaixo tem na performance do objetivo Rentabilidade ?

alinhamento com objetivos estratégicos (AOE)	
rentabilidade e valor agregado (RVA)	
redução de custos (RC)	
risco operacional devido à não realização (RONR)	
qualidade de fornecimento e atendimento (QFA)	
benefícios para segurança e meio ambiente (BSMA)	
facilidade de execução (FE)	

Favor considerar valores entre -1 e 1, conforme abaixo:

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) não impacta(m) o objetivo Rentabilidade, considerar valor 0.

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) o negativamente o objetivo Rentabilidade, considerar valores entre -1 (para impacto negativo máximo) e zero (sem impacto).

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) positivamente o objetivo Rentabilidade, considerar valores entre 1 (para impacto positivo máximo) e zero (sem impacto).

Cabe ressaltar que não há necessidade da soma dos impactos ser igual a 1.

Pergunta 3 - Em sua opinião, e considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual o impacto relativo que os critérios abaixo tem na performance do objetivo Qualidade ?

alinhamento com objetivos estratégicos (AOE)	
rentabilidade e valor agregado (RVA)	
redução de custos (RC)	
risco operacional devido à não realização (RONR)	
qualidade de fornecimento e atendimento (QFA)	
benefícios para segurança e meio ambiente (BSMA)	
facilidade de execução (FE)	

Favor considerar valores entre -1 e 1, conforme abaixo:

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) não impacta(m) o objetivo Qualidade, considerar valor 0.

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) o negativamente o objetivo Qualidade, considerar valores entre -1 (para impacto negativo máximo) e zero (sem impacto).

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) positivamente o objetivo Qualidade, considerar valores entre 1 (para impacto positivo máximo) e zero (sem impacto).

Cabe ressaltar que não há necessidade da soma dos impactos ser igual a 1.

Pergunta 4 - Em sua opinião, e considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual seria a ordem de sua preferência para os projetos abaixo:

Projeto 1	
Projeto 2	
Projeto 3	
Projeto 4	

Favor considerar números de 1 a 4, sendo 1 o mais preferível e 4 o menos preferível.

EMPRESA TIPO III

Pergunta 1 - considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual a importância (peso) que você atribui aos objetivos:

Rentabilidade	
Qualidade	

Favor considerar valores entre zero e um, de modo que a soma dos pesos seja igual a um.

Pergunta 2 - Em sua opinião, e considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual o impacto relativo que os critérios abaixo tem na performance do objetivo Rentabilidade ?

alinhamento com objetivos estratégicos (AOE)	
rentabilidade e valor agregado (RVA)	
redução de custos (RC)	
risco operacional devido à não realização (RONR)	
qualidade de fornecimento e atendimento (QFA)	
benefícios para segurança e meio ambiente (BSMA)	
facilidade de execução (FE)	

Favor considerar valores entre -1 e 1, conforme abaixo:

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) não impacta(m) o objetivo Rentabilidade, considerar valor 0.

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) o negativamente o objetivo Rentabilidade, considerar valores entre -1 (para impacto negativo máximo) e zero (sem impacto).

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) positivamente o objetivo Rentabilidade, considerar valores entre 1 (para impacto positivo máximo) e zero (sem impacto).

Cabe ressaltar que não há necessidade da soma dos impactos ser igual a 1.

Pergunta 3 - Em sua opinião, e considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual o impacto relativo que os critérios abaixo tem na performance do objetivo Qualidade ?

alinhamento com objetivos estratégicos (AOE)	
rentabilidade e valor agregado (RVA)	
redução de custos (RC)	
risco operacional devido à não realização (RONR)	
qualidade de fornecimento e atendimento (QFA)	
benefícios para segurança e meio ambiente (BSMA)	
facilidade de execução (FE)	

Favor considerar valores entre -1 e 1, conforme abaixo:

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) não impacta(m) o objetivo Qualidade, considerar valor 0.

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) o negativamente o objetivo Qualidade, considerar valores entre -1 (para impacto negativo máximo) e zero (sem impacto).

Se você entende que algum(ns) do(s) critério(s) impacta(m) positivamente o objetivo Qualidade, considerar valores entre 1 (para impacto positivo máximo) e zero (sem impacto).

Cabe ressaltar que não há necessidade da soma dos impactos ser igual a 1.

Pergunta 4 - Em sua opinião, e considerando a priorização feita por esse tipo de empresa, qual seria a ordem de sua preferência para os projetos abaixo:

Projeto 1	
Projeto 2	
Projeto 3	
Projeto 4	

Favor considerar números de 1 a 4, sendo 1 o mais preferível e 4 o menos preferível.

ANEXO 2

Funções Utilidade dos membros do Comitê de Investimentos

Funções utilidade membro 1

Para empresa tipo I	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,198 f_AOE(a_AOE) +$	$0,229 f_RVA(a_RVA) +$	$0,202 f_RC(a_RC) +$	$0,049 (1-f_RONR(a_RONR)) +$	$0,049 f_QFA(a_QFA) +$	$0,067 (1-f_BSMA(a_BSMA)) +$	$0,229 f_FE(a_FE)$
Para empresa tipo II	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,149 f_AOE(a_AOE) +$	$0,129 f_RVA(a_RVA) +$	$0,117 (1-f_RC(a_RC)) +$	$0,149 (1-f_RONR(a_RONR)) +$	$0,189 f_QFA(a_QFA) +$	$0,119 f_BSMA(a_BSMA) +$	$0,189 f_FE(a_FE)$
Para empresa tipo III	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,270 f_AOE(a_AOE) +$	$0,206 f_RVA(a_RVA) +$	$0,151 f_RC(a_RC) +$	$0,084 (1-f_RONR(a_RONR)) +$	$0,067 f_QFA(a_QFA) +$	$0,047 f_BSMA(a_BSMA) +$	$0,270 f_FE(a_FE)$

Funções utilidade membro 2

Para empresa tipo I	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,108 f_AOE(a_AOE) +$	$0,199 f_RVA(a_RVA) +$	$0,199 f_RC(a_RC) +$	$0,183 (1-f_RONR(a_RONR)) +$	$0,282 (1-f_QFA(a_QFA)) +$	$0,141 (1-f_BSMA(a_BSMA)) +$	$0,056 f_FE(a_FE)$
Para empresa tipo II	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,013 f_AOE(a_AOE) +$	$0,279 f_RVA(a_RVA) +$	$0,057 (1-f_RC(a_RC)) +$	$0,138 f_RONR(a_RONR) +$	$0,279 f_QFA(a_QFA) +$	$0,139 f_BSMA(a_BSMA) +$	$0,181 f_FE(a_FE)$
Para empresa tipo III	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,219 f_AOE(a_AOE) +$	$0,154 f_RVA(a_RVA) +$	$0,046 f_RC(a_RC) +$	$0,277 (1-f_RONR(a_RONR)) +$	$0,228 f_QFA(a_QFA) +$	$0,186 f_BSMA(a_BSMA) +$	$0,118 f_FE(a_FE)$

Funções utilidade membro 3

Para empresa tipo I	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,200 (1-f_AOE(a_AOE)) +$	$0,285 f_RVA(a_RVA) +$	$0,209 f_RC(a_RC) +$	$0,168 f_RONR(a_RONR) +$	$0,237 (1-f_QFA(a_QFA)) +$	$0,117 (1-f_BSMA(a_BSMA)) +$	$0,154 f_FE(a_FE)$
Para empresa tipo II	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,190 f_AOE(a_AOE) +$	$0,266 (1-f_RVA(a_RVA)) +$	$0,136 (1-f_RC(a_RC)) +$	$0,237 f_RONR(a_RONR) +$	$0,338 f_QFA(a_QFA) +$	$0,029 (1-f_BSMA(a_BSMA)) +$	$0,178 f_FE(a_FE)$
Para empresa tipo III	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,307 (1-f_AOE(a_AOE)) +$	$0,434 f_RVA(a_RVA) +$	$0,309 f_RC(a_RC) +$	$0,319 f_RONR(a_RONR) +$	$0,453 f_QFA(a_QFA) +$	$0,115 (1-f_BSMA(a_BSMA)) +$	$0,261 f_FE(a_FE)$

Funções utilidade membro 4

Para empresa tipo I	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,128 f_AOE(a_AOE) +$	$0,347 f_RVA(a_RVA) +$	$0,242 f_RC(a_RC) +$	$0,245 (1-f_RONR(a_RONR)) +$	$0,324 (1-f_QFA(a_QFA)) +$	$0,305 (1-f_BSMA(a_BSMA)) +$	$0,094 f_FE(a_FE)$
Para empresa tipo II	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,115 f_AOE(a_AOE) +$	$0,054 f_RVA(a_RVA) +$	$0,125 (1-f_RC(a_RC)) +$	$0,155 (1-f_RONR(a_RONR)) +$	$0,257 f_QFA(a_QFA) +$	$0,216 f_BSMA(a_BSMA) +$	$0,125 f_FE(a_FE)$
Para empresa tipo III	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,227 f_AOE(a_AOE) +$	$0,139 f_RVA(a_RVA) +$	$0,154 f_RC(a_RC) +$	$0,212 (1-f_RONR(a_RONR)) +$	$0,233 f_QFA(a_QFA) +$	$0,125 f_BSMA(a_BSMA) +$	$0,207 f_FE(a_FE)$

Funções utilidade membro 5

Para empresa tipo I	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,242 f_AOE(a_AOE) +$	$0,200 f_RVA(a_RVA) +$	$0,242 f_RC(a_RC) +$	$0,042 f_RONR(a_RONR) +$	$0,242 (1-f_QFA(a_QFA)) +$	$0,042 f_BSMA(a_BSMA) +$	$0,242 (1-f_FE(a_FE))$
Para empresa tipo II	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,200 f_AOE(a_AOE) +$	$0,125 f_RVA(a_RVA) +$	$0,000 f_RC(a_RC) +$	$0,200 f_RONR(a_RONR) +$	$0,325 f_QFA(a_QFA) +$	$0,200 f_BSMA(a_BSMA) +$	$0,200 f_FE(a_FE)$
Para empresa tipo III	$u(o_Rentabilidade,o_Qualidade) =$	$0,375 f_AOE(a_AOE) +$	$0,250 f_RVA(a_RVA) +$	$0,000 f_RC(a_RC) +$	$0,000 f_RONR(a_RONR) +$	$0,125 f_QFA(a_QFA) +$	$0,125 f_BSMA(a_BSMA) +$	$0,125 f_FE(a_FE)$

Referências

BELTON, V. *The use of a multiple-criteria model to assist in selection from a shortlist*. The Journal of the Operational Research Society. Vol. 36, nr. 4 (Abril 1985). P. 265-274, 1985.

BRAUNSCHWEIG, T.; BECKER, B. Choosing research priorities by using the analytic hierarchy process: an application to international agriculture. *R & D Management* [S.l.], v. 34, n. 1, p. 77-86, Jan 2004.

BUTLER, J.C.; DYER, J.S.; JIA, J. *Using Attributes to Predict Objectives in Preference Models*. Decision Analysis. Vol. 3, nr. 2 (Junho 2006), p. 100-116. Institute for Operations Research and the Management Sciences, 2006.

DEBREU, G. Topological methods in cardinal utility theory. In: K. J. ARROW, S.K. AND P. SUPPES (Ed.). *Mathematical Methods in the Social Sciences*. Stanford, CA, Stanford University Press, 1960.

DODGSON, J.; SPACKMAN, M.; PEARMAN, A. D.; PHILLIPS, L.D. *Multi-Criteria analysis: a manual*. Economica. London: Department of the Environment Transport and the Regions, 2009. Caps. 4, 5, 6 e 7.

DYER, J.S.; SARIN, R. K. *Measurable Multiattribute Value Functions*. Operations Research. Vol. 27, nr. 4 (Julho-Agosto, 1979), Operations Research Society of America, 1979.

FISHBURN, P. C. *Utility Theory*. Management Science, vol. 14, nr. 5, Theory Series (Jan. 1968), pp 335-378, 1968.

_____. Multiattribute Nonlinear *Utility Theory*. *Management Science*, vol. 30, nr. 11, A Special Issue on Multiple Criteria(Nov. 1984), p 1301-1310, 1984.

GRANDZOL, J. R. *Improving the Faculty Selection Process in Higher Education: A Case for the Analytic Hierarchy Process*. Bloomsburg University of Pennsylvania, 2005.

KEENEY, R.L.; RAIFFA, H. *Decisions with multiple objectives; preferences and value tradeoffs*. John Wiley & Sons, Inc., 1976.

LAGREZE, E.J.; SISKOS, J. *Assessing a set of additive utility functions for multicriteria decision-making, the UTA method*. *European Journal of Operational Research* 10, p. 151-164. North-Holland Publishing Company, 1982.

SAATY, T. L. *Método de análise hierárquica*. São Paulo: McGraw-Hill Pub. Co, 1991.

_____. How to Make a Decision - The Analytic Hierarchy Process. *Interfaces* [S.I.], v. 24, n. 6, p. 19-43, Nov-Dec 1994.

SILVA, D.M.T. *Aplicação do método AHP para Avaliação de Projetos Industriais*. (2007) 128 f. (Mestrado em Engenharia Industrial) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

UN SIG APLICADO AL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA DE LA INDUSTRIA EN MÉXICO

Autores:

Dr. Jordy Micheli Thiri3n

Universidad Aut3noma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco.

Lic. Silverio Lora Milan3s

Nuedi Servicios SA de CV

Mtro. Luis Bruno Moreno

Universidad Aut3noma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco.

Coordinador del Proyecto:

Dr. Jordy Micheli Thiri3n

Jefe del Dpto. de Educaci3n Virtual UAM Azcapotzalco.

Universidad Aut3noma Metropolitana – Unidad Azcapotzalco

Avenida San Pablo No.180, Col. Reynosa Tamaulipas, Del. Azcapotzalco, Distrito Federal, M3xico 02200

Tel3fono: +52 55 5318-9467

Email: jordy.micheli@gmail.com

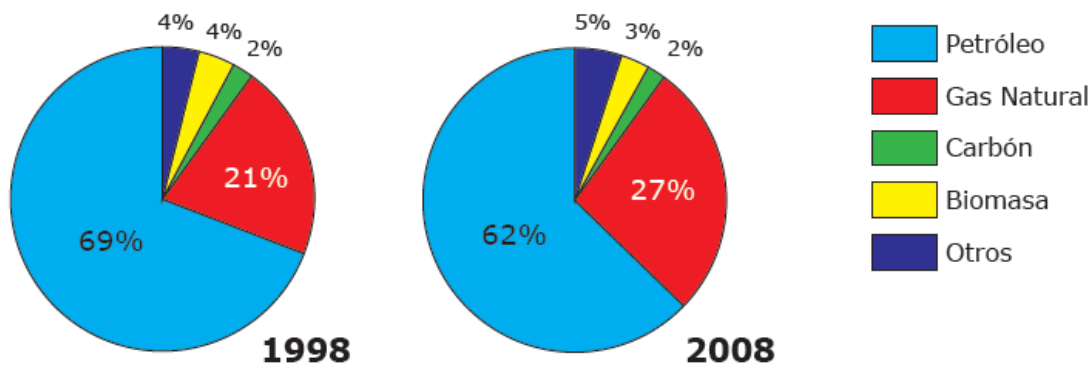
Los autores de esta ponencia hemos elaborado un SIG que presenta la informaci3n regional al mayor nivel de detalle posible en M3xico, sobre los consumos de gas natural para uso industrial en M3xico. Nuestro producto representa una innovaci3n en dos sentidos, una por el propio SIG que emplea diversas tecnolog3as de avanzada y otra por la informaci3n presentada. El SIG puede ser aplicado en diversidad de campos en que se requiera el uso de informaci3n geo-referenciada y an3lisis de informaci3n en tiempo real. Es una herramienta

de uso sencillo y sin licencias costosas, y la información de energía permitiría crear las bases de planeación y comercialización con un nivel de análisis geográfico preciso.

Introducción

Junto con el petróleo, el gas natural representa en México la fuente energética primaria más importante. En 1998, el petróleo representaba 69 % de la matriz energética y el gas natural el 21 %; en 2008 el petróleo bajó a 62 % y el gas natural subió a 27% (SENER, 2010, p. 19). Del año 2000 al 2009, la producción de gas natural pasó de 4.7 a 6.7 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), (SENER 2010, p. 13) y a pesar del gran desperdicio de parte de esta producción por venteo y quema (SENER, 2010, p.33), el transporte en ductos está llegando a su saturación: en 2009 se llegó transportar 5009 MMPCD, con un “límite de placa” de 5012 MMPCD (SENER, 2010, p. 49).

Consumo Nacional de Energías Primarias por Tipo de Fuente



En este diagnóstico, se reconoce que la red de gasoductos debe ser ampliada tanto para fines de redundancia como para extender el consumo del gas natural y crear polos de desarrollo industrial. En las Líneas de Acción 5.7.1 a 5.7.4 de la Estrategia Nacional de Energía (SENER 2010), se recoge la preocupación gubernamental respecto a la infraestructura de gas natural.

En este contexto, hasta la fecha, no se ha producido para fines de conocimiento público una descripción de la estructura de consumo industrial del gas natural en México, tanto por tipos de sector industrial como por municipios. El sector energético del gobierno, a través de la Secretaría de Energía, produce estadísticas de distinto tipo, pero no aquellas que muestran al nivel geográfico más preciso posible la cantidad de gas natural que consumen las empresas de los diversos sectores de la industria. En sentido inverso de cómo ocurre en

otros países en los cuales se han creado órganos de estudio y planeación de las industrias de energía, diferentes a los de gestión productiva y normativa, en México se carece de instrumentos institucionales para una planeación energética eficaz.

El gas natural en el mundo y en México

Entre los combustibles fósiles, el gas natural se presenta con las mejores perspectivas de uso futuro y se le considera como una solución alternativa al petróleo, tanto por el control que han perdido en esta industria las grandes multinacionales, como por la opinión extendida de que se trata de una solución energética menos contaminante. Existen importantes reservas de gas natural extendidas por el mundo y las tecnologías necesarias para su explotación se desarrollan constantemente. Es pues, un combustible crecientemente importante que representa casi la cuarta parte del consumo mundial de energías primarias y con una tasa de crecimiento solamente inferior a la del carbón.

La relevancia internacional de este combustible proviene de los shocks petroleros de 1973-1981, que generaron una creciente demanda por este energético, en sustitución del petróleo, previamente EEUU, Canadá, Europa occidental y la Unión Soviética concentraban la demanda, la cual era tan intensa que permitía contrarrestar los altos costos del transporte, apoyándose en fuertes políticas públicas. Como resultado de la inversión de precios entre el petróleo, carbón y el gas natural, se tornó factible el consumo aun por países no productores, y así empezó realmente la internacionalización del combustible..

En los años 90 del siglo pasado importantes fuerzas de cambio atravesaron a la industria del gas natural: la transformación de los modelos de infraestructuras públicas hacia la privatización de las mismas; la creciente utilización del gas para generación eléctrica y el incremento del transporte y uso del gas natural por vía marítima. El gas natural ha sido uno de los combustibles que han acompañado el proceso de crecimiento industrial de los países de manera generalizada a partir de los años 70 del siglo pasado. Su uso actual se divide básicamente en energía para procesos de la manufactura e industria en general; para la generación eléctrica y para el consumo doméstico. Esta diversidad de formas de consumo lo convierte en el combustible con un horizonte económico muy importante.

México entró al mercado de este combustible a mediados de los años 70, con el descubrimiento de yacimientos de petróleo y gas natural. Bajo la presión estadounidense, se pretendió que México fuese un proveedor de EEUU, pero el dinamismo que adquirió la economía mexicana por los ingresos petroleros derivaron en un fuerte consumo de gas natural para la industria y el resultado es que más bien México ha sido importador de parte del gas natural que consume.

En esos años el Estado mexicano construyó la infraestructura necesaria para transportar y distribuir el gas natural uniendo las fuentes del energético con las regiones de consumo de energía para fines productivos y de desarrollo urbano. Se construyeron más de 8 mil kilómetros de un sistema que tenía su parte troncal en un ducto que recorre la costa del Golfo de México, entre el sureste y la frontera con Texas. El modelo de propiedad y gestión de este sistema fue estatal bajo la cobertura constitucional de un monopolio público en materia de hidrocarburos y así PEMEX agregó a sus funciones la integración de la explotación y transporte de gas natural. A mediados de los años 90, el gobierno generó una reestructuración de la industria estatal del gas mediante cambios a la Constitución para promover una apertura a la inversión privada extranjera y un control regulatorio de la empresa pública Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), cambios que debían producir una ampliación de gasoductos y del uso productivo del gas que en la realidad nunca se ha alcanzado. En este contexto México ocupa el lugar treinta y cuatro en reservas, con un ritmo de producción con capacidad para ocho años, mientras es la economía número trece del mundo.

México cuenta con 11,572 Km. de ductos de transporte de gas natural de los cuales 9,043 son propiedad de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), divididos en dos sistemas, uno el llamado Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), con 8,704 km, y el otro Naco- Hermosillo, con 339 Km.. Al SNG se interconectan la mayor parte de los ductos de transporte (SENER, 2006).

El SNG pasa por 18 estados de la República y transportó, en 2007, 4, 373 millones de pies cúbicos diarios de gas natural⁴²⁸. Del total anual de gas transportado, aproximadamente el 20% fue importado⁴²⁹.

El SNG tiene 18 puntos de inyección de los cuales 10 son nacionales, básicamente del sureste, y el resto son interconexiones con EU. El punto de confluencia (también llamado punto de arbitraje) entre el gas proveniente del sureste y el de importación, se encuentra en la zona Golfo. El Sistema Nacional de Gasoductos de México cuenta con 18 puntos de inyección que pueden ser agrupados en dos grandes zonas que permiten satisfacer la demanda de gas el territorio nacional. El primer punto de inyección se ubica en el sur-sureste y envía gas hacia el occidente, centro y golfo. El otro punto de inyección importante se ubica en el golfo que envía gas al occidente, centro, y norte.

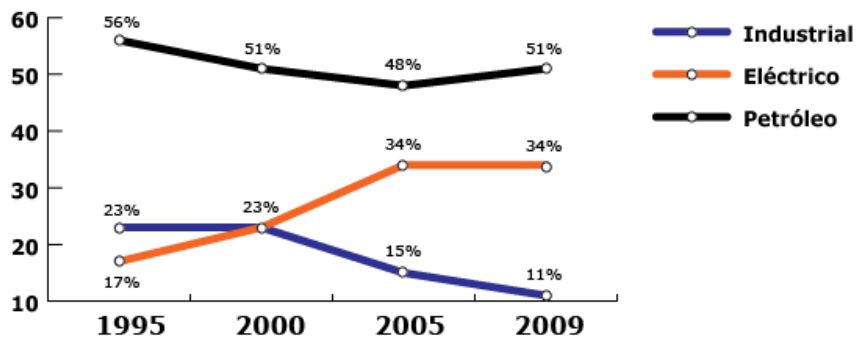
El consumo de gas natural en México.

La estructura básica del consumo de gas natural descansa en la industria petrolera (en números redondos 51% en el año 2009), la generación eléctrica (34 %) y la industria de transformación (11%). Esta estructura actual es el resultado de un creciente uso de gas natural por parte del sector petrolero y del sector eléctrico, en tanto que de un estancamiento del sector industrial. La estrategia gubernamental ha sido la venta de gas natural a empresas privadas del sector eléctrico transnacional, las cuales venden la electricidad a la empresa estatal Comisión Federal de Electricidad, la cual la distribuye.

⁴²⁸ Equivalentes a 250,046.86 GigaJoules de energía

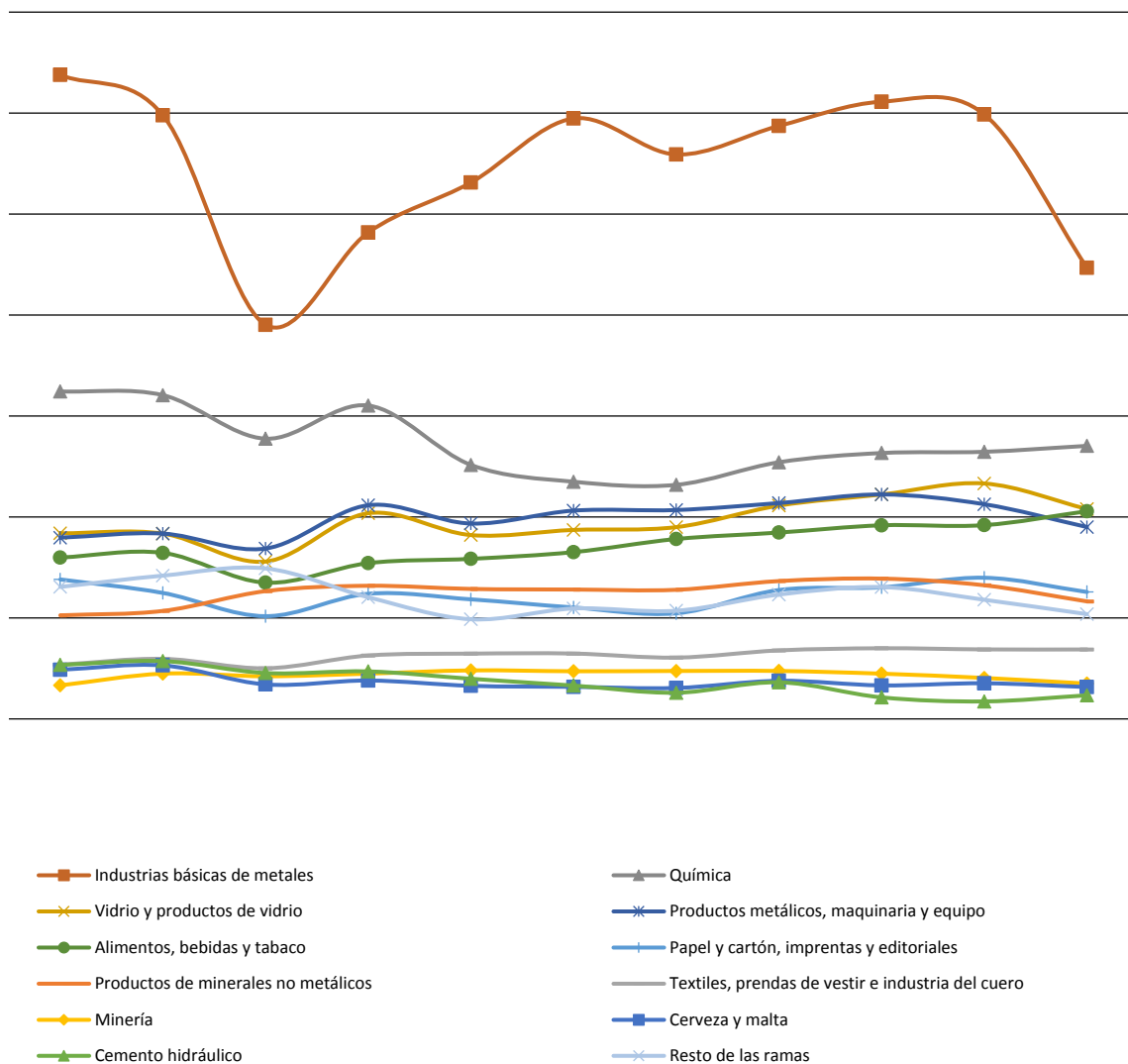
⁴²⁹ Esta importación determina el precio del gas natural en México, bajo el principio de costo de oportunidad. El gas que se consume en México tiene como precio de referencia el Henry Hub, que es el precio del Sur de Texas. Es decir, al importar gas natural, en México se paga el precio del gas del sur de Texas, independientemente del costo a boca de pozo que tenga la extracción de gas natural en México. El precio nacional se forma por la suma del precio de referencia, gastos de importación, gas combustible, tarifa de transporte, costo del contrato con PGPB y el IVA (10 % en la franja fronteriza) (SENER, 2006).

Estructura del Consumo de Gas Natural (% del total)



Para la industria, la estructura de consumos por sector es la siguiente:

Demanda de Gas Natural por grupos de ramos del sector industrial, 1999-2009 (millones de pies cúbicos diarios)



Desagregación geográfica de de consumo de gas natural para fines industriales.

El ejercicio se divide en dos partes fundamentalmente. Por un lado se definen las Regiones, Estados y municipios que participan del proceso de desagregación; por otro, se toma en cuenta el indicador Consumo Intermedio de las cuentas nacionales para

ponderar el consumo de cada estado y municipio, para ello partimos del principio que hay una relación cuasi directa entre consumo intermedio y consumo de gas natural en las ramas de la industria.

La selección de municipios que participarán en la desagregación partirá del hecho que tengan o no infraestructura para la distribución entendida como la entrega de gas en el municipio ya que se sabe que hay ductos que pasan por diversos municipios pero no necesariamente tienen válvulas de salida para ello; estos casos no son tomados en cuenta.

Consideramos en el presente ejemplo:

País con 2 regiones

Cada región la componen 2 Estados

Cada estado tiene 2 municipios.

Un combustible (Gas natural)

Tres ramas industriales.

Partimos de dos datos conocidos:

- 1) Consumo Nacional Energético del sector industrial por rama

CONSUMO NACIONAL	
(MMPCD)	
TOTAL INDUSTRIAL	
NACIONAL	100
TOTAL NACIONAL RAMA 1	45
TOTAL NACIONAL RAMA 2	35
TOTAL NACIONAL RAMA 3	20

- 2) Porcentaje de consumo por región respecto al nacional

Participación en el Consumo industrial de Gas Natural por Regiones		%
Nacional		100%
Región 1		52%
Región 2		48%

Al multiplicar el porcentaje de cada región por cada una de las ramas nacionales obtenemos el consumo por región de cada una de las ramas:

Consumo por Región-Rama		
Total	Región 1	Región 2
	52	48
Rama 1	23.4	21.6
Rama 2	18.2	16.8
Rama 3	10.4	9.6

Por otro lado tenemos el consumo intermedio de cada una de las ramas en el país a nivel municipio

	RAMA 1	RAMA 2	RAMA 3
REGION 1	30	27	15
ESTADO 1	10	12	15
MUN 1	7	5	13
MUN 2	3	7	2

ESTADO 2	20	15	0
MUN 1	8	6	0
MUN 2	12	9	0
REGION 2	28	27	28
ESTADO 1	8	12	10
MUN 1	3	7	3
MUN 2	5	5	7
ESTADO 2	20	15	18
MUN 1	5	11	9
MUN 2	15	4	9

Esto lo convertimos en participaciones, es decir en el porcentaje que participa cada estado Respecto a su región y cada municipio respecto a su Estado, así obtenemos la siguiente tabla de participaciones:

	RAMA 1	RAMA 2	RAMA 3
REGION 1	100.00%	100.00%	100.00%
ESTADO 1	33.33%	44.44%	100.00%
MUN 1	70.00%	41.67%	86.67%
MUN 2	30.00%	58.33%	13.33%
ESTADO 2	66.67%	55.56%	0.00%
MUN 1	0.00%	40.00%	0.00%
MUN 2	60.00%	60.00%	0.00%
REGION 2	100.00%	100.00%	100.00%
ESTADO 1	28.57%	44.44%	35.71%
MUN 1	37.50%	58.33%	30.00%
MUN 2	62.50%	41.67%	70.00%
ESTADO 2	71.43%	55.56%	64.29%

MUN 1	25.00%	73.33%	50.00%
MUN 2	75.00%	26.67%	50.00%

La tabla muestra que de la Región 1 sus estados participan con el 33.33% y 66.67% respectivamente del total de consumo intermedio de la región; a su vez del Estado 1 de esta región sus municipios participan con el 70% y 30% respectivamente del total del Estado. Todo esto es para la Rama 1. Así para el resto de las ramas, regiones y estados.

Si multiplicamos el Total de la Región-Rama por la participación de cada estado obtenemos el consumo de cada estado por Rama. Este a su vez es multiplicado por la participación de cada Municipio por rama y obtenemos así el consumo de cada municipio por Rama.

	TOTAL	INDUSTRIAL	RAMA 1	RAMA 2	RAMA 3
TOTAL					
NACIONAL	100.00		45.00	35.00	20.00
REGION 1	52.00		23.40	18.20	10.40
ESTADO 1	26.29		7.80	8.09	10.40
MUN 1	17.84		5.46	3.37	9.01
MUN 2	8.45		2.34	4.72	1.39
ESTADO 2	25.71		15.60	10.11	0.00
MUN 1	4.04		0.00	4.04	0.00
MUN 2	15.43		9.36	6.07	0.00
REGION 2	48.00		21.60	16.80	9.60
ESTADO 1	17.07		6.17	7.47	3.43
MUN 1	7.70		2.31	4.36	1.03
MUN 2	9.37		3.86	3.11	2.40

ESTADO 2	30.93	15.43	9.33	6.17
MUN 1	13.79	3.86	6.84	3.09
MUN 2	17.15	11.57	2.49	3.09

Un Sistema de Información Geográfico para la representación del consumo energético

Un Sistema de Información Geográfica o SIG, es una integración organizada de hardware, software, mapas y datos diseñada para capturar y administrar información georeferenciada con la finalidad de resolver problemas complejos de gestión y planificación en diversas ramas de la economía de un país.

En la década de los 80 comienza la explosión de los SIG comerciales, cuando ESRI y CARIS lanzan productos con funcionalidades muy atractivas en la gestión de mapas e información.

En 1994 surge el Open Geospatial Consortium (OGC) con la finalidad de definir los estándares y recomendaciones de interoperabilidad de sus sistemas de geoprocesamiento e Internet. Promueve acuerdos entre más de 350 organizaciones públicas y privadas, facilitando el intercambio de información geográfica y “best practices” en beneficio de los usuarios.

Los SIG son una herramienta indispensable no sólo en las Ciencias de la Tierra sino también en la Administración Pública y en el Comercio, que permiten el almacenamiento, actualización, análisis y visualización de mapas y datos. Todo ello con el objeto de apoyar actividades tan trascendentales como la toma de decisiones en la conservación y aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.

Existe gran variedad de SIG en el mercado, algunos con precios exorbitantes y otros de libre acceso, por lo que antes de comenzar nuestra investigación nos dimos a la tarea de revisar varias de estas aplicaciones para definir si alguna de ellas cumplía con los requerimientos específicos del estudio.

Al analizar los SIG comerciales de más uso en la actualidad (ArcView, Mapinfo, Geomedia, GenaMap, Autodesk Map, GeoWeb Publisher, Manifold, MapPoint y TatumGIS), nos encontramos con aplicaciones muy potentes, pero demasiado complejas en su uso, además de ser costosas no tienen interface web la mayoría de ellas ni facilidades de vinculación con otras bases de datos institucionales.

Por otro lado existen aplicaciones de libre acceso (GRASS GIS, JUMP, MapServer, Quantum GIS, gvSIG, SAGA GIS, MapWindow GIS y Kosmo) igual de complejas en su funcionamiento, más orientadas a la creación de mapas que a la gestión de la información y ninguna de ellas es una aplicación web 100%.

¿Qué buscábamos en un SIG?

Nuestro SIG debía cumplir con las siguientes especificaciones:

Aplicación web en su totalidad, que estuviera disponible a través de un navegador, que toda la información se manejase en bases de datos y sin guardar información de manera local.

Ambiente multi-usuarios con niveles de acceso, jerarquías y panel de control para administrar estas características.

Posibilidad de vincular las bases de datos del GIS con otras aplicaciones institucionales que requieran información del mismo, ya sea a través de “Web Services” o módulos de conexión agregados a la aplicación.

Límites geográficos municipales (ninguna de las aplicaciones citadas anteriormente cumplen este requisito) que permitieran asociar cualquier información geográfica o estadística a los 2,456 municipios del país.

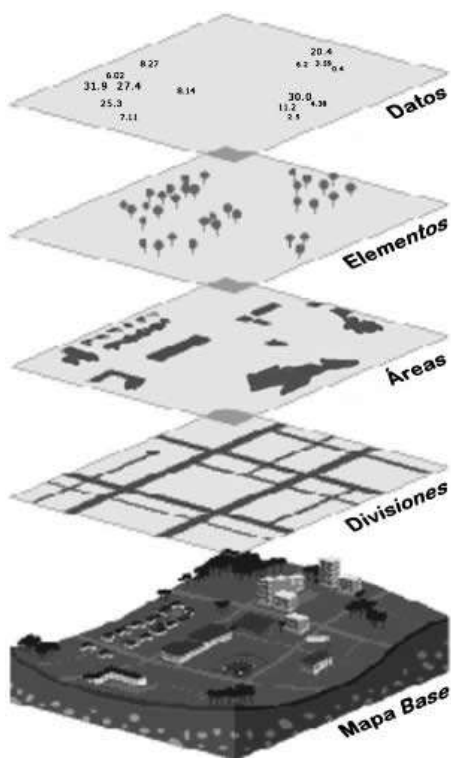
Manipulación de grandes volúmenes de información, creación de mapas temáticos, gráficas de comportamiento y posibilidad de importar – exportar la información en formato KML.

Vista satelital y funcionalidad “street view” para mostrar detalles a nivel de calle en cualquier ubicación del país.

Por estas razones nos dimos a la tarea de desarrollar un SIG a la medida de nuestras necesidades y que no solo nos sirviera para mostrar los resultados del presente estudio sino que tuviera gran utilidad como herramienta genérica para otros proyectos de geo-localización.

Desarrollo de un SIG

El elemento más importante de un Sistema de Información Geográfica son los mapas, por lo que el primer paso es definir si construimos nuestros propios mapas o utilizamos mapas elaborados por un tercero.



La ventaja de elaborar nuestros propios mapas era la propiedad sobre los mismos, pero las desventajas eran muchas, entre ellas, la calidad y precisión de los mapas, actualizaciones, nivel de detalle, además de que implicaría una investigación adicional.

Entre las empresas que ofrecían mapas en línea con vista satelital y streetview optamos por Google y su servicio Google Mapas, que permitía a través de una API vincular sus mapas a cualquier aplicación desarrollada en Flash o Javascript. Esta API tenía las funcionalidades necesarias para crear polígonos, marcadores y polilíneas en un mapa, a través de los cuales crearíamos municipios, estados y elementos

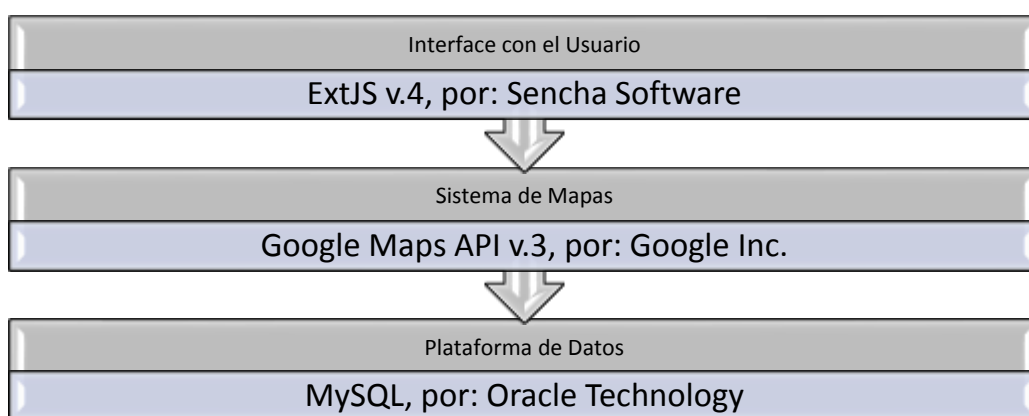
variados en el mapa, generando interacción con los mismos.

En 1997 la OGC publicó el “OpenGIS Simple Features Specifications For SQL”, un documento que definía conceptos geoespaciales bajo un ambiente informático,

proponiendo las mejores vías para integrar información geográfica en un sistema de datos.

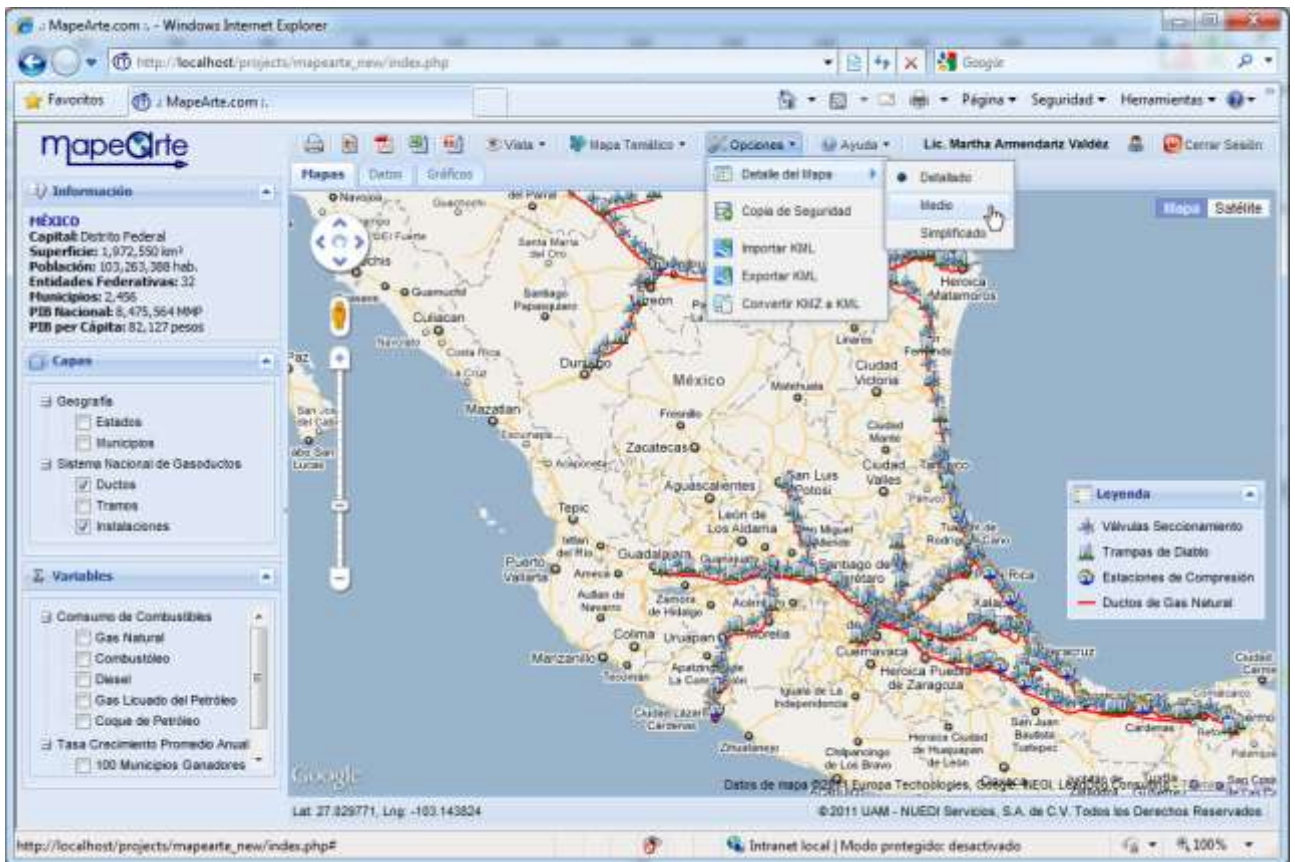
Para definir la plataforma de datos se evaluaron Postgres y MySQL, pero decidimos utilizar MySQL, por la velocidad de su sistema de indexado R-Tree en Bases de Datos My-Isam y por la variedad de funciones implementadas en su “Spatial Extensions”.

Ya definidos el sistema de mapas y la plataforma de datos nos quedaba seleccionar el sistema de programación para la interface con el usuario. Aquí las opciones eran más variadas, pero dada la experiencia en proyectos anteriores y su riqueza visual decidimos utilizar ExtJS, que es un framework elaborado por Sencha de amplio uso y que nos permitiría vincular Google Maps con MySQL.



Definida la tecnología se procedió a trabajar en la estructura de datos y a comenzar la programación del sistema, mismo que en su versión 1.0 se encuentra “hospedado” en el dominio www.mapearte.com.

A continuación se muestran algunas capturas de pantalla de la aplicación:



MapeArte.com - Windows Internet Explorer
http://localhost/projects/mapearte_new/index.php

Favoritos MapeArte.com i. Página Seguridad Herramientas

mapeArte

Flujos Datos Gráficos Vista Mapa Temático Opciones Ayuda Lic. Martha Armandani Valdéz Cerrar Sesión

Información

MÉXICO
Capital: Distrito Federal
Superficie: 1,972,550 km²
Población: 103,263,368 hab.
Entidades Federativas: 32
Municipios: 2,455
PIB Nacional: 8,475,564 MM\$
PIB per Cápita: \$2,127 pesos

Capas

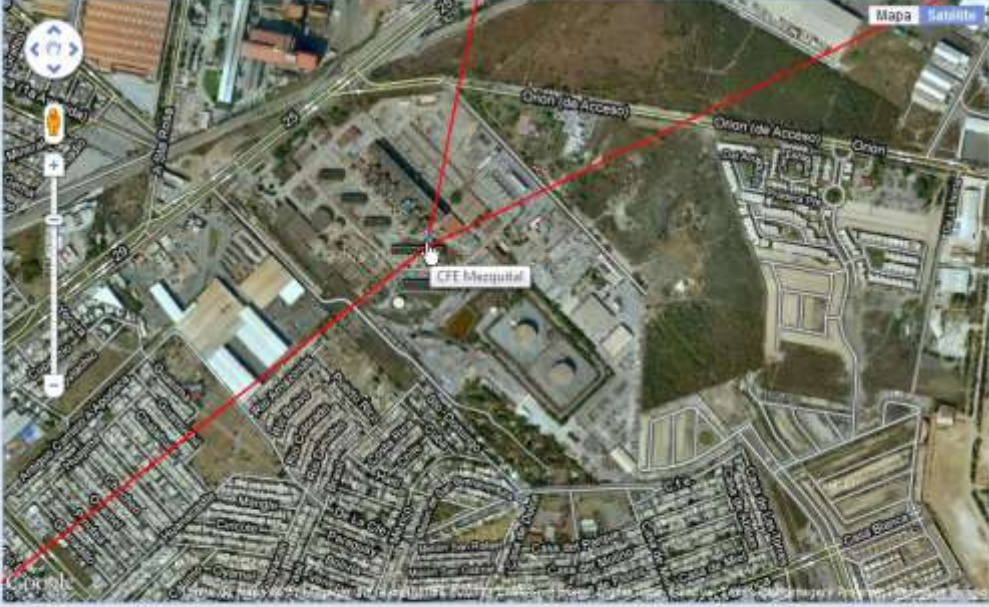
Geografía
 Estados
 Municipios

Sistema Nacional de Gasoductos
 Ductos
 Tramos
 Instalaciones

Variables

Consumo de Combustibles
 Gas Natural
 Combustóleo
 Diesel
 Gas Licuado del Petróleo
 Coque de Petróleo

Tasa Crecimiento Promedio Anual
 100 Municipios Ganadores

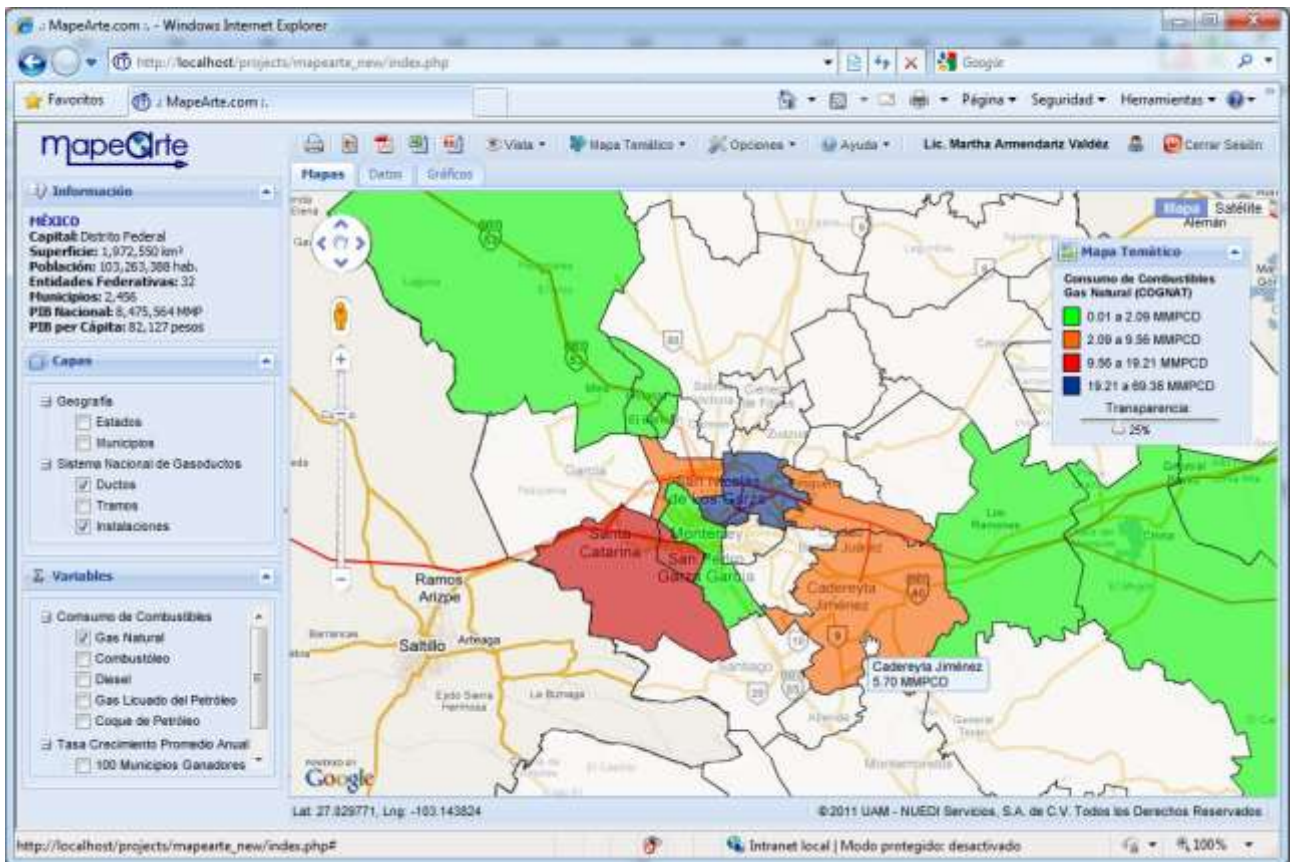


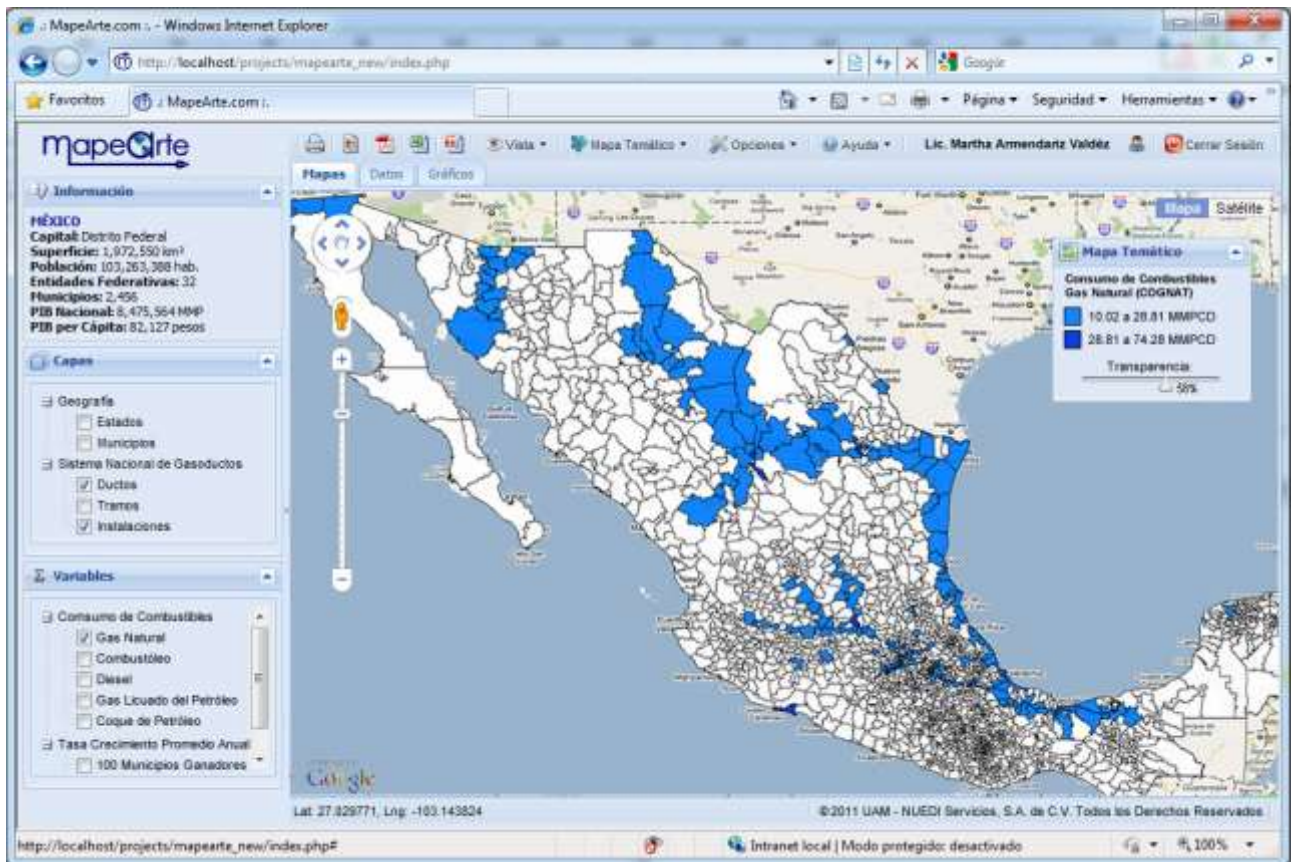
Mapa Satélite

Lat: 27.929771, Lng: -103.143824

©2011 UAM - NUCEDI Servicios, S.A. de C.V. Todos los Derechos Reservados

http://localhost/projects/mapearte_new/index.php# Intranet local | Modo protegido: desactivado 100%





Bibliografía

Angelier, Jean Pierre, "Geopolitique du gaz, les defis et les chances", en *Politique Internationale*, No. 111, Printemps 2006, disponible en

http://www.politiqueinternationale.com/revue/print_article.php?id=478&id_revue=26&content=texte

Comisión Federal de Electricidad (CFE), Estadísticas, Listado de centrales generadoras de electricidad

- Centrales de Ciclo Combinado CFE
- Centrales turbogas CFE
- Productores Independientes

Comisión Reguladora de Energía, Permisos de Transporte de Gas Natural

- Conceptos Energéticos Mexicanos S. de R.L. de C.V., G/146/TRA/2003
- Ductos de Nogales, S.A. de C.V., G/095/TRA/2000
- Energía Mayakan, S. de R.L. de C.V.,G/020/TRA/1997
- Energía Occidente de México, S. de R. L. de C. V., G/233/TRA/2009
- Fermaca Pipeline del Pacífico, S. A. de C. V., G/227/TRA/2008
- Finsa Energéticos, S. de R.L. de C.V., G/036/TRA/1998
- Gasoducto Aguaprieta, S. de R.L. de C.V., G/125/TRA/2002
- Gasoducto Bajanorte, S. de R.L. de C.V., G/100/TRA/2000
- Gasoducto del Río, S.A. de C.V., G/130/TRA/2002
- Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V., G/016/TRA/1997
- Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V., G/128/TRA/2002
- Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V., G/045/TRA/1998
- Igasamex San José Iturbide, S.de R.L. de C.V., G/017/TRA/1997
- Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R.L. de C.V., G/003/TRA/1996
- Molinos Azteca de Veracruz, S.A. de C.V., G/187/TUP/2006
- Tarahumara Pipeline, S. de R. L. de C. V., G/213/TRA/2008
- Tejas Gas de la Península, S. de R. L. de C.V., G/163/TRA/2004
- Tejas Gas de Toluca, S. de R.L. de C.V., G/028/TRA/1998
- Terranova Energía, S. de R.L. de C.V., G/183/TRA/2006
- Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R.L. de C.V., G/051/TRA/1998
- Transportadora de Gas Natural de la Huasteca S de R.L. de C.V., G/160/TRA/2004

Transportadora de Gas Zapata, S. de R.L. de C.V., G/039/TRA/1998

Faloutsos, T. Sellis, N. Roussopoulos. The R+ - Tree: A dynamic index for multidimensional objects. In Proc. 13 th International Conference on VLDB, pages 507-518, England, September 1987

Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Metodología de los Censos Económicos 2009

Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte, México, SCIAN 2007

Longley P, Goodchild M, Maguire D, Rhind D.1991. Geographic Information Systems. First Edition, John Wiley & Sons. 447p.

Micheli, Jordy (coordinador) 2009, "Estudio para la Determinación de la Metodología de Expansión de la Red de Gasoductos y de Negociación de Tarifas en el Marco Regulatorio", Convenio específico PGPB-UAM-A-001/2009

Micheli, Jordy (coordinador) 2010, "Estudio para la Planeación Económica del Sistema Nacional de Gasoductos y de los Mercados de Gas Licuado de Petróleo y Gas Natural Licuado", Convenio específico PGPB-UAM-A-001/2010.

Micheli, L.B. Moreno, S. Lora, (2010) "Consumo energético industrial a nivel municipal en México", Simposio internacional sobre energías renovables y sustentabilidad, UNAM, Temixco, Morelos.

MySQL Manual Reference. Cap. 17 Spatial Extensions in MySQL. MySQL AB. Pags. 1149. 2004

OpenGIS® Implementation Specification for Geographic information, OGC 06-104r3. Open Geospatial Consortium Inc. Págs. 110. 2006.

Pemex Gas y Petroquímica Básica, Sistema de Identificación de Instalaciones y Activos, Sistema Nacional de Gasoductos.

Secretaría de Economía, Directorio de empresas del Sistema de Información Empresarial Mexicano

Secretaría de Energía (2010), "Estrategia Nacional de Energía ratificada por el H. Congreso de la Unión", México, Febrero 2010

<http://www.sener.gob.mx/res/1646/EstrategiaNacionaldeEnergiaRatificadaporelHCongresodelaUnion.pdf>

Secretaría de Energía, Prospectiva de Consumo de Gas Natural 2010-2025

Secretaría de Energía, Prospectiva de Consumo de Gas Natural 2010-2025

SESIÓN 16

EFEITOS MACROECONÔMICOS SOBRE O PREÇO DO PETRÓLEO. POLÍTICA ECONÔMICA NORTE-AMERICANA, TAXA DE JUROS, CÂMBIO E PREÇO DE COMMODITIES (2003-2008).

Alejandro Demel

Introdução

Existe um debate em curso sobre a distinção entre efeitos econômicos da oferta e demanda dirigida a alterações do preço do petróleo, ou dito de outra forma, se as alterações do preço do petróleo são endógenas ou exógenas ao desempenho da economia (Gbadebo, 2009).

Ao longo da história houve dois tipos de crise na indústria petrolífera, a crise da oferta de petróleo e a crise que se está vivenciando nestes últimos anos, que é a chamada crise da demanda, umas das principais razões para que o preço do petróleo tenha chegado ao seu pico máximo de 147 dólares por barril em 2008 (DOE, 2009). Em ambas as crises foram utilizados dois mecanismos diferentes para manejar as variações econômicas. Nos anos 70 as políticas americanas usadas para mitigar os efeitos no preço do petróleo foram a política monetária restritiva, elevando a taxa de juros para desacelerar a economia e conseqüentemente a demanda por petróleo, já as medidas atuais foram totalmente diferentes às históricas, a diminuição das taxas de juros foram parte das medidas econômicas americanas para conter o declínio da atividade econômica nesse país, o foco desta política foram juros baixos para favorecer aos tomadores de empréstimos e dessa forma, incentivar ao investimento que conseqüentemente afetara a retomada do consumo e da atividade econômica.

Outra política econômica usada pelos Estados Unidos foi manipular a taxa de câmbio, com uma contínua desvalorização desde o 2003 que resultou ser de grande importância para não perder competitividade nas exportações e na procura pela redução dos déficits fiscais e comerciais que o país mantém com o resto do mundo (FMI,

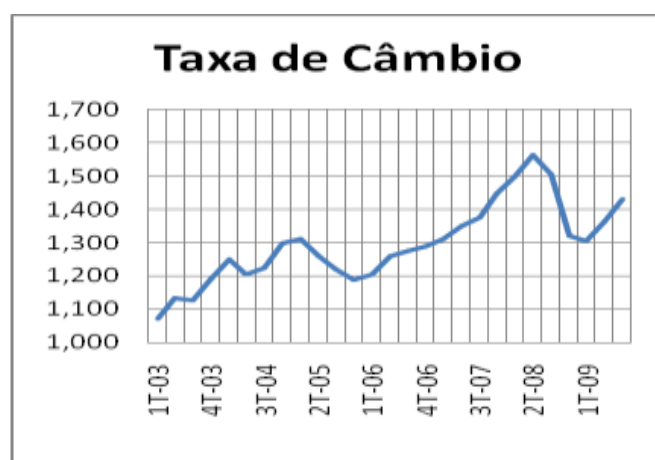
2009). Por outro lado esta desvalorização cambial mostrou a fragilidade da economia americana perante o mundo, gerando desconfiança aos investidores internacionais que procuraram trocar os investimentos em títulos públicos americanos para aplicar em *commodities* que em curto prazo se mostravam mais favoráveis com relação aos retornos financeiros.

Contudo, o crescimento econômico mundial, com a contribuição significativa do crescimento das economias emergentes, também tem sido relativamente elevado ao longo de vários anos, até recentemente, com a que este crescimento foi interrompido pelas crises financeiras dos países da OCDE. Além disso, os preços das *commodities* também aumentaram por causa dos efeitos colaterais entre os preços das diferentes *commodities*. Em particular, os elevados preços do petróleo podem ter contribuído para aumento dos preços de outras *commodities* através de *cost-push*⁴³⁰ efeitos que a sua produção pode depender, direta ou indiretamente, sobre o uso do óleo bruto, transporte, fertilizantes, o que também esse aumento dos preços do petróleo leva a uma maior procura de produtos agrícolas para o bio-combustível substituto do petróleo (Akram, 2009)

⁴³⁰ El aumento del precio de un bien que es insumo de otros productos genera una presión al alza de estos últimos.

Capítulo 1: Efeitos Macroeconômicos Americano sobre o preço do petróleo e variações nos preços das *commodities* com a taxa de câmbio como política econômica.

O câmbio nos Estados Unidos vem sofrendo uma desvalorização do Dólar em relação ao Euro desde a data analisada. Houve uma desvalorização cambial de 17% em relação ao 2003 (FED, 2009), essa desvalorização encorajou os investidores estrangeiros para que procuram fazer seus investimentos em outras divisas internacionais.



Fonte: Elaboração própria usando dados do Federal Reserve Bank

O presidente do FED, Bem Bernanke, ressaltou que vigia de perto a evolução do dólar, e afirma que aumentar o nível de emprego é um dos desafios da economia dos Estados Unidos. O FED assegurou que está atento às implicações nas mudanças de valor do dólar e continuará formulando políticas para "reanimar o emprego ao máximo e conseguir a estabilidade dos preços. A taxa de desemprego nos EUA alcançou 10,2% em outubro de 2009, o número mais alto dos últimos 26 anos, segundo dados divulgados recentemente pelo Departamento de Trabalho americano (Schefer, 2009).

Parte desta desvalorização se deve ao aumento do déficit fiscal e comercial que os Estados Unidos têm com o mundo e principalmente com a China, um dos principais parceiros comerciais dos americanos, o grande problema é que os Estados Unidos consome demais e China poupa demais. O crescimento chinês, por sua vez, é movido pelas exportações, às reservas do Banco Central Chinês são pouco mais de dois trilhões

de dólares (The People's Bank of China, 2009). Os chineses, possuem as maiores reservas internacionais do mundo, engordadas por suas exportações, são também os maiores detentores de títulos de dívida pública americana.

A taxa de câmbio desvalorizada é de enorme importância para a política econômica americana, porque esta facilita o comércio internacional de bens e serviços, além de influenciar a competitividade dos produtos que ultimamente estão perdendo terreno com os chineses. Mas uma desvalorização rápida e acentuada da moeda norte-americana poderá trazer dificuldades em diversas vertentes (AEP, 2009).

Muitos dos efeitos sobre as exportações líquidas são exercidos pelas variações na taxa de câmbio. Entretanto, outros fatores que exercem influência sobre as exportações líquidas são: a renda doméstica e a renda mundial. Obviamente a correlação é negativa no primeiro caso, pois um aumento na renda doméstica aumenta o consumo interno, diminuindo as exportações e aumentando as importações, e positiva no segundo caso, pois o aumento da renda mundial tem o efeito inverso. Note-se então que as exportações líquidas aumentam se a renda doméstica diminuir, se a renda mundial aumentar ou se a taxa de câmbio se desvalorizar (Krugman, 2009).

Com respeito à taxa de câmbio, existe a condição de **Marshall-Lerner** (Krugman, 2009) com uma observação muito importante, portanto, há uma possibilidade de uma desvalorização cambial deteriorar as exportações líquidas. Basta imaginar que tanto os produtos exportados como os importados por uma determinada nação sejam bastante inelásticos. Neste caso, as quantidades exportadas e importadas seriam pouco afetadas com a desvalorização, enquanto o preço dos importados teria aumentado e o preço dos exportados teria diminuído. Desta forma a receita líquida em moeda estrangeira poderia diminuir. Cabe lembrar que os Estados Unidos é o principal importador de gasolina da Europa, e a gasolina para os americanos é um bem inelástico, além de importar quase todo seu petróleo do golfo do México, Venezuela, Nigéria e Oriente Meio (Vivoda, 2009).

Os americanos e os Chineses são os principais consumidores de petróleo do mundo (BP,2009), respectivamente em primeira e segunda colocação. No seguinte quadro observa-se os milhões de toneladas de petróleo consumidos por cada um.

Milhões	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
US	897,6	896,1	897,4	912,3	948,8	951,4	943,8	942,3	884,5
China	223,6	227,9	247,4	271,7	318,9	327,8	346,1	362,8	375,7

Fonte: Elaboração própria com dados do BP Statistic, (2009)

Se mantiveram altas importações de óleo cru e derivados de petróleo dos Estados Unidos até o 2007, retraindo-se em 2008 por causa da crise mundial e a queda da atividade econômica americana. Analisando no gráfico da taxa de câmbio, podemos notar que a maior desvalorização do dólar foi no final de 2007 e princípios de 2008 de 30% com relação ao 2003, sendo esta justamente nos anos que houve maior aumento nas importações de petróleo, o que justifica a condição de Marshall-Lerner e o vermelho do balanço de pagamentos americano nestes últimos anos.

Date	U.S. Imports of Crude Oil and Petroleum Products (Thousand Barrels)
2000	4.194.086
2001	4.333.038
2002	4.208.538
2003	4.476.501
2004	4.811.104
2005	5.005.541
2006	5.003.082
2007	4.915.957
2008	4.726.994

Aumento da Importação de Petróleo pré crise imobiliária –

Fonte: Elaboração própria com dados do DOE, (2009)

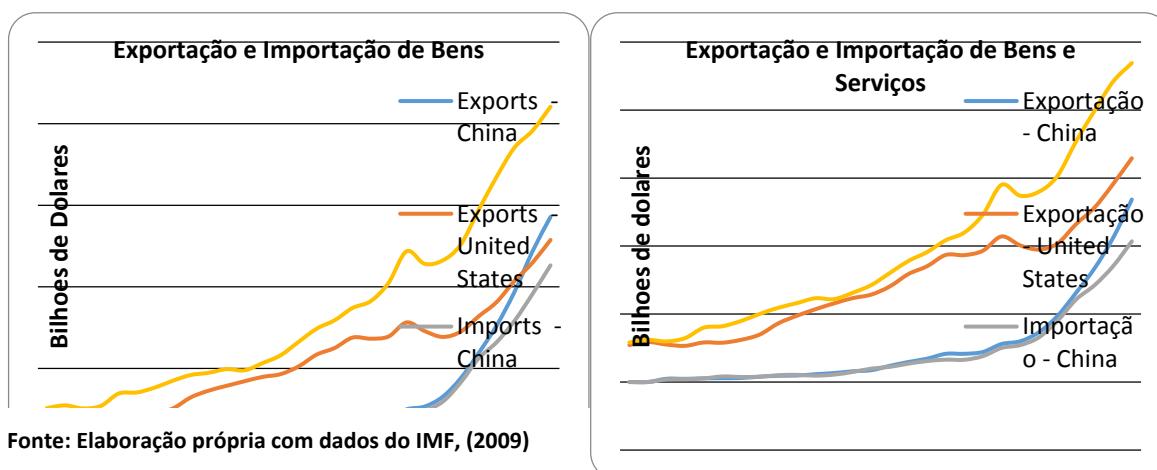
No seguinte gráfico vemos que os Estados Unidos não se enquadram entre os maiores produtores de petróleo, alias já foi exportador líquido de petróleo, hoje é um

importador líquido e seu consumo é o maior no mundo perante o desempenho da sua atividade econômica.

A região Ásia-Pacífico, Europa e América do Norte consome cerca de 80%, enquanto controla apenas 10% das reservas de petróleo do mundo. Ao mesmo tempo, a África, a antiga União Soviética, no Oriente Médio e América do Sul consome 20%, enquanto controla 90% das reservas de petróleo do mundo restante (Vivoda, 2009).

Como a produção dos campos em muitas outras regiões estão em declínio, os importadores de petróleo estão cada vez mais a depender do Oriente Médio para importar o petróleo bruto. Às taxas atuais de produção são, o Oriente Médio tem mais de 82 anos de produção de petróleo, comparado aos 46 anos para a América Latina, 31 anos para África, 27 anos para a ex-União Soviética, 22 anos para a Europa, e 14 anos para a Ásia-Pacífico e América do Norte (Vivoda, 2009).

Comparando a China com os Estados Unidos nos deparamos frente a dois gráficos, o primeiro compara as exportações e importações de bens e no segundo inclui o setor serviços. Nota-se que no primeiro gráfico além de mostrar o grande déficit comercial americano no último ano, por causa das importações das matérias primas provenientes dos países não desenvolvidos, as exportações chinesas ultrapassaram às americanas em 2006; o mais importante em relação às exportações é que a partir de 2004 as exportações chinesas crescem exponencialmente e parte desse crescimento se deve à abertura chinesa e ao reconhecimento pelos mercados internacionais (OMC, 2009). Esse boom chinês foi atrelado à valorização do Yuan em relação ao dólar que



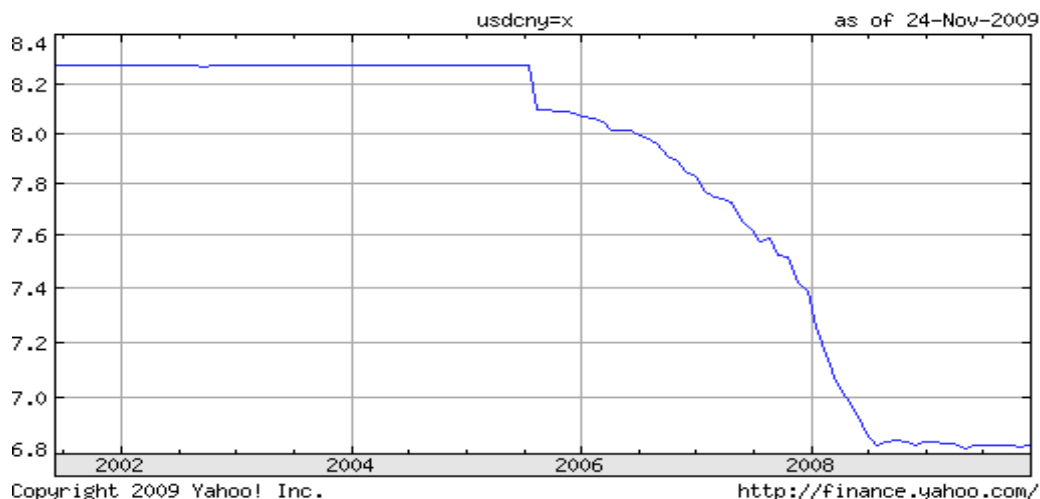
passou de valer 8,3 Yuan por dólar em 2002 para 6,8 em novembro de 2009 (Yahoo Finanças, 2009). Em ambos os gráficos a partir de 2004 o balanço comercial chinês ficou superavitário chegando a pouco mais de 300 bilhões de dólares em 2008 e o déficit americano se reduz de 900 bilhões de dólares para 700 bilhões ao incluir o setor serviços (IMF, 2009).

Na figura da direita ao incluir os serviços nota-se como as duas curvas de exportações que no gráfico da esquerda se cortam nesta figura eles não se cruzam, porém, a economia americana se diferencia da chinesa no setor de serviços, que é uma indústria que gera um valor agregado maior, mas é impressionante como estas duas economias em menos de dez anos tendem-se à convergência, deve-se a que Estados Unidos mantém um crescimento constante das exportações em quanto na China há uma tendência exponencial das exportações. Parte deste crescimento é devido ao crescimento do investimento externo direto da China que a partir de 2004 esta na procura de novos mercados para expandir sua produção de mercadorias e assim ganhar participações nos setores dos serviços nas indústrias petroleira, telecomunicações e transportes.

Direct Investment abroad (U.S. \$) (Billions of U.S. dollars)	2003	2004	2005	2006	2007
China	-0,15	1,81	11,3	21,1	16,9
			1	6	9

Fonte:Elaboração própria com dados do FMI, (2009)

Em ambos gráficos o crescimento das importações chinesas não somente cresceram em consumo de petróleo, já que parte deste crescimento é nas importações de matéria prima básica para alimentar uma população onde as classes sociais ingressaram num mercado de consumo em que há pouco tempo atrás não estavam inclusas, estas pessoas deixaram de consumir apenas bens de subsistência para bens de suntuosidade, com o que o próprio mercado interno esta alavancando as importações de matérias primas e bens de consumo.



Fonte:Yahoo Finanças, (2009)

A valorização do Yuan em relação ao Dólar ajustou-se pelas pressões impostas por Estados Unidos e pela União Européia em razão da grande entrada de produtos chineses nestes mercados e a perda da competitividade dos produtos americanos e europeus por causa dos baixos preços e custo de produção dos produtos chineses.

A desvalorização do dólar mostra a fragilidade da economia dos Estados Unidos frente aos investidores estrangeiros, que procurarão aplicar em investimentos mais seguros e de maior retorno e imediato como o caso do ouro, petróleo ou outras *commodities*. Já os países que mais apostam em títulos do FED como a China, Japão e outros estados europeus, perante esta desvalorização retiraram os investimentos em títulos americanos que são lastreados em dólares para fazer aplicações a curto prazo nos chamados países emergentes que prometem maiores retornos e mostram-se internacionalmente seguros, como é o caso do Brasil que esta bem posicionado no ranking da JP Morgam, Standar and Poors e seu risco país é relativamente baixo. A taxa de juros brasileira é bastante atraente para estes capitais.

Financeiramente se o fundo achar que o dólar vai perder valor, ela se defende com *commodities* para se proteger provocando um aumento do preço no petróleo e das *commodities*.

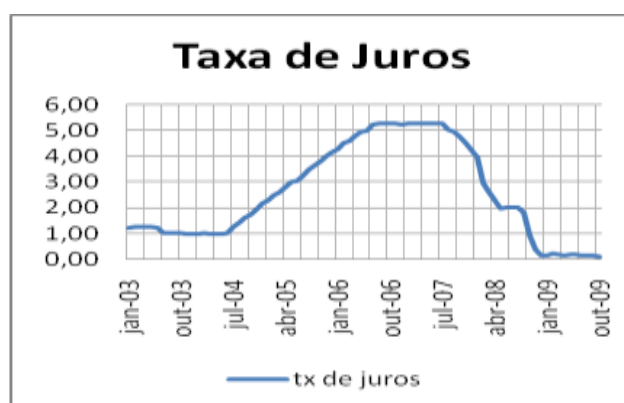
A relação negativa entre o valor do dólar e dos preços em dólares das *commodities* é seguida pela lei de um preço para bens transacionáveis. Assim, um declínio no valor do dólar deve ser compensado por um aumento no preço em dólar das

commodities e/ou uma queda em seus preços em moeda estrangeira para garantir o mesmo preço, quando medido em dólares. Além disso, como muitas *commodities* são cotadas em dólares nos mercados internacionais, um dólar mais fraco pode aumentar o poder de compra das *commodities* e da demanda de *consumidores* estrangeiros, enquanto reduz os retornos dos fornecedores de mercadorias estrangeiras e, eventualmente, os seus fornecimentos. O impacto de mudanças na oferta e demanda de produtos pode ser particularmente grande, se a demanda e o fornecimento de *commodities* forem relativamente inelásticos, o que é o caso de muitas *commodities* e do petróleo (Hamilton, 2008).

Capítulo 2: Efeitos Macroeconômicos Americano sobre o preço do petróleo e variações nos preços das *commodities* com a taxa de Juros como política econômica.

A taxa de juros age de maneira inversamente proporcional à produção industrial. Quando a taxa de juros está muito alta sobe o custo de oportunidade do capital, o que acaba incentivando o investimento especulativo ao invés do produtivo.

Nota-se um aumento na taxa de juros americana a partir do final do primeiro semestre de 2004. Deve-se a que nesse período no mundo houve um aumento do crescimento real do PIB que passou de 3,6% em 2003 para 4,5% em 2005, chegando ao seu pico máximo em 2007 para 5,2% (IMF, 2009). Com um aumento na renda, os indivíduos demandarão mais moeda para poderem efetuar suas transações. Este aumento provocou um deslocamento da taxa de juros de 1,26% a.a. em julho de 2004 para 5,26% a.a. em julho de 2006 e mantendo-se neste patamar por mais um ano (Federal Reserve Bank), onde de essa forma conter o aumento da inflação além melhorar o balanço de pagamentos atraindo capitais autônomos para a economia.



Fonte: Elaboração própria usando dados do Federal Reserve Bank, (2009)

Esta medida de aumento na taxa de juros é eficiente somente no curto prazo, pois acarreta diminuição no nível da atividade econômica no longo prazo, porém, as pessoas e/ou empresas preferirão poupar a consumir, gerando uma retração no setor industrial e comercial. No longo prazo logo após a crise que começou no segundo

semestre de 2007 com o setor imobiliário americano contagiando logo o setor financeiro e bancário pela falta de liquidez na economia. Houve uma diminuição no consumo das famílias por falta de créditos tendo uma repercussão na economia gerando como foi dito anteriormente o maior desemprego americano dos últimos anos.

As baixas taxas de juros reais e a queda do dólar podem representar altos preços nas *commodities* sendo que estes preços nas *commodities* tendem a mostrar superação, comportamento em resposta a alterações na taxa de juros. Uma explicação adequada da participação especial de crescimento econômico mundial é necessária, pois pode conduzir a maiores taxas de juros e preços de *commodities*. Assim, o baixo crescimento econômico mundial após vários anos de elevado crescimento pode explicar a forte queda nas taxas de juros reais, bem como os preços das *commodities* (Akram, 2009).

Desde os primeiros choques do petróleo nos anos 70 as políticas americanas para mitigar os efeitos no preço do petróleo têm sido a política monetária restritiva, elevando a taxa de juros para desacelerar a economia e conseqüentemente a demanda por petróleo, já as medidas atuais foram totalmente diferentes às históricas, a diminuição dos juros foram parte das medidas econômicas americanas para conter o declínio da atividade econômica nesse país, o foco desta política foi juros baixos para favorecer aos tomadores de empréstimos e dessa forma incentivar ao investimento que conseqüentemente afetara a retomada do consumo e da atividade econômica.

Devido à rápida expansão econômica chinesa, a demanda mundial por petróleo cresceu tanto, que o efeito para os Estados Unidos é o equivalente ao que seria uma redução da oferta mundial de petróleo. O preço de petróleo aumentou, assim como o de qualquer bem está à mercê das leis do mercado, marcadamente, a lei da oferta e da procura.

Ao longo da historia houve dois tipos de crise na indústria petroleira, a crise da oferta de petróleo que são numeradas no seguinte quadro e a crise que estamos vivenciando nestes últimos anos, que é a chamada crise da demanda, umas das principais razões de que o preço do petróleo tivesse chegado ao seu pico máximo de 147 dólares por barril em 2008 (DOE, 2009). A necessidade de manter o crescimento econômico dos países OCDE e NÃO-OCDE, principalmente da China, Japão, Índia e

Estados Unidos, este último é o maior consumidor de petróleo do mundo seguido da China, Japão e Índia (FMI, EIA, 2009), ao demandarem tanto petróleo foi uma causa necessária e suficiente para variar positivamente na demanda petrolífera provocando aumentos no preço do petróleo nesta última década.

Nas últimas décadas, tem havido inúmeras interrupções no fornecimento do petróleo, e estes têm aumentado o preço com o que afetou negativamente à economia mundial, e particularmente aos países importadores de petróleo. Os governos procuraram diversificar o mix de fornecedores, para manter a segurança energética tanto quanto possível, de modo que uma eventual interrupção futura, e uma falha de qualquer produtor, reduzem a vulnerabilidade econômica de não cortar o fornecimento adequado de óleo (Vivoda, 2009).

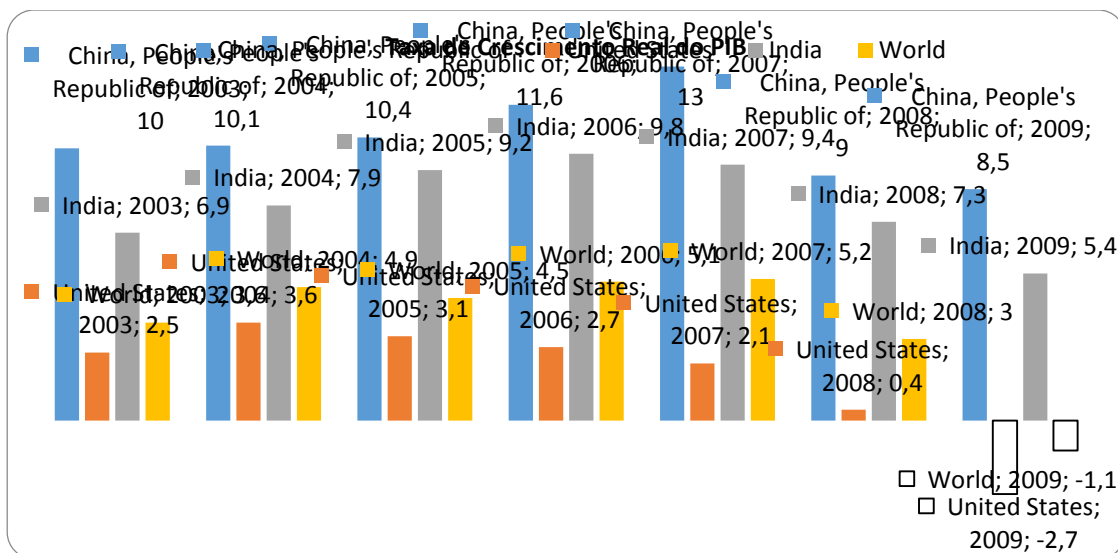
Interrupções na Oferta de Petróleo desde 1951

Date of Oil Supply Disruption*	Duration (Months of Supply Disruption*)	Average Gross Supply Shortfall (Million B/D)	Reason for Oil Supply Disruption
3/51-10/54	44	0.7	Iranian oil fields nationalized May 1, following months of unrest and strikes in Abadan area.
11/56-3/57	4	2.0	Suez War
12/66-3/67	3	0.7	Syrian Transit Fee Dispute
6/67-8/67	2	2.0	Six Day War
5/70-1/71	9	1.3	Libyan price controversy; damage to Tapline
4/71-8/71	5	0.6	Algerian-French nationalization struggle
3/73-5/73	2	0.5	Unrest in Lebanon; damage to transit facilities
10/73-3/74	6	2.6	October Arab-Israeli War; Arab oil embargo

4/76-5/76	2	0.3	Civil war in Lebanon; disruption to Iraqi exports
01/05/1977	1	0.7	Damage to Saudi oil field
11/78-4/79	6	3.5	Iranian revolution
10/80-12/80	3	3.3	Outbreak of Iran-Iraq War
12/02-2/03**	3	2.1	Venezuela strikes and unrest.
3/03-8/03	6	0.3	Nigeria unrest.
3/03-9/04***	19	1.0	Iraq war and continued unrest.

Fonte: EIA the “Global oil supply disruptions Since 1951” Table at <http://www.eia.doe.gov/security/distable.html>

O PIB mundial sofreu uma variação no crescimento passando de ser 5% positivo em 2007 para 1% negativo em 2009 (FMI, 2009), puxado pela redução da atividade econômica dos países da OCDE. Todos esses efeitos provocaram mudanças na política econômica de juros altos para uma convergência de juros limitando a zero, com a iniciativa de retomar ao levantamento de uma economia que se encontra em declínio, por meio do aumento do consumo e incentivando à construção civil, do qual são os principais fatores de crescimento e recuperação numa economia gerando confiança aos empresários e investidores para que estes voltem a acreditar no crescimento econômico do país e dessa forma recorreram a novos créditos baratos com o objetivo de gerar empregos, aumentar a produção e reduzir as diferenças das classes sociais na população.

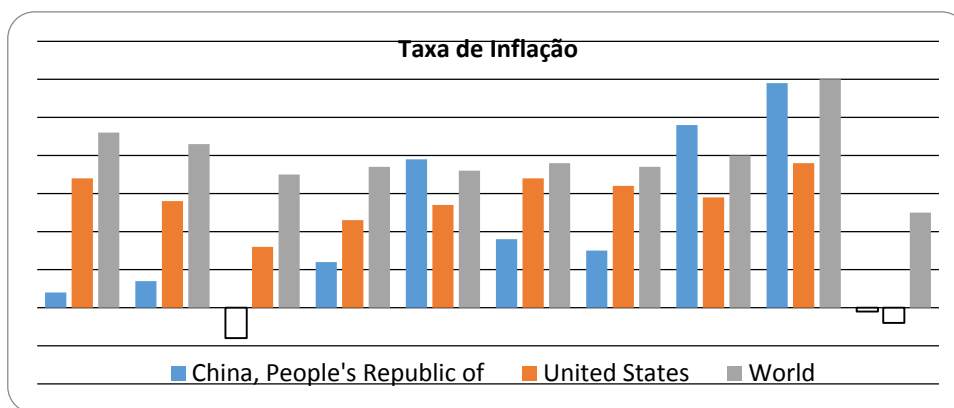


Fonte: Elaboração própria usando dados do FMI, (2009)

Graças ao crescimento econômico puxado pela Índia e pela China, que são dois mercados que contam com uma boa massa de consumo, estima-se que mais da metade da população mundial está localizada nestes dois países. Ao serem considerados países emergentes, são vistos com bons olhos pelos países desenvolvidos para investimentos produtivos, contam com mão-de-obra intensiva e a baixos custos de produção, cumprindo com as expectativas dos países capitalistas que são de gerar o máximo de valor agregado possível ao produto para dessa forma poderem maximizar a utilidade.

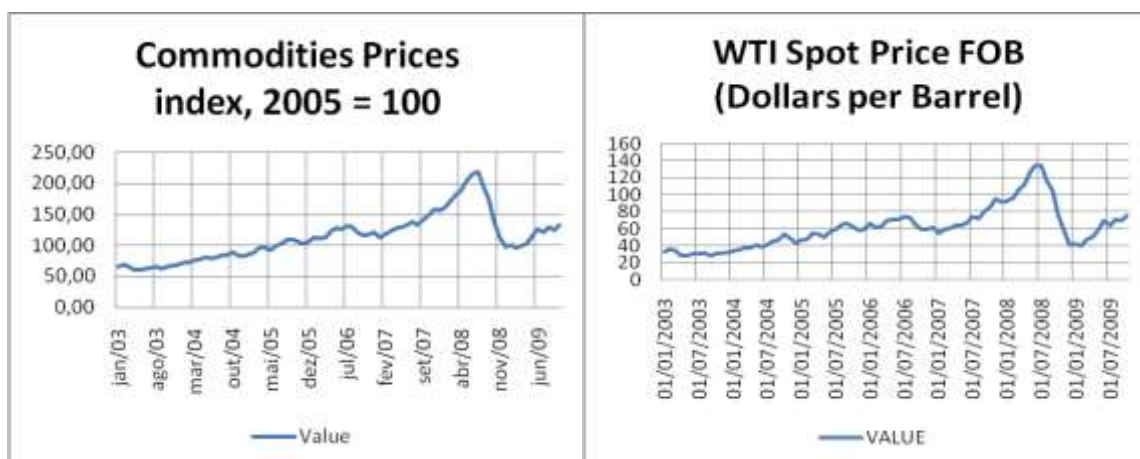
Em mercados eficientes, os retornos esperados do investimento em *commodities* devem ser iguais no mínimo ao retorno sobre o investimento em ativos financeiros para garantir a ausência de oportunidades de arbitragem (Akram, 2009).

Quando há um choque exógeno sobre o preço do petróleo, a medida tomada pelo governo americano é controlar este através de um aumento da taxa de juros para controlar a inflação e restringir o crescimento. A inflação corrói e diminui o poder de compra e aumenta a dívida externa dos países emergentes ou do terceiro mundo. A elevação da taxa de juros tem um efeito negativo referente ao preço das *commodities*, o retorno do investimento que anteriormente seriam considerados viáveis pode diminuir de forma a torná-los proibitivos assim como há uma elevação do custo de armazenagem das *commodities*. Se há elevação dos juros, investimentos que ocorreriam no cenário anterior deixariam de ocorrer gerando uma menor demanda por *commodities*.



Fonte: Elaboração própria usando dados do FMI, (2009)

Fazendo uma comparação entre os preços das *commodities* incluindo os combustíveis e os não combustíveis, com os preços spot do petróleo WTI, chega-se à conclusão que o preço das *commodities* estão atreladas diretamente com as variações dos preços do petróleo, nota-se a simetria de ambas as curvas nos gráficos a seguir, com um preço que crescia discretamente entre 2003 e finais de 2007, chegando a um pico máximo com um crescimento exponencial a meados de 2008, onde houve um auge no preço do petróleo sofrendo a seguir uma retração no preço que começou no segundo semestre de 2008 chegando em 2009 para os 40 dólares por barril.



Fonte: Elaboração própria usando dados do FMI – Inclui Preços dos combustíveis e dos não combustíveis, (2009) Fonte: Elaboração própria usando dados do DOE, (2009)

Em geral, os preços das matérias primas caem de forma considerável com as recessões globais, e logo se recuperam

gradualmente. O que é interessante na crise de 2009 é que a recuperação dos níveis de atividade global esta ocorrendo de forma diferenciada, com os países emergentes da Ásia recuperando-se mais rapidamente, enquanto que tal recuperação é mais lenta em economias avançadas. Sendo que as economias emergentes da Ásia são grandes demandantes de matéria prima (Eyzaguirre, 2009)

Um declínio na taxa de juro nominal coincide com um aumento nos preços das *commodities*, dado o esperado aumento dos preços futuros. Isso pode ser explicado da seguinte maneira. Primeiro, baixar as taxas de juro nominais reduziria investimentos em títulos do tesouro americano e o custo de estocagem e mais em *commodities*. Um aumento na demanda de *commodities* iria puxar para cima estes preços. Menores taxas de juros reais podem aumentar a atividade econômica e, conseqüentemente, a demanda por *commodities* e seus preços (Akram, 2009).

Cap-3: Demonstrações empíricas

Modelagem:

$$Y_t = \alpha + \beta_1 X_t + \beta_2 Y_{t-1} + \varepsilon_t, \text{ em que:}$$

Y= WTI, COMMODITIES;

X= Taxa de Juros e Taxa de Câmbio⁴³¹

Taxa de Câmbio:

Foi observado na análise dos dados obtidos através das regressões apresentadas, que a variação nos preços das *commodities* não foi fortemente correlacionada com a taxa de câmbio entre 2003 e 2008, existem outros fatores como, por exemplo, a oferta e a procura por estes bens, com maior importância em influenciar as variações nos preços das *commodities*. A taxa de câmbio explica cerca de um terço das variações no preço das *commodities*⁴³², sendo que destes 18% são explicadas pelas variações no preço do petróleo.

Não existe problema de auto-correlação dos resíduos, visto que a estatística de Durbin-Watson apresenta um valor próxima de 2.

Como os coeficientes $(\alpha, \beta_1, \beta_2)$, têm sinal positivo, existe uma relação direta entre as variáveis independentes e a variável dependente.

O gráfico mostra a mesma tendência na taxa de câmbio com relação às *commodities* e ao preço do petróleo, um aumento de uma variável causa um aumento da outra.

⁴³¹ Os dados utilizados foram obtidos através da transformação das variáveis em Logaritmo Natural, obtendo a seguir suas primeiras diferenças.

⁴³² Estas *commodities* incluem combustíveis e não combustíveis.

Taxa de Juros:

No que tange à taxa de juros percebe-se que a variação nos preços das *commodities* não explica totalmente as variações na taxa de juros entre 2003 e 2008, pois, o R^2 atinge 32%, sendo que somente o preço do petróleo WTI têm um R^2 que atinge 28%, representa em maior proporção as variações nas *commodities* com relação à taxas de juros.

Neste caso também não existe problema de auto-correlação dos resíduos, visto que a estatística de Durbin-Watson apresenta um valor próxima de 2.

No caso com as *commodities* em função da taxa de juros, existe uma relação direta entre as variáveis independentes e a variável dependente sendo que coeficientes (α , β_1 , β_2), têm sinal positivo. Já, ao nos referirmos no WTI, a relação da taxa de juros com o preço do óleo WTI, no período anterior não resultou estatisticamente significativa dado que o p-valor é maior do que 5%.

O gráfico mostra a mesma tendência na taxa de juros com relação às *commodities* e ao preço do petróleo, um aumento de uma variável causa um aumento da outra.

Commodities com a Taxa de Juros

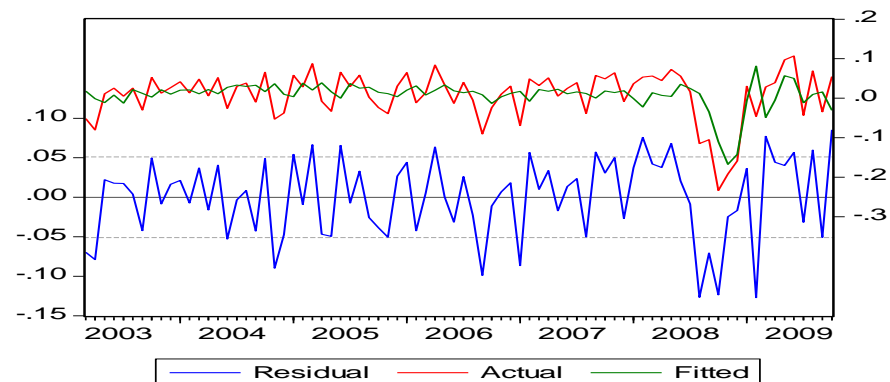
Dependent Variable: D(COMMODITIESPRICES)

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2003M03 2009M10

Included observations: 80 after adjustments

Convergence achieved after 5 iterations



Variable	Coefficien t	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.012926	0.007726	1.673114	0.0984
D(TXJUROS)	0.156510	0.037512	4.172262	0.0001
AR(1)	0.252362	0.118363	2.132109	0.0362
R-squared	0.323007	Mean dependent var	0.008119	
Adjusted R-squared	0.305423	S.D. dependent var	0.061355	
S.E. of regression	0.051134	Akaike info criterion	-3.071953	
Sum squared resid	0.201331	Schwarz criterion	-2.982627	
Log likelihood	125.8781	F-statistic	18.36915	
Durbin-Watson stat	1.985037	Prob(F-statistic)	0.000000	
Inverted AR Roots	.25			

WTI com a Taxa de Juros

Dependent Variable: D(WTI)

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2003M03 2009M10

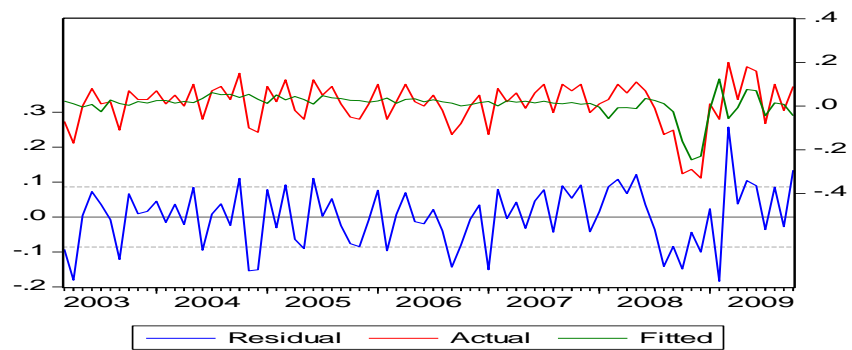
Included observations: 80 after adjustments

Convergence achieved after 6 iterations

Variable	Coefficien t	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.017398	0.010960	1.587479	0.1165
D(TXJUROS)	0.269774	0.056367	4.786009	0.0000
AR(1)	0.112865	0.115989	0.973071	0.3336
R-squared	0.280453	Mean dependent var	0.009375	
Adjusted R-squared	0.261764	S.D. dependent var	0.100042	
S.E. of regression	0.085957	Akaike info criterion	-2.033160	

Sum squared resid	0.568923	Schwarz criterion	-1.943834
Log likelihood	84.32638	F-statistic	15.00591
Durbin-Watson stat	1.959082	Prob(F-statistic)	0.000003

Inverted AR Roots .11



Commodities com a Taxa de Câmbio

Dependent Variable: D(COMMODITIESPRICES)

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2003M03 2009M10

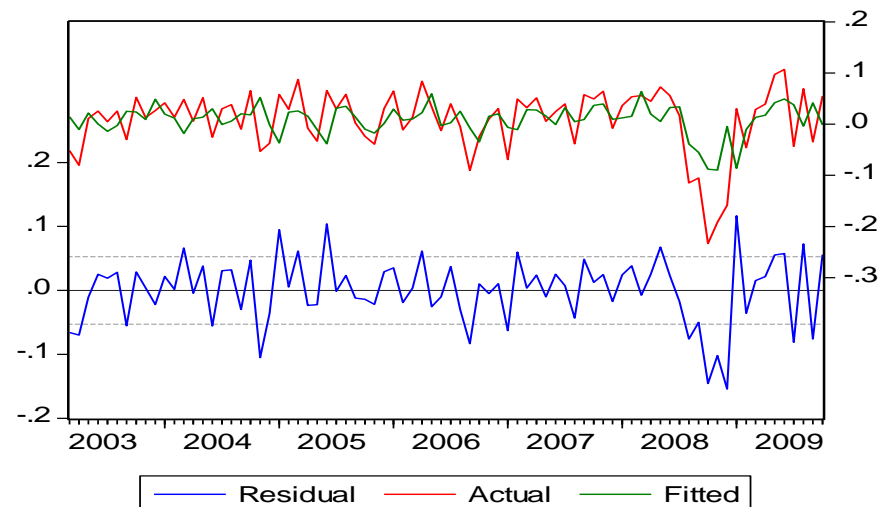
Included observations: 80 after adjustments

Convergence achieved after 9 iterations

Variable	Coefficien			
	t	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.004923	0.009195	0.535382	0.5939
D(CAMBIO)	0.827477	0.246145	3.361751	0.0012
AR(1)	0.356024	0.106708	3.336430	0.0013

R-squared	0.281973	Mean dependent var	0.008119
Adjusted R-squared	0.263323	S.D. dependent var	0.061355
S.E. of regression	0.052661	Akaike info criterion	3.013107
Sum squared resid	0.213534	Schwarz criterion	2.923781
Log likelihood	123.5243	F-statistic	15.11919
Durbin-Watson stat	2.060455	Prob(F-statistic)	0.000003

Inverted AR Roots .36



WTI com a Taxa de Cambio

Dependent Variable: D(WTI)

Method: Least Squares

Sample (adjusted): 2003M03 2009M10

Included observations: 80 after adjustments

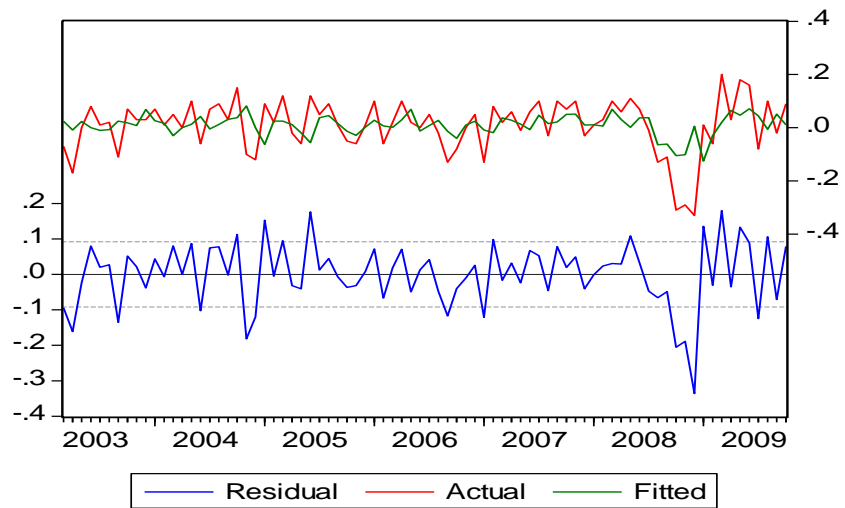
Convergence achieved after 8 iterations

Variable	Coefficien			
	t	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.004804	0.014151	0.339508	0.7352
D(CAMBIO)	1.150831	0.430637	2.672395	0.0092
AR(1)	0.269258	0.109731	2.453794	0.0164

R-squared	0.179137	Mean dependent var	0.009375
Adjusted R-squared	0.157816	S.D. dependent var	0.100042

S.E. of regression	0.091809	Akaike info criterion	1.901425
Sum squared resid	0.649031	Schwarz criterion	1.812099
Log likelihood	79.05700	F-statistic	8.401873
Durbin-Watson stat	2.024013	Prob(F-statistic)	0.000501

Inverted AR Roots .27



Conclusões

Em relação ao capítulo um e dois, vimos que a literatura analisada explica que uma desvalorização na taxa de câmbio aumenta o valor das *commodities*, ou seja, se o dólar perde valor, os investidores e principalmente os especuladores se defendem com *commodities*, com que esta desvalorização cambial provoca um aumento no preço das *commodities*. Os elevados preços do petróleo contribuem no aumento dos preços de outras *commodities* através de *cost-push*.

Um declínio no valor do dólar deve ser compensado por um aumento no preço em dólar das *commodities* e/ou uma queda em seus preços em moeda estrangeira para garantir o mesmo preço, quando medido em dólares. Além disso, como muitas *commodities* são cotadas em dólares nos mercados internacionais, um dólar mais fraco pode aumentar o poder de compra das *commodities* e da demanda de consumidores estrangeiros, enquanto reduz os retornos dos fornecedores de mercadorias estrangeiras e, eventualmente, os seus fornecimentos.

Quando falamos da Taxa de Juros esta mesma literatura analisada indica que a taxa de juros age de maneira inversamente proporcional a produção industrial. Quando a taxa de juros está muito alta, sobe o custo de oportunidade do capital, o que acaba incentivando o investimento especulativo ao invés do produtivo. Um declínio na taxa de juro nominal coincide com um aumento nos preços das *commodities*, dado o esperado aumento dos preços das *commodities* futuras. Diminuir as taxas de juro nominais faria com que agentes investirem menos em títulos e mais em *commodities*. O aumento da demanda por *commodities* pressionaria para cima estes preços.

A elevação da taxa de juros tem um efeito negativo referente ao preço das *commodities*, o retorno do investimento que anteriormente seriam considerados viáveis pode diminuir de forma a torná-los proibitivos dado que existe um custo de armazenagem das *commodities*. Se há elevação dos juros, investimentos que ocorreriam no cenário anterior deixariam de ocorrer gerando uma menor demanda por *commodities* com o que esta puxaria o preço para baixo.

No terceiro capítulo, vimos que o que foi explicado pela literatura analisada não aconteceu. Os dados analisados entre 2003 e 2008 foram de um período de crescimento mundial, onde este crescimento da atividade econômica levou a um aumento na inflação, com o que este aumento da inflação mundial resultou de uma política econômica restritiva, aumentando os juros como forma de evitar o aquecimento econômico. Só que atrelado ao crescimento mundial, as potências e os países emergentes, como a China e a Índia, demandaram muito petróleo e outras commodities para alimentar uma população que está em crescimento demandando mais alimentos e uma indústria que demandava mais recursos energéticos para sustentar esse crescimento. Este aumento na demanda por commodities acabou provocando uma alta nos preços, as novas demandas pelo petróleo da China, Índia e outros, foi outro motivo para que o preço do petróleo crescesse a taxas bastante relevantes.

Todo este crescimento e a necessidade de produzir dentro do país, fez com que os Estados Unidos aumentassem sua taxa de câmbio em relação ao Euro (Desvalorização) para dessa forma reduzir os déficit no balanço de pagamentos e incentivarem a indústria interna que estava perdendo terreno no mercado nacional perante os produtos chineses.

Os resultados obtidos pelo Eviews “Econometrics Views” confirmaram a correlação e a tendência explicada acima. Estes resultados mostram que no período analisado a teoria sobre o câmbio e os juros analisados não se aplica seja pelos motivos que foram abordados ao longo do trabalho sobre o contexto econômico mundial em crescimento que houve nestes anos.

Referencias:

AEP. 2009, Camara de industria e comercio de Portugal.

Akram, Q.F.,2009. Commodity prices, interest rates and dollar. Energy Economics 31, 838-851

BP, 2009. BP Statistical Review of World Energy 2009. British Petroleum. London.

DOE, 2009. Energy Information Administration

Eyzaguirre N., 23 de octubre de 2009; La recuperación de los precios de las materias primas y su impacto en las economías de América Latina y el Caribe; FMI

Frankel, J.A.,1986. Expectation and commodity price dynamics: the overshooting model. American Journal of agricultural economics 68, 344-348

Gbadebo O.,2009. Identifying the oil price-macroeconomy relationship: An empirical mode decomposition análisis of US data. Energy Policy 37 (2009) 5417-5426

Gujarati, D. 2006 "Econometria Básica"; ed. Campos, São Paulo -

Hamilton, J.D.,2008. Understanding crude oil prices. Energy Journal 30, 179-206

IMF, 2009. IMF Data and Statistics 2009. International Monetary Fund.

Krugman., 2005. Livro de Economia Internacional; 6ta edição. São Paulo

OMC, 2009. Noticias 2004. Organización Mundial del Comercio.

Schefer, Dick, 2009. IFS del jueves 12 de noviembre. Economia para todos, disponível em www.economiaparatodos.com.ar , acesso em 18 de novembro de 2009

The People's bank of china, 2009. Acesso em 16 de dezembro de 2009.Disponível em <http://www.pbc.gov.cn/english/diaochatongji/tongjishuju/gofile.asp?file=2009S09.htm>

USGS, 2009. United States Geological Survey

Vivoda, V., 2009. Diversification of oil import sources and energy security: A key strategy or an elusive objective?

EMISSÕES DE CO2 E AS USINAS HIDRELÉTRICAS

Hoffmann, Carlos A

Analista de Infraestrutura/MME

Ronaldo Bicalho

Professor IE/UFRJ

Introdução

O aproveitamento do imenso potencial hidrelétrico brasileiro tem suscitado intensa discussão acerca do porte das barragens. De um lado, os ambientalistas que, no intuito de defender um menor impacto, têm lutado pela viabilização de projetos hidrelétricos com pouca ou nenhuma regularização das vazões naturais, as assim denominadas usinas a fio d'água. De outro lado, estão os defensores de alternativa hídrica, os quais vêm conquistando importantes aliados para viabilizarem os projetos de usinas com capacidade de regularização, que permite uma menor complementaridade de geração térmica. As usinas localizadas na região amazônica estão sendo implementadas como usinas a fio d'água, diminuindo tanto o impacto ambiental quanto a quantidade de energia elétrica gerada.

O Brasil possui 243 GW de potencial hidrelétrico sendo que destes, somente 36% já foram aproveitados ou já estão em construção. A maior parte (65%) dos restantes 156 GW está na Amazônia Legal. A viabilidade ambiental é o grande determinante para a viabilidade da exploração desta importante fonte energética. Adiciona-se a isto o fato de que os regimes dos rios amazônicos têm uma grande sazonalidade, onde a vazão no período úmido é décuplo da vazão no período de seca. Assim, uma vazão regularizada demandaria um reservatório de dimensões gigantescas.

A usina térmica em um sistema hidrotérmico como o brasileiro sempre foi dimensionada de sorte a minimizar o risco de déficit e somente era acionada quando o nível dos grandes reservatórios ficava em situação de risco. Mas, agora com o desenvolvimento de usinas sem capacidade de regularização, a geração térmica é cada vez usada para complementar a geração elétrica no período de seca.

Nos estudos energéticos realizados no estágio dos Estudos de Inventário são apurados a partição de quedas e a otimização do volume útil dos futuros aproveitamentos. Um das variáveis-chave para este dimensionamento é o sistema de referencia, entendido como o conjunto de usinas geradoras em relação ao qual serão quantificados os benefícios energéticos da divisão de queda. Desta forma, a análise dependerá de qual será o conjunto de usinas hidrelétricas que estarão em operação conjunta com os novos aproveitamentos. Desta forma, a metodologia atual não leva em conta a necessidade da geração térmica adicional, que será despachada na opção de uma usina à fio d'água.

A proposta do trabalho é o de analisar o dimensionamento de dois aproveitamentos e os critérios aplicados neste dimensionamento: um aproveitamento à fio d'água, como é o caso do rio Madeira e um a aproveitamento com capacidade de regularização caso do rio Tibagi. Um das externalidades negativas de uma usina com reservatório, além de seu maior impacto ambiental, é o de uma maior emissão de gases de efeito estufa (GEE, principalmente o CH₄) vis-a-vis à uma usina à fio d'água. Porém, a usina de fio d'água demandará uma complementação térmica para garantir o abastecimento pleno do mercado no período de vazão reduzida (período de seca). E esta complementação térmica será responsável por uma emissão de gases de efeito estufa, notadamente o CO₂. Na conclusão, será observado que, enquanto não for alterado o critério de dimensionamento do volume útil dos reservatórios, quando do estudo de inventário, e que leve em consideração o balanço entre a emissão de GEE's devido a uma maior área alagada ou, alternativamente, a um maior despacho térmico, haverá a supremacia da opção por usinas à fio d'água.

I. O Inventário do Rio Madeira.

É importante ressaltar que, sob o aspecto meramente energético, a melhor opção seria a de um eixo único, na Cachoeira Teotônio. No entanto, Furnas e Odebrecht optaram pela partição de queda proposta nos estudos, por entenderem que a viabilização do projeto passa necessariamente pelo absoluto respeito aos quatro pilares conceituais norteadores dos estudos, devendo ser, portanto, considerados, além da geração de energia, os aspectos de meio ambiente, de desenvolvimento sustentável e de integração regional. Estudos de Viabilidade da AHE Santo Antônio. Capítulo 1 pág. 1.6

O trecho do rio Madeira, entre Porto Velho e Abunã, objeto do Inventário Hidrelétrico conduzido pelo Consórcio FURNAS – ODEBRECHT respeitou alguns critérios básicos para a elaboração do estudo. Já se sabia que o porte dos aproveitamentos seria elevado (potência instalada acima de 3000 MW), adicionava-se a isto a necessidade de minimizar os impactos ambientais, e, também, impedir que a cota do remanso da usina mais a montante (AHE Jirau) avançasse sobre o território boliviano.

Com estes critérios básicos, definiu uma partição de queda com duas alternativas de divisão de queda contemplando três usinas. (Cachoeira de Santo Antonio, Cachoeira de Teotônio e Cachoeira de Jirau). É importante lembrar que neste trecho do rio, conhecido como o trecho das cachoeiras, concentra uma queda bruta total média de apenas 37 m. A usina mais a montante (AHE de Jirau) é

comum às duas alternativas de partição de queda. O rio Madeira nas proximidades de Abunã estabelece o limite territorial entre Brasil e Bolívia, como era necessário evitar a sobre-elevação do nível de água em território boliviano, o NA máximo normal do reservatório da AHE Jirau foi estabelecido na elevação de 90 m, que é inferior ao nível mínimo das cheias anuais observadas naquela região. Esta elevação está contida na calha natural do rio Madeira.

Nos Estudos Preliminares, foram selecionadas as alternativas mais competitivas de divisão de quedas do trecho em estudo. E os locais selecionados foram a Cachoeira de Santo Antonio, distante 3 km à montante de Porto Velho; a Cachoeira de Teotônio, distante 20 km de Porto Velho, e a Cachoeira de Jirau a 128 km de Porto Velho.

As alternativas de partição estudadas no inventário, expostas na tabela abaixo, foram:

AHE Jirau e AHE Santo Antonio – Alternativa 1;e

AHE Jirau e AHE Teotônio – Alternativa 2

Como previsto no Manual dos Estudos de Inventários, os Estudos Energéticos, quando dos Estudos Preliminares, têm como objetivo a avaliação das possibilidades de geração de cada aproveitamento inventariado e dos seus benefícios energéticos para o sistema de referência considerado, visando o pré-dimensionamento das principais características dos reservatórios, conjuntos turbinas-geradores e avaliações de competitividade econômica de aproveitamentos e de alternativas de divisão de queda como um todo. É neste ponto, que serão definidos o porte dos aproveitamentos, principalmente o tema central deste trabalho, a otimização do volume útil do reservatório.

Rio Madeira

Alternativas de Partição de Queda

Características Básicas

	Local	NA Normal (m)	Extensão do Reservatório (km)	Queda Bruta (m)
Alternativa 1	Santo Antônio	70	125	17,0
	Jirau	90	92	20,00
Alternativa 2	Teotônio	70	108	14,8
	Jirau	90	92	20,00

A partir da seleção das alternativas de partição de queda, na fase do Inventário, faz-se um cálculo simplificado da Potencia Instalada para, em seguida simular a otimização do volume útil do reservatório e com isto definir as principais características do futuro aproveitamento.

As características dos futuros aproveitamentos utilizam modelos computacionais tanto de simulação, como é o caso do SINV (Sistema de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas), como modelos de otimização como é o caso do MSUI modelo utilizado para calcular as potências instaladas a serem utilizadas na fase preliminar de dimensionamentos das estruturas dos aproveitamentos hidrelétricos, notadamente a otimização do volume útil.

II. Dimensionamento do nível de armazenamento das Usinas do Madeira.

O dimensionamento energético de um aproveitamento requer a determinação da depleção máxima do reservatório, da potência instalada e da queda de referência. A potência instalada corresponde à capacidade total dos geradores. A queda de referência corresponde à queda líquida na qual as turbinas com

seus distribuidores totalmente abertos irão fornecer a potência instalada. Em geral, os valores ótimos destes parâmetros para um certo aproveitamento dependem da alternativa de divisão de queda na qual ele se integra. Segue-se uma apresentação sucinta de cada um dos componentes do dimensionamento acima citados:

- Depleção máxima ou volume útil:

No desenvolvimento do potencial hidroelétrico de uma bacia deve ser prevista, sempre que possível, a construção de aproveitamentos com capacidade de armazenamento, de forma que se possa obter energia durante os períodos mais secos a partir do uso da água armazenada durante os períodos hidrológicamente mais favoráveis. Por outro lado, o excessivo deplecionamento dos aproveitamentos se reflete em perda de queda e, portanto, na capacidade de geração. A fixação da depleção máxima, ou do volume útil, de cada aproveitamento deve ser feita por processo de otimização, tendo como base o ganho de energia firme do aproveitamento quando integrado na alternativa de divisão de queda tomada como base de dimensionamento energético.

A determinação dos volumes úteis de cada aproveitamento integrante de uma alternativa deverá ser feita por um processo de otimização. Para tanto, estabelece-se em todos os aproveitamentos da alternativa, depleções máximas correspondentes a um terço das quedas brutas máximas, simulando-se, a alternativa nestas condições. Tais simulações foram efetuadas utilizando-se o modelo computacional MSUI Versão 1.2.

Coletando-se o primeiro valor do ganho de energia firme no sistema proporcionado pela alternativa, reduz-se arbitrariamente a depleção do último reservatório de jusante, elevando-se o seu Nível d'Água (NA) mínimo. Com isso, reduz-se a vazão regularizada e aumenta-se a queda líquida média do conjunto. Se esta alteração trouxer um aumento no ganho de energia firme do sistema, nova tentativa de redução da depleção deve ser feita, prosseguindo-se enquanto houver aumento. Fixado o volume útil do último reservatório a jusante, o processo é repetido para a penúltima usina do conjunto e assim, sucessivamente, até o aproveitamento mais a montante da alternativa.

Volume Útil Otimizado

Alternativa I – Otimização de Santo Antônio

Jirau	S. Antônio	Ganho de Energia Firme (MW med)
--------------	-------------------	--

N.A. Max. (m)	N.A.Min. (m)	E. Firme (MW Med)	N.A.Max. (m)	N.A.Min. (m)	E. Firme (MW Med)	Bacia	Sistema
90	84	2233	70	65	2131	4356	4221
90	84	2220	70	67	2188	4400	4261
90	84	2197	70	70	2290	4478	4328

Alternativa I – Otimização de Jirau

Jirau			S. Antônio			Ganho de Energia Firme (MW med)	
N.A. Max. (m)	N.A.Min. (m)	E. Firme (MW Med)	N.A.Max. (m)	N.A.Min. (m)	E. Firme (MW Med)	Bacia	Sistema
90	84	2197	70	70	2290	4478	4328
90	87	2296	70	70	2288	4575	4418
90	90	2410	70	70	2285	4686	4523

As tabelas acima mostram claramente que a melhor opção de operação dos reservatórios é na condição a fio d'água. As características das vazões do rio Madeira (vazões elevadas) e do relevo da região (quedas baixas) indicam que é mais vantajoso perder capacidade de armazenamento do que queda líquida média. Um dos elementos fundamentais para justificar este resultado é o fato do regime hidrológico do rio Madeira, difere de outras bacias da região amazônica, pois seu ciclo é definido pelo degelo da cordilheira dos Andes. Com isto, em comparação com a bacia do Tocantins (UHE Tucuruí) e a bacia do Xingu (UHE Belo Monte), suas vazões em época de cheias são menores que as das bacias citadas e as vazões no Madeira na época das estiagens são maiores.

As características das vazões do rio Madeira (vazões elevadas) e do relevo da região (quedas baixas) indicam que é contraproducente permitir que haja deplecionamento durante a operação da usina. Tal fato foi verificado através de simulações efetuadas considerando o aproveitamento operando a fio d'água e com deplecionamentos diferentes de zero. Para estas últimas situações, o decréscimo nos valores de queda não foi compensado pela regularização da vazão, implicando perda energética refletida tanto na energia firme local como no ganho de energia firme para o sistema conforme apresentado na Tabela 12.4 a seguir.

Tabela 12.4

Benefícios Energéticos para Definição do Volume Útil

Deplecionamento (m)	Energia Firme Local (MWmed)	Δ Energia Firme Local (MWmed)	Ganho de Energia Firme do Sistema (MWmed)	Δ Ganho de Energia Firme do Sistema (MWmed)
0	2281,1		2201,6	
2	2234,5	-46,6	2158,1	-43,5
5	2174,8	-59,7	2113,9	-44,2

(1) Perdas da conexão até Cuiabá considerada apenas para estabelecimento do aproveitamento ótimo. A conexão da usina será na região de Porto Velho / Santo Antônio.

III. TURBINAS BULBO E USINAS DE BAIXA QUEDA

O regime hidrológico do rio Madeira possibilitou a adoção das turbinas do tipo bulbo para o AHE Santo Antônio. Essas turbinas operam em baixas quedas, mas requerem uma vazão de água regular, para que possam operar sem restrições, característica natural do rio Madeira.

Há, no Brasil, apenas três usinas de grande porte que utilizam turbinas do tipo bulbo (Igarapava, Canoas 1 e Canoas 2). Isso porque a maioria dos rios até então aproveitados, de regiões de planalto, possuem grandes quedas, viabilizando a utilização de outros tipos de turbinas, mais adequadas a tais características técnicas.

Para a região amazônica, com relevo de planície e pequenas quedas para grandes extensões, os estudos indicam que a utilização de turbinas bulbo, em rios com características hidrológicas como as do Madeira, é a melhor opção considerando a desejada limitação de áreas de alagamento, em

função de não necessitarem de grandes quedas para sua operação, mas tão somente de água com vazão regular.

Isso possibilitou a limitação da altura do AHE Santo Antônio, trazendo o grande benefício ambiental de uma reduzidíssima área de alagamento. A Tabela abaixo compara a relação entre área inundada e potência instalada, para vários aproveitamentos na região amazônica, demonstrando de forma incontestável a vantagem comparativa dos AHE's Santo Antônio e Jirau com relação às demais usinas:

Aproveitamentos Hidrelétricos na Região Amazônia

Áreas de Reservatório x Potência

USINAS NA REGIÃO AMAZÔNICA	ÁREA DOS RESERVATÓRIOS (km ²)	POTÊNCIA (MW)	ÁREA RESERVATÓRIO/ POTÊNCIA DA USINA (km ² / MW)
BALBINA	2.360	250	9,44
SAMUEL	584	217	2,69
MANSO	387	210	1,84
TUCURUÍ			
1ª ETAPA	2.414	4.000	0,61
2ª ETAPA		8.000	0,30
JIRAU (*)	258 140 (**)	3.300	0,08 0,04 (**)
SANTO ANTÔNIO (*)	271,3 106,8 (**)	3.150	0,09 0,03 (**)

(*) estudos de viabilidade concluídos

(**) descontada a área do rio

Em relação ao dimensionamento energético das usinas do rio Madeira e opção correta da operação da usina como fio d'água deveu-se fortemente ao fato que as vazões deste importante tributário do rio Amazonas ter sua sazonalidade parcialmente amortecida pelo regime de degelo da cordilheira dos Andes. Tal fato, não pode excluir do leque de alternativas no aproveitamento do potencial energético da região amazônica, alguns projetos que deveriam ser contemplados como usinas com reservatório. Para contrapor ao exemplo do inventário do rio Madeira, buscou-se uma usina não iniciada em região de planalto, onde o principal critério de localização do eixo da barragem são os vales encaixados, característica importante dos principais rios brasileiros.

IV. A Bacia do rio Tibagi.

Os estudos da bacia do rio Tibagi que haviam sido realizados pelo Canambra Engineering Consultants (CANAMBRA, 1965) e previa o aproveitamento do desnível existente através de 9 usinas hidrelétrica com potencia instalada total de 809 MW e energia garantida de 346 MW médios. Este estudos foram revistos pela COPEL, em 1984, que reduziu o número de usinas com a implantação de 7 usinas com potencia instalada de 1556 MW e energia firme de 795,1 MW médios. O aumento na capacidade instalada deveu-se à mudança no critério energético do dimensionamento: de critério determinístico para o critério probabilístico.

Em uma posterior revisão, em 1997, aplicável ao trecho médio do rio Tibagi, alterou a potencia instalada das UHE's de Mauá e de São Jeronimo. O critério probabilístico permite valorar o aproveitamento quando de sua operação em conjunto com outros aproveitamentos. E haverá uma valoração dos reservatórios construídos em regiões de sazonalidade diferente da região Sudeste do Brasil. No primeiro estudo da COPEL, a UHE Mauá tinha uma área de reservatório de 113,3 km² com uma potencia instalada de 441 MW, enquanto que São Jeronimo tinha 60,2 km² de reservatório e potencia de 307 MW. A UHE São Jeronimo, operava à fio d'água enquanto que Mauá era de reservatório.

A revisão com a inversão dos papéis, passando a UHE de Mauá a operar como fio d'água, diminuiu a sua área e deixou de inundar o ribeirão das Antas, um dos poucos rios não poluídos desta bacia. Por outro lado, como a Usina de São Jeronimo tem seu eixo de barramento em um vale encaixado,

os que fazem com que pequenos alteamentos de nível levem a aumentos de volume bem mais significativos que os aumentos de área alagada. E o problema maior desta usina é o da inundação de terras indígenas que, como será adiante comentado, inviabilizou até hoje, a construção deste importante aproveitamento.

A UHE de São Jeronimo foi licitada sob as normas da concessão onerosa (o vencedor do Leilão é o licitante que oferecer o maior pagamento pelo uso do bem público) no Leilão ANEEL 02/2001. A exigência, no antigo modelo, era que o licitante vencedor do Leilão fizesse, sob sua inteira responsabilidade, o licenciamento ambiental. Como este aproveitamento inundava terras indígenas de Apucarana e de Mococa, era preciso uma autorização do Congresso Nacional, como reza a Constituição Federal em seu Artigo 231.

O Projeto de Decreto Legislativo 381/99, de autoria do Deputado José Borba, realizou audiências públicas nas tribos e em que pese a tácita autorização do Grupo Indígena Kaingang, que teria uma participação na venda de energia elétrica, este PDC nunca foi aprovado e esta com sua tramitação paralisada desde dezembro de 2000.

A importância da construção desta usina pode ser aferida com o preciso diagnóstico do PDE 2019, a necessidade de ampliar a energia armazenável do sistema, principalmente na região Sul, devido à complementariedade hidrológica com o sistema Sudeste/Centro-Oeste.

V. A importância do Armazenamento em um Sistema Hidrotérmico.

O PDE 2019 ao analisar a expansão hidroelétrica aponta que esta expansão dar-se-á com base nas UHE à fio d'água e que este procedimento apresenta consequências como : *maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições operativas hidráulicas); e maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico (PDE -2019 pág 64)*. No caso específico da Região Sul, o PDE 2019 não inclui a UHE São Jeronimo, mas afirma que todo e qualquer aumento de regularização no Sul, traduz-se em redução da geração térmica, tendo em vista a baixa capacidade de regularização existente frente ao parque térmico instalado.

Segundo o PDE 2019, a capacidade instalada sairá dos atuais 82 GW para 117 GW em 2019, enquanto que a capacidade de armazenamento sairá dos atuais 277 GW_{méd} para 307 GW_{méd}. A comparação entre estas duas grandezas permite vislumbrar que este programa de expansão será realizado primordialmente com usinas à fio d'água. O que vem reforçar os argumentos favoráveis

à construção da UHE São Jeronimo pois agregará mais na capacidade de armazenamento da região Sul 600 (MW_{méd}) que na capacidade instalada (330 MW).

Referencias Bibliográficas

INVENTÁRIO HIDRELÉTRICO DO RIO MADEIRA TRECHO PORTO VELHO – ABUNÃ - RELATÓRIO FINAL - PROCESSO Nº 48500.000291/01-31 NOVEMBRO/2002. ANEEL.

Manual de Inventario Hidroelétrico das Bacias Hidrográficas MME/CEPEL, 2007

Plano Decenal de Expansão de Energia – 2019. MME/EPE-2019, 2010.

Situação da UHE São Jeronimo- Nota Técnica NESA/SE/MME. 2009

Emissões de Gases de Efeito Estufa – Nota Informativa NESSA/SE/MME.2009.

Revisão da Divisão de queda do Trecho Médio do Rio Tibagi – PROCESSO Nº 48100.000361/94-53. ANEEL. Agosto de 1997.

MODELO DE PRECIFICAÇÃO DE CONTRATO NO MERCADO DE CARBONO

Natália Addas Porto
+55 19 9749.3131, natalia@fem.unicamp.br

Paulo de Barros Correia
+55 19 3521.3280, pcorreia@fem.unicamp.br

Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP
Faculdade de Engenharia Mecânica - Departamento de Energia
Rua Mendeleev, 200 – Cidade Universitária ‘Zeferino Vaz’
CEP: 13083-860 – Campinas, São Paulo, Brasil

Resumo

O objetivo do presente trabalho é desenvolver um modelo de precificação de contratos a termo de créditos de carbono. Cada crédito corresponde a uma tonelada de carbono equivalente oriunda de projetos de redução ou não emissão de gases de efeito estufa, podendo ser negociado entre países do Anexo I e não Anexo I através do recente mercado mundial de carbono. Os derivativos surgem neste contexto oferecendo proteção contra movimentos adversos de preços, além de fornecer indicações de expectativas futuras dos comercializadores quanto aos preços dos créditos. Um modelo de lattice binomial é a ferramenta utilizada neste trabalho para precificação dos contratos.

Palavras-chaves: *Créditos de Carbono, Precificação, Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), Lattice Binomial.*

Abstract

The objective of this work is to develop a pricing model contracts forward for carbon credits. Each credit represents one tone of carbon equivalent coming from projects to reduce or not issue greenhouse gases, which can be trade between countries of Annex I and non-Annex I through the recent global carbon market. The derivatives in this context appear to protect against adverse price movements, and provide indications of future expectations of suppliers on the prices of credits. Binomial Lattice model is the tool used in this work for pricing contracts.

Keywords: *Carbon Credits, Pricing, Certified Emission Reduction, Binomial Lattice.*

1. Introdução

As mudanças climáticas representam um dos maiores desafios atuais da humanidade, como conseqüência da crescente emissão de carbono, que gera sérios problemas à atmosfera do planeta. Relembrese que no ano de 1997 os países da Organização das Nações Unidas (ONU) assinaram um acordo estipulando certo controle sobre as intervenções humanas no clima para um horizonte compreendido entre os anos de 2008 e 2012. Tal acordo, denominado Protocolo de Quioto, trouxe a possibilidade de uso de mecanismos de mercado para que os países desenvolvidos e com economias em transição, denominados partes do Anexo I, cumpram o acordo quantificado em 5,2%, em média, de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) tomando como ano-base o ano de 1990.

Os três mecanismos de mercado, ou mecanismos de flexibilização, introduzidos pelo Protocolo foram:

Implementação Conjunta (IC), Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e Comércio Internacional de Emissões (CIE). Com o uso deles, as Partes no Anexo I e empresas privadas podem alcançar suas metas de redução de emissões com um melhor custo-benefício.

No mecanismo de IC, as Partes no Anexo I que têm limites de emissão auxiliam outras Partes também no Anexo I a implementar atividades de projetos de redução de emissões de GEE. Os referidos membros realizam projetos conjuntos com o propósito de atingir suas metas, que se convertem em cotas de poluição para o país que custeou o projeto, deduzindo das cotas do país financiado. Assim, há apenas uma transferência de créditos entre as Partes envolvidas, não alterando o limite total de suas emissões (MCT, 2009).

Créditos são emitidos com base nas reduções de emissões obtidas pelas atividades de projetos e chamados de Unidades de Reduções de Emissões (URE), onde cada unidade equivale ao direito de emitir uma tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO₂e)⁴³³.

Através desse sistema, objetiva-se a redução dos custos para que sejam mais baixos dos que seriam verificados caso fossem implementados individualmente por cada Parte; defende-se a idéia de que um país investindo em outro, o montante investido gera um benefício climático maior do que se aplicado somente no seu mercado interno.

O MDL consiste na implementação de atividades de projetos de redução de emissões de GEE nas

Partes não-Anexo I, países em desenvolvimento que não têm limites de emissão, com o auxílio das Partes no Anexo I. Créditos são emitidos com base nas reduções de emissões

⁴³³ Dentre os principais GEE podemos citar: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O). Cada um desses gases é quantificado em carbono equivalente. O potencial de aquecimento global (GWP) fornece a contribuição relativa decorrente da emissão na atmosfera de 1 kg de um determinado gás comparada com a emissão de 1 kg de CO₂. Por exemplo, o CH₄ tem um GWP 21 vezes maior que o CO₂.

obtidas pelas atividades de projeto. Tais créditos são chamados de Reduções Certificadas de Emissões (RCE) e devem ser adicionais às que ocorreriam na ausência da atividade de projeto certificada. As Partes no Anexo I podem usar as RCEs como forma de contribuir para o cumprimento de suas metas quantificadas, ultrapassando o limite de emissões sem que as emissões líquidas globais aumentam. Isto é possível porque há a compensação através de um projeto que evita outras emissões ou sequestra GEE na mesma quantidade (MCT, 2009).

Cada RCE representa a remoção ou não emissão de uma tonelada métrica equivalente de CO₂ pelo empreendimento. Comprar tais créditos corresponde a comprar uma permissão para emitir GEE. A negociação dos certificados pode ser bilateral entre vendedor e comprador, intermediada por corretoras pela plataforma eletrônica de registro de projetos (*CDM Bazaar*, *BM&F*, entre outras) e por leilões públicos promovidos por compradores, vendedores ou Bolsas.

Por possuir várias etapas de submissão, a fim de verificar a presença de todos os requisitos exigidos pelo Protocolo, as transações de RCEs geradas por um projeto MDL são consideradas investimentos com certa característica de risco, que tende a ser maior no início do projeto e menor à medida que ele passa pelas etapas exigidas.

Os riscos são alocados entre comprador e vendedor e dependem do crédito que está sendo negociado, do tipo e estágio do projeto e da empresa controladora; dessa forma, cabe ao comprador buscar proteções contratuais como níveis de preços distintos, garantia de entrega e pagamento e cláusulas contratuais de compromissos de entrega e recebimento (Lopes, 2009).

Quanto aos investidores, cabe utilizar diferentes critérios de acordo com os seus interesses e necessidades para analisar as oportunidades de investimento, tais como a eficiência do capital aplicado, o período de retorno, a relação ganho sobre o capital investido, impactos do investimento no fluxo de caixa e orçamento e os riscos futuros em relação à continuidade do projeto (Lopes, 2009).

Por sua vez, o CIE não tem relação direta com o Protocolo, pois se refere a programas de negociação de permissões de emissão de carbono entre os países que ratificaram o Protocolo de Quioto. Sob este mecanismo, as Partes que emitem menos GEE do que os autorizados podem vender suas cotas excedentes às demais Partes; tais cotas incluem as Unidades de Quantidade Atribuída (UQA) e Unidade de Remoção (URM), calculadas, respectivamente, a partir das emissões no ano-base e da meta de redução de emissões e a partir da remoção líquida de GEE pelas atividades de florestamento, reflorestamento e sumidouros. Além das UQA e URM, as unidades de RCEs e UREs também podem ser adquiridas e transferidas pelo CIE (MCT, 2009).

Dada a necessidade de se negociar essas unidades, diversos mercados estão em desenvolvimento a fim de transacioná-las. Cabe ressaltar a possibilidade de empresas

privadas também terem acesso ao mercado, desde que estejam sob a responsabilidade do país a que pertençam. A compra e venda dentro deste Comércio pode se realizada por instituições financeiras e os valores relacionados são contabilizados na cota de seu país.

O maior e mais importante mercado de carbono concentra-se nas indústrias européias, com a comercialização das permissões de emissões de GEE; para o cumprimento das suas obrigações, os países participantes do *European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS)* comercializam as unidades chamadas *European Union Allowances (EUA)*, além de poderem utilizar também os créditos gerados a partir de projetos MDL ou de IC.

O *EU ETS* nasceu com objetivo de assegurar a redução da emissão de GEE por parte de grandes plantas industriais localizadas na União Européia (UE), tornando compulsória a participação de mais de 12.000 instalações industriais e de geração de energia elétrica, as quais representam aproximadamente 45% do total de emissões da UE (Fraga, 2007).

O Banco Mundial (2010) afirma que o sucesso do *EU ETS* é mensurável e diversificado, e as lições aprendidas durante este primeiro período de vigência (2008-2012) devem ajudar a orientar sua expansão além de desenvolver novos programas de redução de GEE em todo o mundo.

Inserida no CIE, a *European Climate Exchange (ECX)* negocia diariamente as EUAs e as RCEs através de contratos futuros, de opções e mercado *spot* (à vista). Sua plataforma eletrônica é a de maior liquidez para o comércio de emissões de carbono, responsável por mais de 85% do volume transacionado em bolsa no mercado europeu de carbono.

Fixado também no CIE e em operação voluntária nos Estados Unidos, desde 2002, a *Chicago Climate Exchange (CCX)* é uma organização mantida pelas maiores companhias norte-americanas e internacionais. As empresas participantes comprometem-se a reduzir suas emissões em determinado nível durante um período determinado. Sob a administração da CCX, as transações são registradas eletronicamente e as empresas participantes recebem créditos correspondentes às reduções, podendo comprá-los e vendê-los conforme suas necessidades (Cunha, 2009).

Assim, os mecanismos de flexibilização citados anteriormente além de criarem incentivos econômicos para a redução das emissões, eles permitem que isto seja feito com máxima eficiência, uma vez que reduzem custos dos países desenvolvidos e promovem o desenvolvimento sustentável dos países emergentes.

Para entender a importância financeira de tais mecanismos no âmbito do mercado de créditos de carbono, vale destacar que, de acordo com a Point Carbon (2009), no ano de 2008 o mercado mundial de carbono movimentou o equivalente a 92 bilhões de euros, mais que o dobro registrado em 2007, de 40 bilhões de euros. Foram transacionados

aproximadamente 6,3 bilhões de toneladas de créditos de carbono. Deste total, o *EU ETS* representou aproximadamente 49% do volume negociado.

A Tabela seguinte traz a evolução dos volumes e valores dos créditos gerados nos projetos IC e MDL e permissões negociadas no *EU ETS*. Entre 2005 e 2008, houve um aumento de mais de 1000% nos valores transacionados.

Tabela 1: Mercado de Carbono – Volumes e Valores, 2005 a 2008

	2005		2006		2007		2008	
	MtCO2	€*	MtCO2	€*	MtCO2	€*	MtCO2	€*
<i>EU ETS</i>	321	7.909	1.104	24.436	2.060	49.065	3.093	91.910
IC	11	68	16	141	41	499	20	294
MDL	351	2.638	562	6.249	792	12.884	1.461	32.796
TOTAL	683	10.615	1.682	30.826	2.893	62.448	4.574	125.000

* milhões

Fonte: *Adptado de World Bank, 2010.*

Dessa forma, o objetivo deste trabalho é analisar mecanismos de comercialização de RCE, visando mercado e contratos a termo, e desenvolver um modelo de precificação desses contratos baseado em um modelo de latissse binomial, através dos dados históricos do mercado futuro da *ECX*.

Dados do mercado futuro são utilizados para estimar informações futuras para contratos a termo, uma

vez que, segundo demonstrado por Hull (1998), tanto o preço a termo quanto o preço futuro de um ativo estão bem próximos quando os contratos têm o mesmo vencimento.

2. Contratos no Mercado de Carbono

A necessidade de instrumentos de negociação e gestão de risco com a ascensão do mercado de carbono deu origem aos contratos de créditos de carbono (IC e MDL) e permissões de emissão de carbono (CIE). Variados são os tipos de mercados em que eles são negociados.

Atualmente, futuros e opções são transacionados em mercados organizados e regulados como a Bolsa de Valores, por exemplo; já os contratos a termo, *swaps* e diversos tipos de opções são transacionados regularmente fora das Bolsas, em mercados de balcão, diretamente entre as partes ou com a intermediação de instituições financeiras (Hull, 1998).

Um contrato futuro é um acordo entre duas partes para comprar ou vender um ativo em determinada data futura, por um preço especificado. As margens constituem um aspecto importante dos mercados futuros, com a possibilidade de prática do ajuste ao preço de mercado, ou seja, ao final de cada dia o contrato é liquidado (parcialmente) pelos compradores ou vendedores com base na variação do preço entre este dia e o dia anterior. Essa possibilidade é uma das principais vantagens do mercado futuro, no qual todas as perdas e ganhos auferidos pela posição são liquidados diariamente (Hull, 1991).

Assim, um ganho de um investidor no mercado futuro ocorrerá quando, no vencimento, o preço à

vista do derivativo for superior ao esperado na data em que entrou no mercado; perderá se o preço à vista for inferior. Dessa forma, pode-se afirmar que o contrato futuro é uma aposta no que irá acontecer ao preço à vista.

No intuito de ilustrar a questão apresentada acima, consideremos a ilustração da Figura 1. Assumindo que o preço de um crédito de carbono seja igual a € 20,00/tCO₂e, e que os participantes do mercado esperem que o preço venha a ser € 18,00/tCO₂e em três meses. No intuito de atrair investidores para o mercado, o preço do contrato futuro é fixado em € 15,00/tCO₂e, o qual é um desconto do preço à vista esperado no futuro. Essa diferença entre o preço do contrato futuro e o preço à vista esperado no futuro, de € 3,00/tCO₂e, é o denominado prêmio pelo risco o qual os investidores esperam receber por assumir o risco do mercado à vista.

A convergência do preço à vista e do preço futuro para o mesmo valor no vencimento é resultado da

existência de um contrato que prevê a entrega física do produto (Fraga, 2007).

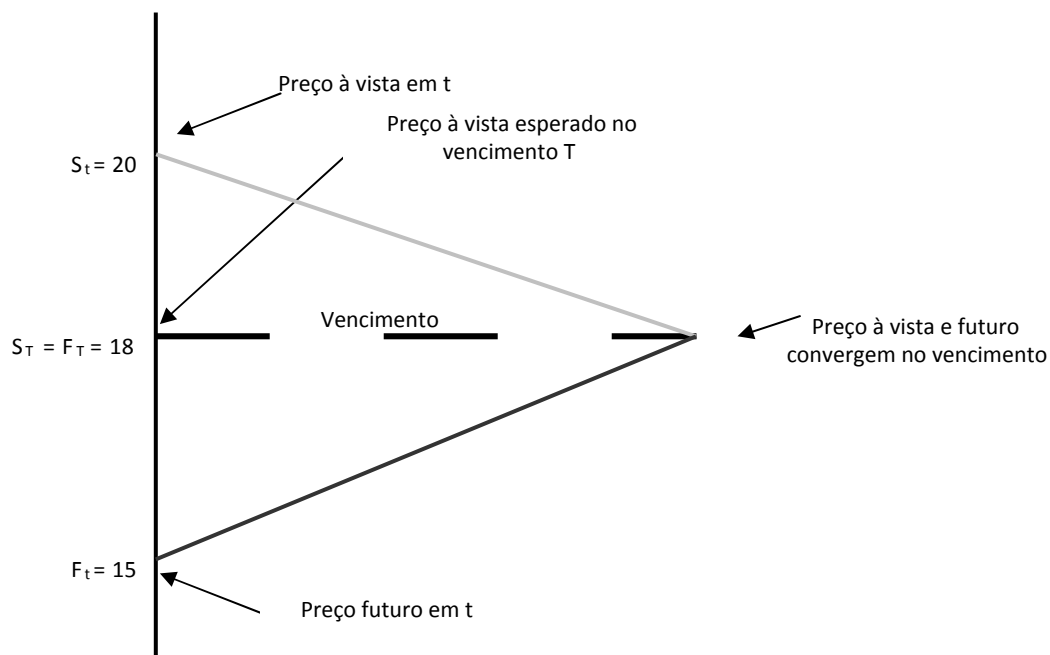


Figura 1: Relação de preços à vista e futuro.

Fonte: Adaptado de Fraga apud Gorton, 2007.

Na ECX, os contratos futuros de EUAs e RCEs, em vigor desde abril de 2005 e janeiro de 2009, respectivamente, são negociados diariamente e encontra-se em negociação contratos para entrega em dezembro de cada ano até 2014. Dessa forma, hoje existem quatro contratos em negociação, dezembro de 2011 a dezembro de 2014 (ECX).

Os contratos futuros de RCEs inseridos na ECX oferecem a possibilidade de se mitigar o risco de variação de preços de créditos de carbono de projetos MDL realizados no Brasil, por exemplo, dado que se tornou prática de mercado inclusive referenciar os preços das RCEs a cotação das EUAs (Fraga, 2007).

Por sua vez, um contrato a termo (*forward*) se trata de um acordo de compra ou venda de certa quantidade de um bem por um preço fixado, ainda na data de realização do negócio, para liquidação em data futura. São normalmente negociados em mercado de balcão e geralmente não são padronizados, mas também podem ser encontrados em Bolsas. São também mais fáceis de analisar do que os futuros, visto que não têm ajuste diário (Hull, 1998).

Em geral, os contratos a termo são liquidados integralmente no vencimento, não havendo possibilidade de sair da posição antes disso, impedindo o repasse do compromisso a outro participante. No caso dos contratos negociados em Bolsas, a liquidação da operação a termo pode ser antecipada pela vontade do comprador (BM&F).

As partes do contrato a termo assumem posição comprada e posição vendida; a primeira concorda em comprar o ativo na data especificada pelo preço preestabelecido e a contraparte concorda em vender o ativo na mesma data pelo mesmo preço. Tal preço, denominado preço de entrega, é escolhido no momento em que o contrato é realizado, de modo que não haja custos para ambas as partes.

A fim de exemplificar, imagina-se um caso hipotético onde um comprador corre o risco de alta acentuada nos preços e um vendedor corre o risco de queda acentuada nos preços. Para eliminar os riscos de variações adversas dos preços praticados, ambas as partes podem realizar uma operação a termo, ou seja, independentemente dos preços estabelecidos no mercado à vista no período de entrega, ambos terão seus preços de compra e venda travados em um valor preestabelecido.

Cabe ressaltar que o valor de um contrato é realizado somente na data em que vence, nenhum pagamento é feito no início do contrato e não há nenhuma transferência de caixa antes de seu vencimento (Reilly, 2008).

Já um contrato de opção, é um instrumento que dá a seus titulares o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender algo a um preço fixo, seja em uma data específica ou a qualquer tempo até uma data certa. O detentor de uma opção não é obrigado a completar o acordo caso a transação não seja de seu interesse (Reilly, 2008).

Assim, um investidor que quer possuir um bem no futuro comprará a opção garantindo o preço de compra. Quem possui o bem hoje, e poderá dispor em data futura, é o vendedor dessa opção, que adquire a obrigação futura de entregar o bem ao valor acordado, mediante o recebimento do preço pago pela opção propriamente dita, chamado de prêmio da opção. Já o preço ao qual o ativo pode ser adquirido ou vendido é o preço de exercício (Reilly, 2008).

O tipo de uma opção é definido por ela ser uma opção de compra (*call*) ou uma opção de venda (*put*).

Conforme exemplificado por Reilly (2008), considerando o preço de exercício de 45 dólares de uma opção de compra de uma ação, a qual permite ao possuidor da opção comprar ações a 45 dólares cada uma. Se o preço corrente de mercado for menor que 45 dólares, a opção de compra tem valor intrínseco nulo; ela não terá valor algum, e o seu titular optará por não exercê-la, pois não faz sentido pagar 45 dólares (preço de exercício) por algo cujo valor é inferior no mercado à vista. Agora, se o preço corrente do mercado for superior a 45 dólares, a opção de compra tem certo valor intrínseco, que será a diferença do preço da ação subjacente e do preço de exercício.

Das definições expostas acima, pode-se inferir a diferença entre o mercado futuro – ou a termo - e de opções. No mercado futuro (ou a termo), tanto o comprador como o vendedor estão negociando um direito e uma obrigação realizáveis em data futura; no

mercado de opções, estão negociando direitos e deveres realizáveis em datas distintas (Silva Neto, 1998).

A seguir, uma comparação resumida entre contratos futuro, a termo e opções.

Tabela 2: Comparação de contratos futuro, a termo e opções

A termo	Futuro	Opção
Negociado em balcão	Negociado em bolsa	Negociado em bolsa
Prazos não padronizados	Prazos padronizados	Prazos padronizados
Obrigação de negociar na data T a um preço estipulado	Obrigação de negociar na data T a um preço estipulado	Opção de negociar na data T a um preço estipulado
Ajustado no vencimento	Ajustado diariamente	Ajustado diariamente
Posição pode gerar lucro ou perda	Posição pode gerar lucro ou perda	Perdas podem ser limitadas ao se decidir por não exercer a opção
Exposição ao risco de crédito	Nenhum risco de crédito	Nenhum risco de crédito

Fonte: Adaptado de Hull (1998, p. 45) e Reilly (2008, p.427).

Conforme demonstrado por Hull (1998), para muitos contratos negociados, tanto o preço a termo quanto o preço futuro de um ativo estão bem próximos quando os contratos têm o mesmo vencimento. Assim, os resultados obtidos para os preços a termo podem ser igualmente válidos para os futuros quando as taxas de juros são perfeitamente previsíveis.

Finalmente, *swap* são contratos de permuta de valores monetários, ou seja, as partes trocam o fluxo de caixa numa data futura de uma operação sem trocar o principal. Tais contratos podem ser considerados como uma carteira de contratos a termo e a determinação de seus preços e valores são similares à dos contratos futuros. Porém, difere-se dos contratos futuros por não apresentarem uma transparência de preço.

A evolução dos mecanismos de negociação de derivativos como opções, contratos a termo e contratos

futuros têm evoluído, ajudando a formar os preços à vista e fazendo com que a aplicação em tais derivativos seja menos onerosa, uma vez que seus preços fornecem informações que podem ser analisadas como ajuda na tomada de decisões. A formação desses preços aumenta a eficiência do mercado através da negociação com base nas informações e

análises que os participantes tanto nos mercados à vista quanto no de derivativos possuem (Reilly, 2008).

Segundo o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), é importante que seja organizado um mercado a termo no Brasil, sendo necessária a regulamentação do mercado, no sentido de estabelecer as regras necessárias para que as reduções de emissões esperadas possam ser negociáveis no mercado futuro.

O Mercado Brasileiro de Reduções de Emissão (MBRE) implantado na BM&F (Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros) visou à organização do mercado de carbono no Brasil, com a criação de um banco de projeto para a atração de investimentos externos e a implantação de um sistema de leilão de créditos obtidos com projetos MDL. Lançado em 2004 com o intuito de gerar a negociação diária de créditos de carbono através de contratos a termo, o MBRE não decolou, sendo realizados apenas leilões no mercado regulado. Em 2010, a Bolsa lançou o primeiro leilão da América Latina voltado para o mercado voluntário (independente de metas estabelecidas por países ou pela ONU). Embora a ausência de oferta, os organizadores consideraram o resultado positivo; o pioneirismo da iniciativa colocou o Brasil na dianteira do mercado voluntário da América Latina, fortalecendo o país no momento em que o mundo busca a sustentabilidade (BM&F).

Diante deste contexto, o presente trabalho tem por objetivo precificar contratos de créditos de carbono por meio de um modelo baseado naquele desenvolvido por Cox et al. (1979), que hoje é conhecido como Modelo Binomial. Para tanto, dentre os derivativos atualmente negociados que representam créditos de carbono, optou-se por se modelar os créditos de carbono referente às RCEs, dado o fato deste vir atraindo, para si, as atenções por seu viés financeiro e por possibilitar meios de participação social na reorientação do desenvolvimento econômico e ambiental, em especial das nações em desenvolvimento.

3. Modelo de Precificação de Contratos: Lattice Binomial

De acordo com o Dicionário de Derivativos (Santos, 1998), derivativos são instrumentos financeiros cujo preço de mercado deriva do preço de mercado de um bem (as *commodities*, ou seja, produtos primários como soja, algodão, minério de ferro, etc) ou de outro instrumento financeiro (taxas de câmbio, de juros, moedas, índice de Bolsas, etc). Estes preços estão ligados a outro instrumento que lhes serve de referência, por exemplo, o mercado futuro de petróleo é uma modalidade de derivativo cujo preço depende dos negócios realizados no mercado a vista de petróleo, seu instrumento de referência.

Dentre os três tipos de derivativos, agropecuários, financeiros e de energia e climáticos, este último têm como objetivo a negociação dos créditos de carbono, além de energia elétrica, gás natural e outros.

Assim, desenvolvido originalmente para precificar ativos, o modelo de latisse binomial é discutido neste trabalho com o propósito de precificar créditos de carbono, especificamente contratos a termo de RCEs (Hull, 1998).

A construção da latisse representa uma exploração do futuro a partir do histórico passado, conforme ilustrado na Figura 2.



Figura 2: Histórico de Preços e latisse futura.

Fonte: Adaptado da ECX.

A latisse analisa a dinâmica de S , preço *spot*, considerando que a cada intervalo de discretização do contrato, o preço tem uma probabilidade p de subir com a taxa u e a probabilidade $(1 - p)$ de descer com a taxa d , com a imposição adicional de que $u > 1$ e $d = 1/u$ (Luenberguer, 1998).

Assim, conhecendo o intervalo de discretização Δt , é possível calcular os parâmetros u , d e p

conforme fórmulas (1), (2) e (3).

$$u = e^{\sigma \sqrt{\Delta t}} \quad (1)$$

$$d = e^{-\sigma \Delta t} \quad (2)$$

$$\rho = \frac{1}{2} \frac{1 - v}{\Delta t} \sqrt{\frac{v}{2\sigma^2}} \quad (3)$$

onde v é a taxa de crescimento anual, definida por:

$$v = \frac{E[\ln(S_T/S_0)]}{T} \quad (4)$$

e σ é a volatilidade anual, definida como desvio padrão no retorno dos preços normalizado no tempo (variação percentual nos preços em relação ao seu preço no dia anterior) (Luenberguer, 1998). Matematicamente, a volatilidade pode ser calculada do seguinte modo:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\text{var}[\ln(S_T/S_0)]}{T}} \quad (5)$$

sendo S_T o preço ao final de cada mês e S_0 o preço inicial.

Assim como os parâmetros u , d e p , a taxa de crescimento e a volatilidade também são calculadas a partir de suas séries históricas conforme apresentado em (4) e (5), usando um modelo de caráter multiplicativo de preços (Gunn, 2008).

A latisse binomial é expandida de $t = 0$ a T (horizonte do contrato), e uma de suas propriedades é que

o número de níveis n de cada estágio é dado por $n = t$. A análise com latisse binomial envolve duas etapas: 1ª Etapa: Conhecido o preço atual S , a latisse é expandida usando u e d para produzir todas as possíveis realizações de preço S_T^n no horizonte T . Assim, os preços são calculados por: S_0^0

$$S_{t+1}^n = S_t^n u \quad (6)$$

$$S_{t+1}^{n+1} = S_t^n d \quad (7)$$

A latisse da Figura 3, por exemplo, poderia indicar a evolução dos preços dos créditos ao longo de quatro períodos; se o crédito vale S no início do período, ela será Su ou Sd no próximo período, Su^2 , S ou Sd^2 no seguinte, e assim sucessivamente até o horizonte T do contrato.

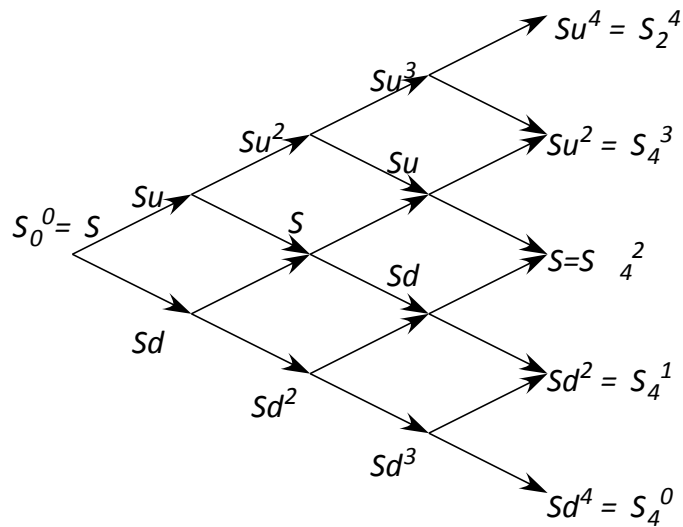


Figura 3: Lattice binomial - variações diárias

2ª Etapa: Conhecidos os preços S_T^n , a lattice é contraída usando p e $(1 - p)$ para resultar em S_0^0 , descontado

com o retorno livre de risco $(1 + r)$. Neste caso, os valores esperados do preço (S), descontados com a taxa $R = (1 + r)$, são calculados como:

$$S_t = \frac{1}{1 + R} [p S_{t+1} + (1 - p) S_{t+1}]$$

$$S_t = [p S_{t+1} + (1 - p) S_{t+1}] / (1 + R)$$

A seguir, a contração da lattice ilustrada, partindo dos nós correspondentes ao horizonte do contrato até resultar no preço esperado. S

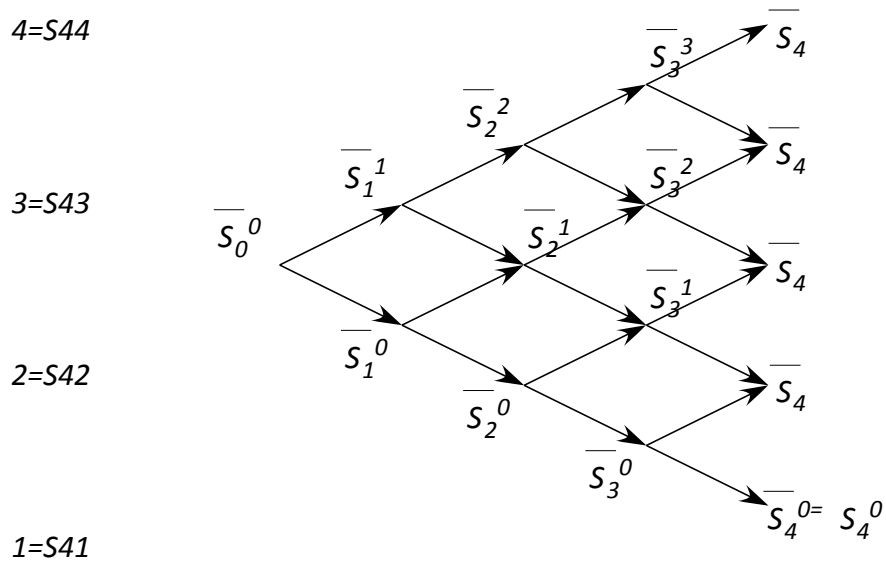


Figura 4: Lattice binomial – valores esperados

O valor esperado do contrato é então $\bar{S} = \bar{S}_0^0$. O acoplamento entre as duas etapas de análise é obtido

simplesmente fazendo $\bar{S}_T^n = \bar{S}_T^n$, para $n = 0, \dots, T$.

Especificamente no caso de contratos a termo, na segunda etapa o benefício do contrato, sob a ótica do vendedor, é calculado usando a lattice conforme ilustrada na Figura abaixo.

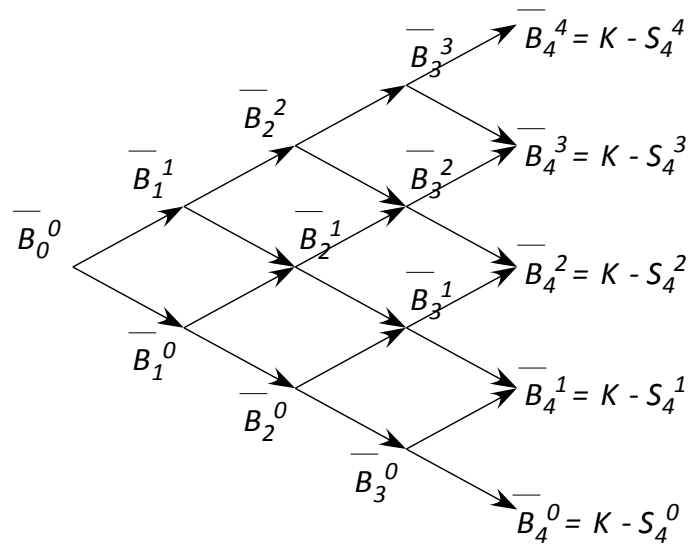


Figura 5: Lattice Binomial: termo

O cálculo dos nós terminais da lattice para o início da segunda etapa passa a ser calculado como:

$$Bv_T^n = K - S_T^n \quad (9)$$

onde Bv é o retorno da posição vendida no vencimento de cada mês contratual t , K o preço de entrega e S o preço esperado da RCE na data de vencimento T . Isso porque o detentor do contrato é obrigado a vender o

ativo que vale K por S .

Analogamente, o benefício do comprador, Bc , na data de vencimento de cada mês contratual, é

calculado como:

$$Bc_T^n = S_T^n - K \quad (10)$$

Desta forma, o benefício esperado do contrato a termo para cada nó da lattice é calculado com:

$$n \quad 1 \quad n+1 \quad n$$

$$B_t = \frac{pB_{t+1} + (1-p)B_{t+1}}{R} \quad (11)$$

Então, no momento de abertura, o valor do retorno esperado do contrato descontado uma taxa r , por tCO2e, é:

$$B = \sum_{t=1}^T \frac{1 - B_{t-1}}{1 + r} \quad (12)$$

Tais retornos, que podem ser positivos ou negativos, estão ilustrados na Figura 6. Se o preço *spot* se elevar muito logo após a abertura do contrato, o valor do contrato tornará positivo ao comprador e negativo para o vendedor. Como a realização de um contrato a termo não envolve custos, seu retorno também é o ganho ou a perda total realizada pelo investidor (Hull, 1998).

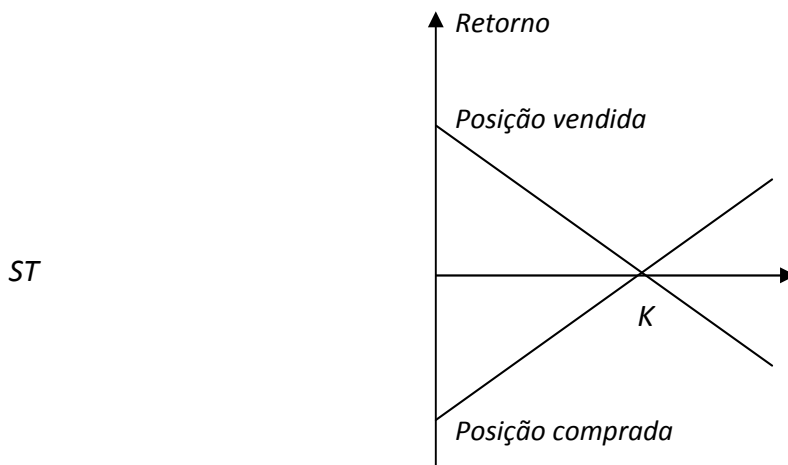


Figura 6: Retornos de contratos a termo

A seguir, apresenta-se um estudo de caso onde um contrato a termo é firmado entre comprador e vendedor.

4. Estudo de caso

O método de precificação através de latisses binomias foi utilizado para precificação de contratos a termo no mercado de carbono, onde o detentor tem a obrigação de entregar o montante de créditos contratado ao preço acordado, tomando como base os dados diários dos preços futuros dos créditos de carbono, mais especificamente das RCEs, comercializadas e registradas na *ECX*. A taxa de juros foi considerada perfeitamente previsível.

É considerado todo horizonte de contratação disponível na plataforma eletrônica da *ECX*, de janeiro de 2009 a dezembro de 2010.

4.1. Variação Diária do Preço das RCEs

A partir dos dados históricos dos preços das reduções certificadas de emissões, extraídos do sítio da *ECX*, podemos calcular as taxas u e d , bem com a probabilidade p para o ano de 2012. A latisse é construída com $\sqrt{\Delta t}$ variações de preços diárias, considerando-se assim, $\Delta t = 1 \div 360$, $v_d = v \div 30$ e $\sigma_d = \sigma \div 30$. A taxa de desconto anual considerada foi de 10%. Os parâmetros encontrados para o ano em análise seguem na Tabela

3.

Tabela 3: Estimativa dos Parâmetros das latisses do ano de 2012

Mês	Preço Médio — Inicial (\$)	v_d	σ_d	u	d	p
1	11,218262	0,002934650	0,00471794	1,0002490	0,9997510	0,516392
2	10,1526972	0,001922320	0,01192255	1,0006290	0,9993720	0,504249
3	11,0702829	-0,0011418	0,01152182	1,0006070	0,9993930	0,497389
4	11,8238283	-0,0042039	0,01976152	1,0010420	0,9989590	0,494394
5	12,6219423	0,000869480	0,00087491	1,0000460	0,9999540	0,526189
6	12,2723201	0,000668830	0,00153076	1,0000810	0,9999190	0,511514
7	12,1868823	0,001029750	0,01354063	1,0007140	0,9992870	0,502004
8	12,6657136	-0,0024096	0,01814532	1,0009570	0,9990440	0,496501
9	12,8371204	0,002272650	0,01444269	1,0007610	0,9992390	0,504147
10	12,712333	-0,0014095	0,01701431	1,0008970	0,9991040	0,497817
11	12,0163749	0,003009260	0,00536991	1,0002830	0,9997170	0,514768
12	11,7351825	0,001570410	0,01289816	1,0006800	0,9993200	0,503209

As variações diárias das RCEs do mês de Janeiro são apresentadas na Figura 7 a seguir, e os demais meses são obtidos de forma análoga.

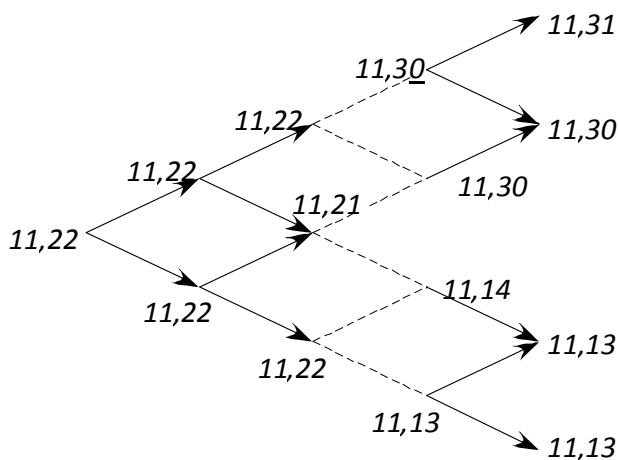


Figura 7: Variações diárias da RCEs em Janeiro

4.2. Precificação de Contrato a Termo

A precificação de um contrato a termo consiste em determinar o preço do contrato (€/tCO₂e) que seja suficiente para cobrir as despesas fixas e variáveis, além de considerar o perfil de risco do agente. Assim, uma primeira alternativa de análise do gerador seria buscar obter com o contrato a termo um benefício equivalente ao benefício esperado no mercado *spot*.

Neste estudo de caso, consideramos contratos de doze meses para o ano de 2012. Conforme discutido no item 3 e utilizando as fórmulas apresentadas na 2ª Etapa da análise com latisse binomial para contratos a termo, é possível construir uma nova latisse para a precificação de contrato. O preço de entrega considerado neste estudo é $K = € 12,00/tCO_2e$.

Os valores encontrados para esta latisse correspondente ao contrato a termo para Janeiro de 2012 são mostrados na Tabela 4.

17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
11,22	11,23	11,23	11,24	11,25	11,25	11,26	11,26	11,27	11,28	11,28	11,29	11,29	11,30	11,31
11,22	11,22	11,23	11,24	11,24	11,25	11,25	11,26	11,26	11,27	11,28	11,28	11,29	11,29	11,30
11,21	11,22	11,22	11,23	11,24	11,24	11,25	11,25	11,26	11,26	11,27	11,28	11,28	11,29	11,29
11,21	11,21	11,22	11,22	11,23	11,24	11,24	11,25	11,25	11,26	11,26	11,27	11,28	11,28	11,29
11,20	11,21	11,21	11,22	11,22	11,23	11,24	11,24	11,25	11,25	11,26	11,27	11,27	11,28	11,28
11,20	11,20	11,21	11,21	11,22	11,22	11,23	11,24	11,24	11,25	11,25	11,26	11,27	11,27	11,28
11,19	11,20	11,20	11,21	11,21	11,22	11,22	11,23	11,24	11,24	11,25	11,25	11,26	11,27	11,27
11,18	11,19	11,20	11,20	11,21	11,21	11,22	11,22	11,23	11,24	11,24	11,25	11,25	11,26	11,27
11,18	11,18	11,19	11,20	11,20	11,21	11,21	11,22	11,23	11,23	11,24	11,24	11,25	11,25	11,26
11,17	11,18	11,18	11,19	11,20	11,20	11,21	11,21	11,22	11,23	11,23	11,24	11,24	11,25	11,26
11,17	11,17	11,18	11,19	11,19	11,20	11,20	11,21	11,21	11,22	11,23	11,23	11,24	11,24	11,25
11,16	11,17	11,17	11,18	11,19	11,19	11,20	11,20	11,21	11,21	11,22	11,23	11,23	11,24	11,24
11,16	11,16	11,17	11,17	11,18	11,19	11,19	11,20	11,20	11,21	11,21	11,22	11,23	11,23	11,24
11,15	11,16	11,16	11,17	11,17	11,18	11,19	11,19	11,20	11,20	11,21	11,21	11,22	11,23	11,23
11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,17	11,18	11,19	11,19	11,20	11,20	11,21	11,22	11,22	11,23
11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,17	11,18	11,19	11,19	11,20	11,20	11,21	11,22	11,22
11,13	11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,17	11,18	11,19	11,19	11,20	11,20	11,21	11,22
11,13	11,13	11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,18	11,18	11,19	11,19	11,20	11,20	11,21
	11,13	11,13	11,14	11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,18	11,18	11,19	11,19	11,20
		11,13	11,14	11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,18	11,18	11,19	11,19	11,20
			11,13	11,14	11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,18	11,18	11,19	11,19
				11,13	11,14	11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,18	11,18	11,19
					11,13	11,14	11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,18	11,18
						11,13	11,14	11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17	11,18
							11,13	11,14	11,14	11,15	11,15	11,16	11,16	11,17
								11,13	11,14	11,14	11,15	11,15	11,16	11,17
									11,13	11,14	11,14	11,15	11,15	11,16
										11,13	11,14	11,14	11,15	11,16
											11,13	11,14	11,14	11,15
												11,13	11,14	11,14
													11,13	11,14
														11,13

Tabela 4: Valor Esperado para Janeiro de 2012

Assim, o contrato a termo valeria € 11,12/tCO₂e no primeiro mês. Em termos probabilísticos, o agente do crédito pode alcançar algum benefício se vender um contrato a termo no mercado por um valor acima deste. O mesmo procedimento é repetido para os demais meses do ano analisado.

Os valores do contrato a termo para os meses de 2012 estão listados na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5: Valor do contrato a termo para 2012

Mês	P_t (€/tCO ₂ e)
1	11,12
2	10,07
3	10,97
4	11,72
5	12,51
6	12,17
7	12,08
8	12,55

9	12,73
10	12,60
11	11,92
12	11,64

A partir da Tabela 5, tem-se que a referência de preço P do contrato a termo a ser firmado para o ano de 2012, descontado a uma taxa de juros r , corresponde a:

$$P = \frac{1}{12} \sum_{t=1}^{12} \frac{P}{(1+r)^t} = \text{€ } 11,21/\text{tCO}_2\text{e} \quad (13)$$

Assim, para que o comprador obtenha êxito em sua operação, ele deve tentar negociar o preço do contrato inferior a € 11,21/tCO₂e. Supondo que o preço final estabelecido do contrato seja de € 11,00/tCO₂e, o comprador obterá lucro, que comprará por € 11,00 um crédito cujo valor de mercado é de € 11,21. Já o detentor da RCE venderá por preço inferior ao estabelecido pelo mercado, uma vez que este tem a obrigação de entregar o montante contratado a este preço, mas que ainda cobre todos os seus custos e garante lucratividade razoável para sua atividade.

Com um preço estabelecido para o contrato final de $K = \text{€ } 12,00/\text{tCO}_2\text{e}$, quem obterá êxito será o vendedor, pois conseguirá vender seu montante por um preço superior ao estabelecido pelo mercado (€ 11,21); os custos serão cobertos e a lucratividade, garantida. O comprador, por sua vez, pagará preço mais alto do que o estabelecido pelo mercado a vista, mas que ainda lhe convém, posto que € 12,00 é um preço que considera razoável para sua atividade.

“Tanto para o comprador como para o vendedor no mercado a termo e em ambas as situações (alta ou queda de preços), o prejuízo não é visto propriamente como prejuízo, e sim como algo que se deixou de ganhar, como um prêmio de seguro” (BM&F).

Dessa forma, pode-se descrever os possíveis benefícios, ou prejuízos, obtido pelas partes do contrato a termo, conforme tabela seguinte.

Tabela 6: Benefício esperado pelo vendedor para o ano de 2012

Mês	<i>B_v</i> (€/tCO _{2e})
	0,77
	1,83
	0,92
	0,18
	-0,62
	-0,27
	-0,19
	-0,66
	-0,83
	-0,70
	-0,02
	0,26

Conforme equação (12) e a partir da Tabela 6 apresentada anteriormente, tem-se que o valor esperado médio do prêmio é de € 0,066 por unidade de RCE, o qual o vendedor espera receber por assumir o risco do mercado à vista, no momento de abertura do contrato.

5. Conclusão

O presente trabalho teve por objetivo apreçar créditos de carbono, mais especificamente, modelar os preços das Reduções Certificadas de Emissões. No item 1, é apresentada a motivação e relevância da pesquisa, focada para soluções de combate ao aquecimento global, caracterizando os mecanismos de flexibilização adotados no Protocolo de Quioto. No item 2, caracteriza-se os mecanismos de mercado adotados no comércio de créditos de carbono, utilizados para gerar incentivos para agentes econômicos para reduzir suas emissões ou desenvolver tecnologias mais limpas. No item 3, apresenta-se o procedimento do modelo de precificação de contratos, baseado em Lattises Binomiais e, por fim, no item 4 fez-se um estudo de caso baseado em dados históricos seguido de uma breve análise dos resultados.

Por todas as características citadas neste trabalho, os modelos de precificação de contratos de créditos de carbono mostraram-se ferramentas bastante promissoras; os instrumentos financeiros têm sido utilizados tanto para redução de risco, dos movimentos dos preços à vista que irão prevalecer no decorrer do tempo, quanto para que seja possível tirar proveito do risco. O ganho ou perda do investidor no mercado futuro, ou a termo, é a diferença entre o preço futuro no tempo acordado e o valor esperado do preço à vista. Esta diferença é exatamente o prêmio de risco.

Dessa maneira, o uso do modelo de Lattice Binomial permitiu a representação das diferentes trajetórias que podem ser seguidas pelos preços das RCEs durante a vida do contrato, fornecendo ao comercializador do mercado de carbono uma apreciação para lidar com as incertezas dos preços *spot*.

Em última análise, cabe ressaltar que os consumidores induzem o comportamento do mercado de

carbono pelos aspectos da sazonalidade, relacionadas, sobretudo ao clima e o preço da energia. Os efeitos de sazonalidade são incluídos no preço *spot* que, por sua vez, definem os valores dos contratos (Alberola et al., 2008). Por conta disso, foi mostrado, por meio do estudo de caso, que a estimativa do valor do contrato a termo é de fundamental importância na avaliação de estratégias de negociação de créditos de carbono.

6. Referências

Alberola, E., Chevallier, J., Chèze, B., Price driver and structural breaks in European carbon prices 2005-2007. Energy Policy. 2008.

Banco Mundial. Relatório sobre o Desenvolvimento Mundial de 2010: Desenvolvimento e Mudança Climática. 2009.

BM&F. Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros. <http://www.bmfbovespa.com.br>.

Chevallier, J., Carbon futures and macroeconomic risk factors: A view from the EU ETS. Energy Economics. 2009.

- CONVERY, F.J., REDMOND, L., Market and price developments in the European Union Emissions Trading Scheme. *Review of Environmental Economics and Policy*. 2007.
- Cox, J., Ross, S., Rubinstein, M., Option Pricing: A Simplified Approach. *Journal of Financial Economics*, 7. 1979.
- Cunha, Kamyla B., Papel do Brasil, da Índia e da China para a efetividade do regime climático pós-2012. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2009. 300 p. Tese de doutorado.
- Dorow, A., et al., Modelo de precificação de ativos de capital: uma análise envolvendo série histórica. 2009 ECX. European Climate Exchange. <http://www.ecx.eu>
- Fraga, R.M., Apreçamento de créditos de carbono por meio da aplicação de modelos estocásticos: European Allowance Units da segunda fase do European Union Emission Trade Scheme. Dissertação de Mestrado. Faculdade Ibmec São Paulo, 2007.
- Gunn, L.K., Precificação de contratos inflexíveis de energia elétrica: rentabilidade e impacto de encargos e tributos. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.
- Hull, J.C., Opções, Futuros e Outros Derivativos. Ed. Prentice Hall, 1998.
- Hull, J.C., Introdução aos mercados futuros e de opções. Ed. Prentice Hall, 1991.
- Lopes, I.G.V., O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL: guia de orientação. Rio de Janeiro: Fundação Getulio Vargas, 2002. 90 p.
- Luenberger, D.G., Investment science. Oxford, 1998.
- MCT. Ministério de Ciência e Tecnologia. <http://www.mct.gov.br>.
- MCT. MDL Ilustrado. Julho de 2009.
- Point Carbon. Carbon 2009. Emission trading coming home.
- Reilly, F.K., Norton, E.A., Investimentos. Tradução da 7ª edição norte-americana. Cengage Learning. São Paulo, 2008.
- Santos, J. E., Dicionário de derivativos: inglês-português. São Paulo: Atlas, 1998.
- Silva Neto, L.A., Derivativos – Definições, Emprego e Risco. Ed. Atlas.1999
- Takahashi, L., Teoria de opções reais para a precificação de contrato de permissões de emissão de carbono. XLII SBPO. 2010.
- World Bank. <http://www.worldbank.org>.

World Bank. State Trends on the Carbon Market 2010. Washington D.C.: World Bank, 2010.

INSTITUCIONES, ELECTRIFICACIÓN Y DESARROLLO SOSTENIBLE EN ZONAS RURALES REMOTAS

Yris Olaya, Isaac Dynner

Universidad Nacional de Colombia, Centro de Excelencia en Complejidad CeiBA

Yris Olaya Morales

Profesora Asociada

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Cra. 80 No. 65-223

Medellín, Colombia

(574) 4255352, fax (574) 2341002

yolayam@unal.edu.co

RESUMEN

En este trabajo se analizan las barreras que impiden que las soluciones de electrificación de zonas remotas sean sostenibles e impulsen el desarrollo y se proponen metodologías para acoplar los proyectos de electrificación con proyectos productivos. Nuestro análisis tiene tres elementos; el primero es la evaluación del impacto de alternativas de electrificación en la sostenibilidad de las comunidades, en particular, en sus capitales físico, natural, humano y financiero (Cherni et al., 2007). El segundo elemento es la evaluación de las políticas de desarrollo regional y local que incluyen a las comunidades a energizar. El tercer elemento es la estimación del crecimiento económico resultante de los efectos que distintas alternativas electrificación puedan tener sobre el desarrollo de las comunidades. Los elementos anteriores se ilustran con un caso de análisis en una zona remota de Colombia. Con el fin de aumentar la sostenibilidad de la solución, se identifican las instituciones existentes en la comunidad y su entorno y se proponen formas de vincular la solución energética con dichas instituciones.

Introducción

En este artículo analizamos los factores institucionales que permiten que la electrificación de zonas rurales pobres contribuya al desarrollo económico de estas. La electrificación de zonas rurales es un problema de gran escala. Unos 2700 millones de personas cocinan con sistemas de biomasa ineficientes mientras que unos 1400 millones de personas no tienen acceso a la electricidad. De estas últimas, el 85% (UNDP, 2010) vive en áreas rurales pobres y distantes, lo cual dificulta la provisión de infraestructura. En América Latina hay 31 millones de personas sin acceso a la electricidad, de las cuales 1.5 millones se encuentran en Colombia (IEA, 2010).

La posibilidad de cocinar y calentar con energías limpias y de usar electricidad en los hogares y la producción son parte de las estrategias globales para eliminar la pobreza extrema. El acceso a la electricidad y a formas eficientes de cocción mejora la calidad de vida de las poblaciones pobres y remotas, pues ayuda a satisfacer *necesidades básicas insatisfechas*. Estas mejoras en calidad de vida se obtienen con rapidez y a un costo relativamente bajo (Birol, 2007). La mejora en condiciones de vida, a su vez, se traduce en mayores posibilidades de subsistencia y menor vulnerabilidad ante eventos externos (Goldemberg et al., 2000).

No obstante, la experiencia en gran cantidad de países en desarrollo es que los proyectos de electrificación de zonas rurales remotas y pobres no son sostenibles en muchas ocasiones y su contribución al crecimiento económico es incierta (Goldemberg et al., 2004). La baja rentabilidad social de los proyectos de electrificación se puede explicar por la falta de conocimientos e instituciones sociales adecuados para que la comunidad opere, mantenga y administre las plantas construidas (Cherni et al., 2007). Es frecuente además que los financiadores y gestores de la electrificación desconozcan las características de la comunidad.

Durante los últimos 10 años hemos contribuido a la construcción de métodos para mejorar la formulación e implementación de proyectos de electrificación rural (Cherni et al., 2007). La metodología RESURL (Cherni et al. 2007), desarrollada por un grupo multidisciplinario, liderado por el Imperial College, con el apoyo de la Universidad Nacional de Colombia y otras instituciones, es un

método sistemático para adquirir, procesar y analizar información de proyectos de energización rurales. Este método se basa en el concepto de medios de vida sostenibles (Chambers y Conway, 1992) y se ha examinado en Cuba, China y Colombia, entre otros países.

Nuestro análisis tiene tres elementos; el primero es la evaluación del impacto de alternativas de electrificación en la sostenibilidad de las comunidades, en particular, en sus capitales físico, natural, humano y financiero (Cherni et al., 2007). El segundo elemento es la evaluación de las políticas de desarrollo regional y local que incluyen o pueden incluir a las comunidades a energizar. El tercer elemento es la estimación del crecimiento económico que puede resultar por la puesta en operación de alternativas de electrificación, bajo distintos escenarios de desarrollo.

Para este trabajo partimos de un caso de estudio al que se le aplicó la metodología anterior y proponemos un avance metodológico. El avance consiste en incluir los factores institucionales y administrativos de un proyecto de electrificación rural en la evaluación de alternativas de energización con el fin de aumentar la sostenibilidad de la electrificación rural y las posibilidades de que esta aporte al desarrollo económico de las comunidades. En la sección siguiente presentamos la metodología en la cual se basa este estudio. Luego, discutimos la aplicación de esta en un caso de estudio en una zona remota de Colombia y presentamos ajustes a la metodología que ha venido construyendo (Cherni et al., 2007).

1. El enfoque de medios de vida sostenibles

Para la subsistencia se requiere desarrollar capacidades y activos materiales y sociales, al mismo tiempo que actividades como medios de vida. De acuerdo con Chambers y Conway (1992) una forma de vida sostenible se da cuando una comunidad puede resistir y recuperarse del estrés y de los choques externos y mantener o aumentar las capacidades y activos, sin deteriorar su base de recursos (Scoones, 1998).

Una población adopta estrategias de subsistencia que usan su base social y sus activos tangibles e intangibles (Scoones 1998). Dentro del concepto de medios de vida sostenible se contemplan los siguientes activos:

1. Capital natural: recursos y servicios ambientales de los cuales se derivan flujos de recursos y de servicios útiles para la supervivencia
2. Capitales Físico y Financiero: conformados por la infraestructura física y la base de efectivo, ahorros, créditos esenciales para una estrategia de supervivencia
3. Capital Humano: son las habilidades, conocimiento, capacidad para trabajar y buena salud importantes para el éxito de una estrategia de supervivencia
4. Capital Social, o las redes, asociaciones, sociedades, agrupaciones, en las cuales se apoya la comunidad para desarrollar sus estrategias de supervivencia.

Además de tener capitales, las comunidades están dentro de un contexto de vulnerabilidad que limita su acceso a los medios de vida. El contexto de vulnerabilidad incluye, entre otros, crisis económicas y políticas, epidemias y desastres naturales. Así mismo, el ambiente social, institucional y político limita la forma en que la gente usa sus activos para alcanzar sus metas; en otras palabras, afecta las estrategias de subsistencia (J. Hamilton and Townsley 2004). Por último, las instituciones y organizaciones también determinan el acceso de las poblaciones a sus medios de vida. Estas instituciones operan en todos los niveles de la sociedad y se transforman junto con esta.

Los capitales no sólo sirven como medios de vida, sino que expanden las capacidades de las comunidades y pueden también ser un medio de empoderamiento y de cambio de sus instituciones (Bebbington, 1999). Es en este punto donde se ubica la relación entre la energización y el desarrollo rural. Un proyecto de energización exitoso mejora las capacidades de las comunidades y expande sus posibilidades de desarrollo. El tipo de tecnología utilizada es importante pues cada tecnología afecta de forma distinta los capitales y los medios de vida y este impacto depende, por ejemplo, de cuánto se apropie la comunidad de la tecnología.

La metodología RESURL ayuda a seleccionar la tecnología de energización más adecuada basándose en el impacto de cada tecnología sobre los medios de vida sostenibles de la comunidad. Ya que cada

capital representa un aspecto del desarrollo, la elección de una tecnología de energización se formula como un problema multiobjetivo y se resuelve utilizando la técnica de programación de compromiso. La solución de compromiso se obtiene calculando, para cada capital, la distancia entre el máximo alcanzable generando energía con cada alternativa y el valor de dicho capital con la tecnología ideal. Luego, estas distancias se ponderan usando unos pesos que representan la importancia que cada capital tiene para la comunidad (Cherni et al., 2007).

De acuerdo con la ecuación 1 el problema consiste en minimizar la diferencia entre el máximo alcanzable en cada capital de la comunidad y el que se lograría si pusiera en funcionamiento y se aprovechara la energía generada por cada alternativa energética disponible (Cherni et al., 2007). $C_{j,max}$ es 1, $C_j(A_i)$ es el impacto de la solución de energización A_i sobre los diferentes capitales j de la comunidad, w_j es la importancia que la comunidad le otorga a cada uno de los capitales j y m es un parámetro de la función de distancia.

$$\text{Min} \left\{ L_m(A_i) = \left[\sum_{j=1}^5 w_j^m * \left[\frac{C_{j \cdot \max} - C_j(A_i)}{C_{j \cdot \max} - C_{j \cdot \min}} \right]^m \right]^{1/m} \right\} \quad (1)$$

$$\forall i = 1, 2, \dots, n$$

Los parámetros utilizados se estiman con base en información primaria de campo recolectada por medio de la aplicación de encuestas, así como en información estadística secundaria. En la siguiente sección, se ilustra esta metodología con un caso de estudio.

2. Caso de estudio

La comunidad de Río Verde de los Henaos tiene 691 habitantes, distribuidos en cinco veredas. Esta población está ubicada en la vertiente oriental de la cordillera central, al noroeste de Colombia y tiene una extensión de 7050 hectáreas. El recorrido entre las veredas y el municipio de Sonsón, al cual pertenece, es de unas ocho horas y unas seis horas del viaje deben hacerse a mula o a pie, por “caminos de herradura”. El acceso de esta población a servicios de saneamiento básico como alcantarillado, manejo de basuras y transporte es bajo. Existe un puesto de salud y el personal médico visita la población en promedio una vez cada tres meses. Cada vereda tiene una escuela básica primaria.

La agricultura es la principal actividad; más del 70% de las familias cultiva plátano, maíz y frijol para consumo doméstico. Un 60% cultiva café y un 80% caña panelera de la que se produce azúcar sin refinar (panela). El café y la panela se venden por fuera de la comunidad. Las parcelas cultivadas son, en su mayoría, propiedad de los grupos familiares y el tamaño promedio de estas es de unas 5 hectáreas. Más del 70% de los habitantes encuestados tiene educación primaria pero sólo el 4% de los encuestados tiene educación secundaria. Existen juntas de acción comunal y se realizan actividades comunitarias, como el mantenimiento de caminos. Esta es una población vulnerable por su aislamiento y dependencia de la producción agrícola. La zona donde está ubicada fue por años zona de conflicto interno y la producción de café disminuyó drásticamente en los últimos años como resultado de una epidemia. No obstante, las migraciones son bajas.

En cuanto a la energía, la leña es la principal fuente y a la recolección de leña se dedican entre 1 y 3 horas diarias. Para la iluminación se combinan las velas y linternas. En un programa de energización previo se instalaron sistemas fotovoltaicos en algunas viviendas; aunque la instalación fue gratis, los usuarios reportan que las baterías requeridas son costosas. Estos sistemas fotovoltaicos prestan entre 2 y 3 horas diarias de servicio a un 14% de la población.

El agua es abundante. En cada vereda hay quebradas con caudales y caídas aptos para la generación de electricidad. El potencial de generación de energía eólica es muy bajo, menor de 2m/s⁴³⁴, de acuerdo con estimaciones de la UPME⁴³⁵. La operación adecuada de los sistemas fotovoltaicos existentes demuestra que esta es una tecnología viable. Aunque existe generación de biomasa, es costoso acopiar esta para alimentar un generador y apenas un 8% de las familias produce la cantidad de biomasa requerida para generar biogás en un biodigestor. Los altos costos del combustible y del transporte impiden la instalación de generadores a combustible. Ya que todas las viviendas tienen un fogón de leña y más de la mitad de estas continuarían cocinando con leña aún si tuvieran otro combustible, la instalación de fogones de leña eficientes es una alternativa para mejorar la eficiencia energética de la comunidad. Finalmente, es técnicamente posible interconectar el corregimiento a la red eléctrica más cercana.

El consumo actual de electricidad es muy bajo, y el potencial estimado es de unos 63kWh/día-vivienda. Considerando los recursos existentes, se examinan como alternativas: una pequeña central hidráulica (PCH) con capacidad de atender toda la población, la interconexión a la red y la generación de electricidad con diesel.

A partir de los datos de la encuesta se calcula la contribución de cada alternativa a los capitales de subsistencia. Este puntaje se muestra en la Figura 1. En el estado ideal, la comunidad tendría un nivel de 100 en cada uno de los recursos: físico, humano, natural, social y financiero de la figura anterior. Todas las alternativas mejoran la situación actual al menos en un capital como se ve en la Figura 1.

⁴³⁴ 2.4 m/s: Brisa muy débil; se siente el viento en la cara, las hojas de los árboles se mueven; las veletas giran lentamente

⁴³⁵ UPME. Atlas de Viento y Energía Eólica en Colombia. 2006.

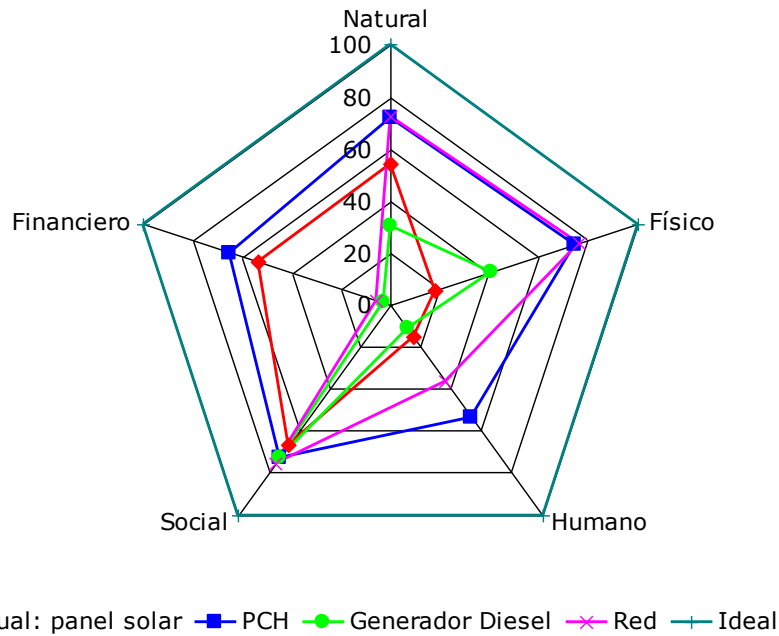


Figura 10. Contribución de cada tecnología a los capitales. Elaboración propia.

La generación con PCH es renovable y puede ser operada por la misma comunidad. Por esto, aumenta el capital ambiental, humano y financiero más que las otras alternativas. Considerando que la prioridad de la comunidad es aumentar el capital físico y humano, y usando la fórmula 1, la PCH es la alternativa ganadora (Figura 2)

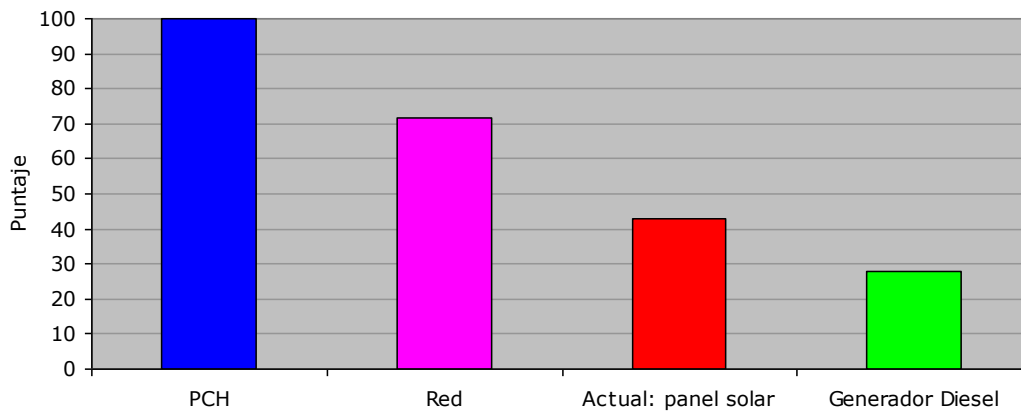


Figura 11. Ordenamiento de alternativas. Elaboración propia.

Ninguna de las alternativas anteriores reemplaza la leña en cocción y por esta razón, se analiza la opción de completar la electrificación con estufas eficientes de leña.

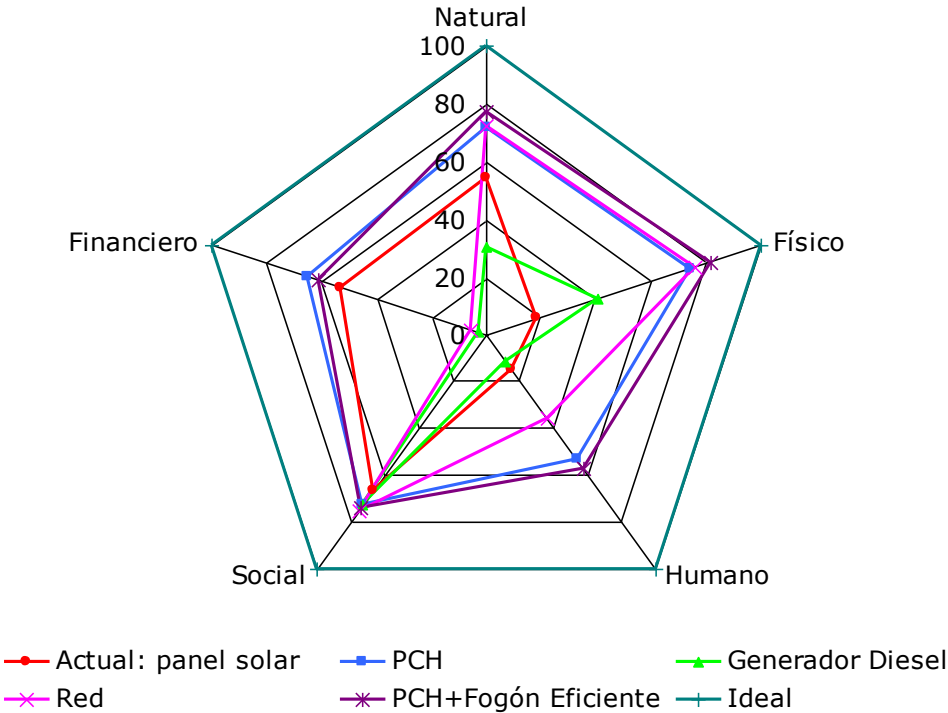


Figura 12. Estado de los capitales con la alternativa híbrida fogón leña + PCH . Elaboración propia.

La alternativa híbrida PCH+Fogón Eficiente suple casi todas las necesidades energéticas de la comunidad, disminuye la presión sobre los bosques y tiene un costo similar al de la PCH. Como se ve en la Figura 3, esta alternativa superaría a la alternativa ganadora bajo cualquier

criterio. A continuación analizamos las instituciones y marco legal en los que se ubicarían las soluciones anteriores.

3. Aspectos institucionales de la energización rural en Colombia

Los programas de electrificación de zonas aisladas en Colombia han existido desde los 1946 pero hasta 1994 no se creó un marco institucional específico para energizar las zonas no interconectadas. La ley 142 de 1994 y leyes posteriores como la ley 633 de 2000 definen las fuentes de financiación y los responsables de la electrificación de zonas no interconectadas, dándole importancia a los aspectos ambientales. El nuevo marco institucional busca remediar la baja rentabilidad económica y social de los proyectos de energización de comunidades aisladas. Entre las causas de la baja rentabilidad de dichos proyectos se destacan la falta de planeación e integración con programas de desarrollo regional, el poco aprovechamiento de los recursos locales y el enfoque casi exclusivo en electrificación, desconociendo las necesidades locales (CONPES, 2000). Como resultado de esto, la diversidad tecnológica en las zonas no interconectadas es muy baja, la infraestructura ya existente es en su mayoría de generación a diesel y tiene altos costos de operación por el transporte y manejo de combustible, así como baja disponibilidad por falta de mantenimiento y de gestión.

En el nuevo esquema hay mayor participación de las instituciones locales y regionales, las cuales pueden acceder a fondos nacionales para financiar las inversiones y también pueden gestionar los subsidios para mejorar la rentabilidad de sus programas de electrificación. En 2009 había 116 plantas diesel menores de 100kW y con una capacidad de 1.09 MW y dos pequeñas centrales hidroeléctricas. Estas plantas atienden unos 115000 usuarios distribuidos en unos 90 municipios y en su mayoría son propiedad de las alcaldías municipales (51.6%), seguidas por empresas privadas y mixtas (43.2%). Un pequeño porcentaje pertenece a las juntas administradoras locales (4.2%) y las gobernaciones (1.1%) (Florez et al., 2009). Aunque el nuevo esquema es un avance respecto a la situación anterior

a 2000, las ZNI siguen teniendo baja disponibilidad de energía y las empresas que operan las plantas existentes siguen teniendo altas pérdidas y bajo recaudo.

Modelos de negocios

La regulación actual permite operar y administrar las plantas de electrificación rurales bajo distintos esquemas de negocios. Estos esquemas difieren en la estructura empresarial adoptada para administrar y operar el negocio y van desde asociaciones informales de usuarios, hasta empresas prestadoras de servicios públicos que integran electricidad y agua, tal como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2. Ejemplos de proyectos de energización rural en Colombia

	Isla Fuerte, Bolívar diciembre de 2008	El Totumo, Necoclí Antioquia 2009	La Encarnación Urrao , Antioquia 2008	La Clarita. Vegachí, Antioquia 2009
Tecnología	Combustión de GLP	Gasificación de Biomasa	PCH 100kW	PCH 100kW
Estructura Empresarial	Cooperativa	Asociación comunitaria	Empresa comunitaria, pasa a la empresa integrada del municipio	Asociación de Usuarios, pasa a Empresas Públicas de Vegachi S.A. ESP.
Usuarios conectados 2010	301	Menos de 50	59	10
Horas diarias de suministro	12	4	24	24

En dos de los casos anteriores, la comunidad pertenece a un municipio con una empresa de servicios ya constituida que apoya la operación y administración de una PCH. En los otros dos, la generación térmica es administrada por una empresa comunitaria. Si la comunidad es lo suficientemente grande, la asociación de usuarios puede asumir los costos de crear una empresa de servicios públicos debidamente registrada pero, cuando la comunidad es pequeña, se observan mayores dificultades en asumir dichos costos, como en el caso del gasificador del Totumo.

4. Avances metodológicos

En las secciones anteriores se elige la mejor alternativa suponiendo que en el futuro la comunidad sigue aplicando la misma estrategia de sobrevivencia que tiene ahora; en el caso de estudio, esta sería la producción agrícola. Este no es necesariamente el caso porque la energización aumenta las capacidades de la comunidad para realizar otras actividades y porque la comunidad puede cambiar su estrategia. Los planes de desarrollo de la nación y la región son una oportunidad para mejorar la infraestructura complementaria a la energía. Dentro de estos planes se pueden ubicar proyectos que complementen la energización e impulsen el crecimiento. De esta manera, se trata el problema de la baja integración de los proyectos de energización con el desarrollo regional. La aplicación de esta idea se ilustra con el caso de análisis.

La comunidad de río verde es inaccesible y esto disminuye el flujo de personas, bienes y servicios y reduce las posibilidades de desarrollo. Por ejemplo, los únicos productos que se transan por fuera de la comunidad son el café y la panela pues son poco perecederos. Igualmente, el aislamiento impide explotar otras actividades como el turismo, el cual puede apoyarse en los activos naturales de la zona. En las visitas y conversaciones con funcionarios locales, se estableció que la mejora de las vías de acceso es una prioridad para el municipio. En las líneas vigentes de los planes de desarrollo nacionales y locales hay programas que financian:

- Construcción de cables aéreos para el transporte (teleférico), construcción de vías veredales nuevas, mantenimiento y construcción de vías (un programa nacional y dos regionales).
- Inversiones en renovación y diversificación agrícola, en particular en cafetales: 5 programas nacionales y uno regional vigentes
- Asistencia a procesos de reasentamiento en zonas de conflicto: dos programas regionales y uno nacional
- Fomento al turismo, incluyendo diseño de proyectos y productos y programas de promoción: 8 programas nacionales y uno regional.
- Además, hay tres programas nacionales y uno regional que apoyan la energización de zonas rurales por fuera del sistema interconectado.

Un sistema de transporte por teleférico disminuiría los tiempos de viaje entre el municipio y las veredas en un 75%, podría comprar energía de la planta instalada y permitiría la salida de carga y pasajeros además de permitir la llegada de turistas. En la provincia de Antioquia, a la cual pertenece el caso de estudio, se construyeron 15 sistemas de cable transporte por teleférico entre 2003 y 2006. Estos sistemas son para carga y pasajeros en algunos casos y en otros una atracción turística (Gob. Antioquia, 2009). El costo de los sistemas de transporte por cable varía, dependiendo del propósito y especificaciones de cada proyecto. Las inversiones en estos proyectos han sido compartidas entre los municipios y la gobernación y varían entre USD\$500.000 y \$850 (Municipio de Sopetrán, 2004; Gómez, 2009).

En la siguiente figura se compara el estado de la comunidad al instalar una PCH bajo las condiciones actuales de transporte con el estado esperado si además de la PCH se instala un medio de transporte teleférico. En este último escenario, la disminución de costos de transporte aumenta la actividad agrícola, pecuaria y la mayor accesibilidad atrae el turismo. Al mismo tiempo, al aumentar el flujo de personas, hay mayor acceso a salud y educación; en consecuencia, mejoran el capital financiero y humano de la comunidad.

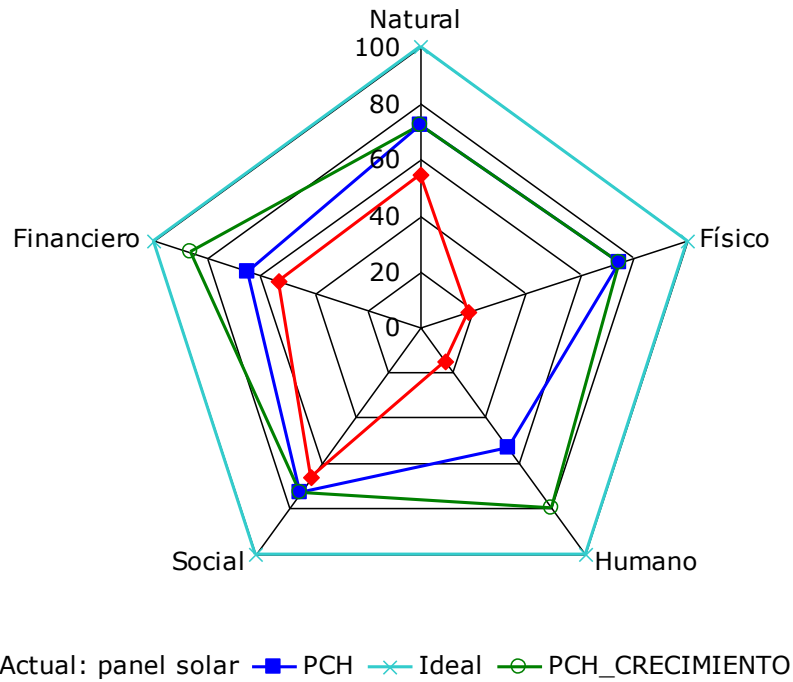


Figura 13. Impacto de acoplar proyectos productivos a soluciones de energización.

5. Conclusiones

En conclusión, la integración del transporte con el suministro de electricidad aumenta la viabilidad del proyecto de electrificación rural pues ambos proyectos se complementan y apoyan la economía de las veredas. Es importante incluir esta complementariedad en el análisis porque la electrificación por sí sola no promueve el crecimiento económico de las zonas pobres, aunque si es un insumo valioso para mejorar la calidad de vida de la comunidad.

La inclusión de cocción en el estudio es un avance metodológico importante porque la cocción es el principal uso de la energía en la mayoría de las comunidades rurales aisladas de Colombia y el mundo. Aún más, la cocción con leña es preferida a otros métodos porque se adapta a los modos de vida de muchas comunidades. Por ejemplo, en el caso de estudio, el 98% de los usuarios seguiría usando leña para cocinar, aún contando con electricidad. Las estufas eficientes mejoran los capitales humanos y naturales de la comunidad porque liberan tiempo de recolección de leña y porque

disminuyen la deforestación. Estas mejoras no se lograrían instalando únicamente un sistema de suministro de electricidad.

Finalmente, otro avance metodológico es el análisis de las condiciones que debe cumplir una empresa comunitaria para ser sostenible. En este caso, evaluamos las proyecciones de flujo de caja para distintos escenarios de recaudo y de demanda de electricidad y asumiendo una estructura empresarial comunitaria. La conclusión es que, a no ser que existan proyectos productivos complementarios, la sostenibilidad de una empresa comunitaria en este caso es muy baja. Este es un resultado consistente con la poca experiencia de esta población en la gestión de servicios públicos y que ha sido observado en comunidades similares.

Agradecimientos

Los autores agradecen la financiación de EPM para la realización del caso de estudio presentado en este artículo.

Referencias

Bebbington, A. (1999) Capitals and Capabilities: A Framework for Analyzing Peasant Viability, Rural Livelihoods and Poverty. *World Development* Vol. 27, No. 12, pp. 2021-2044.

Birol, Fatih. (2007) Energy Economics: a place for Energy Poverty in the Agenda? *The Energy Journal*, 2007, v. 28, iss. 3, pp. 1-6

Chambers R. and G. R. Conway (1992). Sustainable rural livelihoods: Practical concepts for the 21st century., Institute of Development Studies.

Cherni, J., I. Dyer, , F. Henao, P. Jaramillo., R. Smith, , R. Olalde (2007). "Energy supply for sustainable rural livelihoods: A multicriteria decision-support system". *Energy Policy*. 35, 3, pp: 1884-1895.

Colombia, Departamento nacional de planeación (1999). Estrategias y acciones para la energización de las zonas no interconectadas del país. Documento CONPES 3055 Santa Fe de Bogotá, D.C., noviembre 10 de 1999.

Colombia, Gobernación de Antioquia, secretaría de infraestructura física (2009)
<http://www.antioquia.gov.co/antioquia-v1/organismos/sinfraestructura/proyectosespeciales.html>

Florez, J., David Tobón.,; Gustavo Castillo,. (2009). ¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las zonas no interconectadas ZNI en Colombia? Un análisis de la estructura institucional. *Cuadernos de Administración* **22**(38): 219-245.

Goldemberg, J., A.K.N. Reddy, , K.R. Smith, R.H. Williams, (2000). Rural energy in developing countries. In: Goldemberg, J. (Ed.), *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability*.

Goldemberg, Emilio Lèbre La Rovere, Suani Teixeira Coelho (2004) Expanding access to electricity in Brazil. *Energy for Sustainable Development*. Volume 8, Issue 4, December 2004, Pages 86-94

Gómez, C. M. (2009). Cable aéreo de Buenavista con sello paisa. *El Colombiano*. Medellín.

IEA (International Energy Agency). 2010. ENERGY POVERTY How to make modern energy access universal? Special early excerpt of the World Energy Outlook 2010 for the UN General Assembly on the Millennium Development Goals. (OECD)/IEA September 2010

Mayo, R.A. (2006). Un teleférico que ahorra camino. El Mundo, 14 de Octubre de 2006.
http://www.elmundo.com/sitio/noticia_detalle.php?idedicion=405&idcuerpo=4&dscuerpo=Semanales&idseccion=63&dsseccion=Antioquia%20Semanal&idnoticia=33536&imagen=&vl=1&r=antioquias.php

UNDP (2000). World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability. U. N. D. PROGRAM. New York. UNDP (2005). The energy challenge to achieve the millennium development goals. 2010.

SESIÓN 17

LA REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS A VAPOR Y SU VIABILIDAD ECONÓMICA

Ing. Andrea Afranchi e Ing. Alberto Fushimi

Autor líder: Ingeniera Andrea Afranchi

Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de La Plata

andrea.afranchi@ing.unlp.edu.ar

Tema: *Evaluación de Proyectos Energéticos*

RESUMEN

El parque argentino de generación eléctrica, en lo que a centrales térmicas se refiere, está integrado por ciclos convencionales termoeléctricos a vapor, turbinas a gas (TG), ciclos combinados (CC) y algunos pocos ciclos de cogeneración. La potencia instalada del parque de generación a abril de 2010 ronda los 27.690MW; de los cuales el 16% corresponde a centrales térmicas con turbinas a vapor [1]. Este tipo de centrales fue la más utilizada hasta mediados del siglo pasado, sus eficiencias netas de conversión son bajas debido a que la expansión en la turbina de vapor (TV) comienza a una temperatura generalmente inferior a 600°C, produciendo una fuerte destrucción de exergía en el generador de vapor.

La mayoría de las centrales nuevas que se han construido en el país son grandes unidades de ciclos combinados pero, aún existe una importante cantidad de ciclos de vapor que habiendo sido diseñadas para quemar carbón o fuel oil, están operando actualmente con gas natural.

En la actualidad la eficiencia energética es un tema no menor debido a aspectos tales como: la tendencia creciente que presenta la importación de combustibles fósiles para generar energía, a un mercado internacional cambiante, al impacto ambiental que su consumo produce, a una creciente competitividad económica en la cual cada recurso es valioso y a la necesidad de impulsar un desarrollo sostenible

En publicaciones anteriores se ha evaluado la factibilidad técnica de repotenciar las antiguas centrales a vapor del parque de generación eléctrica argentino, asimismo se pudo corroborar que cada caso requiere de un tratamiento específico para maximizar las componentes de energía útil (electricidad y calor). Además se concluyó que si se logra la convergencia de adecuadas soluciones, la repotenciación constituye una solución que brinda dos ventajas muy importantes.

- ✓ Permite un significativo incremento de potencia y rendimiento, incluyendo opciones de centrales “electricidad + calor”, con una inversión menor que la de su remplazo por un sistema más moderno.

- ✓ Permite mayor rapidez en la ejecución del proyecto logrando reducir significativamente el periodo de inactividad productiva.

Es objeto del presente trabajo, habiéndose verificado previamente la aptitud técnica, estudiar la factibilidad económica para luego poder concluir que este tipo de proyecto de eficiencia energética es **“técnica y económicamente viable”**.

INTRODUCCIÓN

El *consumo eficiente y el uso racional* de la energía son instrumentos claves *para la reducción de los costes energéticos en los sectores económicos* y, por ende mejora la competitividad de los mismos. Pero la eficiencia energética *es también una herramienta imprescindible para preservar el ambiente* y permitir que países como Argentina se desarrollen de una manera más sostenible.

Estudios técnicos previos, realizados con el objetivo de repotenciar viejas centrales de generación térmica, demostraron que es factible incrementar la potencia de generación de electricidad y la vez hacerlo más eficientemente (consumiendo menos combustible fósil por kWh producido) [2]-[3]. Todos los desarrollos y estudios se hicieron considerando como caso base o de referencia una Central Térmica a Vapor típica del parque de generación eléctrico argentino de los años '70. Para los estudios económicos se toma el mismo modelo de planta pero se considera que las instalaciones funcionan en óptimas condiciones (lo que se conoce en análisis de proyecto como “Caso Base Mejorado”).

Debido a que la central térmica de referencia está en operación y lo que se busca es mejorar su rendimiento, se realizan análisis de rentabilidad teniendo en cuenta los diferenciales entre los casos de estudio o futuros y la situación actual. La idea es poder demostrar que es rentable invertir para mejorar la situación actual.

Entre los resultados obtenidos para los diferentes proyectos se incluyen varios indicadores de rentabilidad y análisis de sensibilidad sobre los rubros más significativos, a nivel de prefactibilidad.

DESARROLLO

Antes de abordar los aspectos que hacen al análisis de rentabilidad, es necesario realizar una descripción técnico conceptual de lo que se va a evaluar. Seguidamente se introducen las consideraciones empleadas en los cálculos económicos y las fuentes consultadas, para finalizar con los resultados y conclusiones.

☒ Escenarios de Estudios

Primero se presenta y describe brevemente el marco de referencia del análisis o lo que podríamos considerar como “situación actual”.

Se asume que el **Generador de EE**, cuyo esquema de proceso es el de una central térmica a vapor, cuenta con una caldera convencional cuyo vapor de escape se expande en una TV con extracciones a diferentes niveles de presión. Las extracciones se utilizan como ingresos al sistema de

precalentamiento regenerativo, que permite precalentar el agua de alimentación a la caldera (reduciendo de esta manera el consumo de combustible en la caldera).

La única salida (producción) es EE y el principal consumo es GN (combustible principal). Durante restricciones de GN el proceso puede conmutar, cambiar de combustible, pasando a consumir FO. Es un proceso “solo electricidad”.

La TV existente fue intervenida para extender su vida útil y el fabricante garantiza el funcionamiento de la misma por los próximos 20 años (siempre que se cumpla con el programa de intervenciones de Mantenimiento).

La figura siguiente esquematiza, en forma muy simplificada, el proceso productivo en análisis. Este ciclo de vapor convencional opera a 80 bar y 494°C, genera 30,48 MW (en bornes) y su rendimiento eléctrico se indica en la figura siguiente.

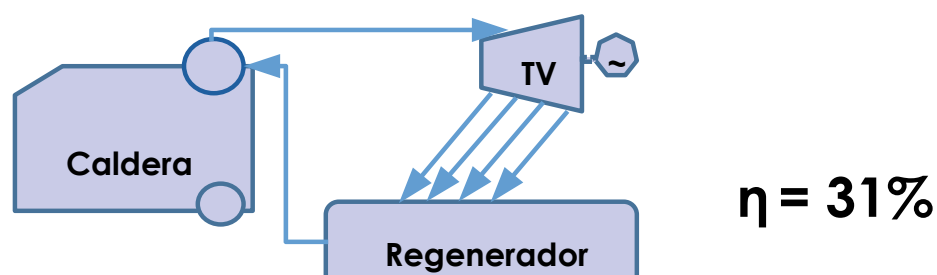


Figura 1) Esquema de Central Térmica a Vapor Convencional - Caso Base

La eficiencia de los ciclos convencionales de vapor (caso base) ronda aproximadamente del 30 al 40%. Este valor ha sido ampliamente superado por la de los ciclos combinados, resultantes de la integración con una turbina de gas que evoluciona a temperaturas superiores ($>1.200^{\circ}\text{C}$), con lo que el diferencial de temperaturas entre la fuente caliente y la fría del sistema aumenta sustancialmente, y con ello su potencia y rendimiento.

Las unidades grandes de ciclos combinados alcanzan rendimientos eléctricos del 50 al 60%, en estos se busca obtener la mayor eficiencia energética posible y es usual la adopción de sistemas de tres presiones, con recalentador integrado con el sobrecalentador, en HRSG⁴³⁶ de 13 paquetes de transferencia térmica, con lo que los gases pueden ser enfriados hasta temperaturas del orden de los 100°C . No existe este tipo de central en Argentina y tampoco se pueden alcanzar rendimientos eléctricos de este orden con operaciones de repotenciación.

Las centrales de cogeneración, al producir dos vectores energéticos, permiten hacer un mejor aprovechamiento del combustible. En estos casos se habla de rendimiento de combustible, o fuel efficiency, los cuales pueden alcanzar valores del 90% en centrales concebidas bajo este concepto desde su origen. Las repotenciaciones presentan rendimientos de combustibles inferiores.

⁴³⁶ HRSG: Heat Recovery Steam Generator

☐ Alternativas de mejora al caso base

En función de lo antes mencionado se plantean los siguientes casos de mejora:

- **Caso I-a) Repotenciación simple:** del ciclo de vapor del caso base se mantiene sin cambios en el sistema de precalentamiento regenerativo y se reemplaza la caldera convencional por el conjunto: turbogruppo + HRSG. Estos últimos se dimensionan de manera tal de poder cubrir la generación de vapor original y solo se produce energía eléctrica.

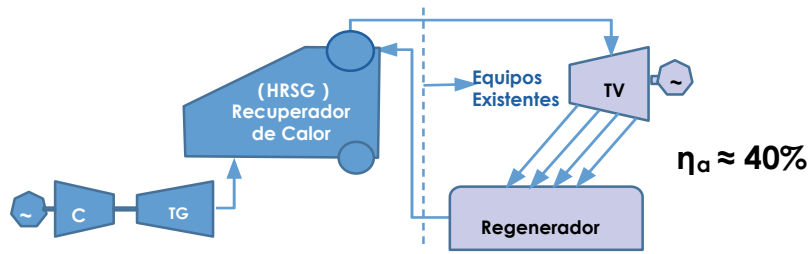


Figura 2) Esquema Repotenciación Simple - Caso I-a)

- **Caso I-b) Repotenciación a cogeneración:** esquemáticamente los cambios son los mismos que el caso anterior con la diferencia de que el diseño del recuperar de calor (HRSG) permite la exportación de vapor de baja presión a terceros, en este caso particular a 5bar, como vector energético para uso calórico. Aquí se habla de rendimiento del combustible o "fuel efficiency", diferente al anterior que es rendimiento eléctrico.

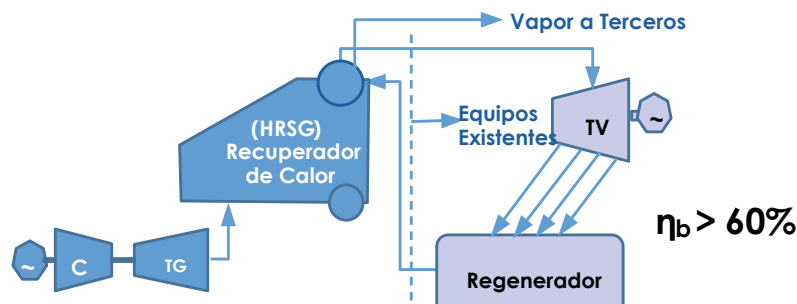


Figura 3) Esquema Cogeneración - Caso I-b)

- **Caso II Repotenciación a ciclo combinado de una presión:** Se reemplaza la caldera convencional por un turbogruppo+HRSG, se modifican los flujos de vapor pasantes por la turbina acorde a sus características y se elimina el sistema de precalentamiento regenerativo. Esta última modificación permite hacer el precalentamiento del agua de caldera dentro del mismo recuperador de calor (HRSG), de esta manera se aprovecha el calor de los gases de escape del turbogruppo y por ende disminuye la temperatura de chimenea.

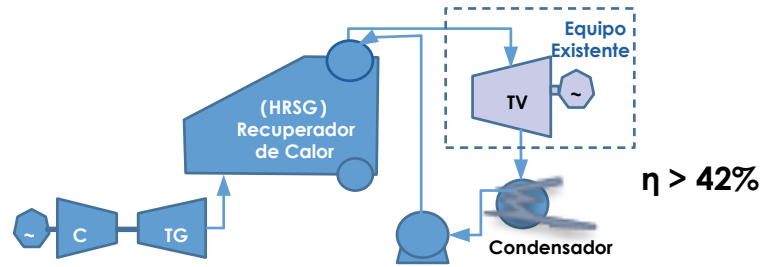


Figura 4) Esquema Repotenciación a Ciclo Combinado de una Presión - Caso II)

Como se mencionara anteriormente, todos estos ciclos fueron analizados y presentados en congresos y encuentros ([2] [3]) bajo la óptica netamente técnica. Allí se pudo comprobar que es factible implementar estas modificaciones y que todas ellas conllevan a mejoras de rendimiento respecto del caso base o de referencia (en cada gráfica se indican los de rendimientos aproximados). Esos mismos modelos proveen resultados que sirven para alimentar al módulo de análisis de rentabilidad desarrollado para este trabajo.

Los datos extraídos de los modelos técnicos son:

- Consumos (inputs) de: combustibles, energía eléctrica, agua de caldera y agua de enfriamiento.
- Producciones (outputs) de vector/es energéticos: energía eléctrica y/o vapor (este último solo se da en el caso de cogeneración).
- También se extrajeron los modelos de las TG a utilizar en las repotenciaciones como dato de referencia para la estimación del costo de inversión.

TABLA 1- Resumen de Consumos y producciones de los casos de estudio

	Caso Base	Caso I-a)	Caso I-b)	Caso II
Consumos				
GN (m ³ /h)	9.430,8	28.710,8	28.710,8	20.845,2
EE (MW)	2,1	2,7	3,1	1,6
BFW ² (t/h)	5,3	6,3	12,3	5,3
CW ³ (m ³)	2.520,0	2.520,0	2.520,0	2.520,0
FO (t/h)	8,1	-	-	-
GO (t/h)	-	23,6	23,6	17,2
Producciones				
EE (Mw)	30,48	141,7	141,7	95,96
Vapor* (t/h)	-	-	119,9	-
Otros Datos Técnico				
Rendimiento	Eléctrico (31%)	Eléctrico (41,8)	Combustible (68%)	Eléctrico (48%)
TG	--	GT 11 N2**	GT 11 N2**	PG 6101 (FA)***

*Vapor Saturado de Baja Presión (5bar)

**Marca Alstom

***Marca Bharat

Cabe recordar que la central térmica de referencia (Caso Base) está en operación y el objetivo es mejorar su rendimiento y aumentar la generación de energía eléctrica. Por lo tanto, el análisis de rentabilidad se realiza teniendo en cuenta los diferenciales entre los casos de estudio o futuros y la situación actual.

² BFW: Boiler Feed Water

³ CW: Cooling Water

También cabe mencionar que se ha considerado que el proyecto, al mejorar la eficiencia de producción, permite mejorar el orden de despacho de la central y por ende se incrementan las horas de operación anuales. Para el caso base se toma una operación del 76,7% del total de horas anuales, mientras que para los casos de repotenciación se consideró un 89,2%.

Es importante tener presente que este trabajo no busca “una solución” en el marco de un trabajo de Formulación y Evaluación de Proyectos. Simplemente se pretende saber si la/s alternativa/s de repotenciación son viables económicamente, tendiendo como base los estudios técnicos de prefactibilidad antes mencionados.

Hasta aquí, se cuenta con el diseño técnico de cada una de las alternativas y los requerimientos operativos para mantenerse en operación a futuro y en forma continua. A continuación se va a evaluar cada uno de los casos comparando sus costos y beneficios, medidos naturalmente en términos monetarios, en comparación con el caso base. A tal efecto se construyen respectivos cuadros conocidos como “flujo de fondos” ó “cash flow”, en los que se consigna para cada año los costos y beneficios del proyecto, hasta el horizonte del proyecto [5].

Cuadro de Flujo de Fondos (Cash Flow)	
Inversión	
Ingresos (por venta de EE y Vapor según corresponda)	
Egresos	
	<ul style="list-style-type: none">• <u>Costos Variables</u> (costos operativos y de mantenimiento).• <u>Costos Fijos</u> (Personal, Contratos, Seguros y Alquileres y Gastos del Área)
Flujo Neto (1)	
	FN (1) = -Inversión + Ingresos - Egresos
Amortizaciones (método lineal simple durante la Vida Útil del proyecto)	
Flujo Neto (2) = Resultado Operativo	
	FN (2) = Flujo Neto (1) – Amortizaciones
Impuesto a las Ganancias (35%)	

Flujo Neto (3) CASH FLOW

$$\text{Cash Flow} = \text{Resultado Operativo} - \text{Ganancias} + \text{Amortizaciones}$$

□ Estructura de cálculo

En la elaboración del Cash Flow, que permite obtener los indicadores de rentabilidad, se han incluido los siguientes ítems:

Inversión: incluye no solo el conjunto “turbogrupos+HRSG” (equipos principales) sino también los costos estimados de nacionalización de las importaciones; Ingenierías; Montaje, Materiales y Mano de Obra y Otros Materiales y Gastos (Supervisión y Misceláneos).

Los montos de inversión se estimaron en base a los costos de los equipos principales que fueron extraídos del GTW⁴³⁷ Handbook 2009 [4]; datos estos que fueron validados por consultas telefónicas a representantes locales de este tipo de equipamiento.

En general, el resto de los rubros que componen el monto de inversión global fueron estimados mediante factores en función del costo de los equipos principales. Los cuales surgen de consultas a técnicos de costos que integran equipos de ingeniería⁴³⁸ y bibliografía [6].

Costos de Nacionalización: 20% del costo del equipamiento principal.

Gastos de Ingeniería: entre el 4 y 6% de costo del equipamiento principal.

Misceláneos: aproximadamente un 5% del costo del equipamiento principal.

El costo de montaje oscila entre 2,5 y casi 4 millones de dólares (estos datos fueron estimados por técnicos especializados, quienes tuvieron en cuenta aspectos tales como el pesaje del equipo (para especificar la Grúa), cantidad y tipo de conexiones, cantidad de Horas Hombre, etc.).

La inversión global van de los 35 a los casi 50 millones de dólares.

Costos: integrado por los costos de operación, mantenimiento y otros costos. Los costos operativos se estiman a partir de los datos de consumos de combustibles y otros insumos (EE, BFW y CW) de la tabla anterior y los precios de unitarios de cada insumo. El rubro definido como “Otros Costos” considera los costos de personal, contratos, seguros y alquileres y gastos del área. **TABLA 2-** Fuentes consultadas para la determinación de costos

Costos	Fuente/s
Mantenimiento	Surgen de consultas a generadores de energía eléctrica, proveedores y empresas de mantenimiento; ronda los 2,5 millones de USD e incluye repuestos y supervisión externa.

⁴³⁷ Gas Turbine World

⁴³⁸ Manuales y Procedimientos internos de proyectos de una Compañía Petrolera y una empresa dedicada a Ingeniería.

Otros Costos	Surgen de consulta a agentes claves del sector como ser: generador eléctrico e industrias que autogeneran su propia demanda de utilities. Ascienden a 1,75 millones de USD aproximadamente.
--------------	---

Beneficios: son los ingresos que tiene el proyecto por la venta de energía (eléctrica y calórica según corresponda). Estos se estiman a partir de los datos de producciones de la tabla anterior y sus respectivos precios de venta.

Datos de referencia: aquí se agrupan datos de referencia que hacen al tipo de proyecto como ser, tasa de retorno esperada para este tipo de inversiones (12%), tasa de retorno de los bancos (8%), período de amortización de la inversión (valor típico para estos proyecto = 20 años) del tipo lineal simple.

Financiamiento: no se incluye el efecto financiamiento en el presente análisis respetando el concepto que utilizan muchas empresas, puertas adentro, a la hora de hacer competir inversiones provenientes de diferentes unidades de negocio. Estas sostienen que muchas veces un mal proyecto técnico bien financiado puede verse más atractivo en términos de rentabilidad que un buen proyecto técnico mal financiado.

Precios: los mismos surgen de consultas en publicaciones, páginas de internet afines al sector (tales como CAMMESA) y consultas/entrevistas a actores claves. La Tabla-3, resume las fuentes de información consultadas.

TABLA 3- Resumen de fuentes consultadas

Parámetro	Fuente/s
Gas Natural (GN)	Se toma referencias internacionales (Henry Hub) de publicaciones como CMAI. El estudio base se realiza a 5USD/MBTU, para el análisis de sensibilidad se llega a 7USD/MBTU (precio aproximado del GLP del año 2010 ⁴³⁹).
Energía Eléctrica (EE)	Se toman datos del mercado spot nacional del año 2010 (valor local actual – monómico) de la página de CAMMESA, 120\$/MWh. También se toman valores de EE en el marco de Energía Plus para análisis de sensibilidad, ver Figura 5).
Vapor	Surge como estimación a partir del precio del combustible consumido en una caldera convencional a un rendimiento del 94% y asciende a los 5,6 USD/t. Recordar que el vapor solo aplica al caso de cogeneración y surge del aprovechamiento del calor residual de los gases de escape de la TG previo a su venteo a la atmósfera.

⁴³⁹ ENARSA GLP – Datos publicados en marzo de 2010.

Agua de caldera (BFW) y Agua de enfriamiento (CW)	Datos suministrados por la industria local, zona Polo Industrial La Plata. BFW = 0,9 USD/m ³ . CW = 0,07 USD/m ³ .
Fuel Oil (FO) y Gasoil (GO)	Se estiman a partir de correlaciones, suministradas por actores del sector hidrocarburos, en base al precio internacional del WTI (este último se obtiene publicaciones similares a CMAI). Los mismos ascienden a aproximadamente 400 y 250 USD/t para el FO y GO respectivamente.

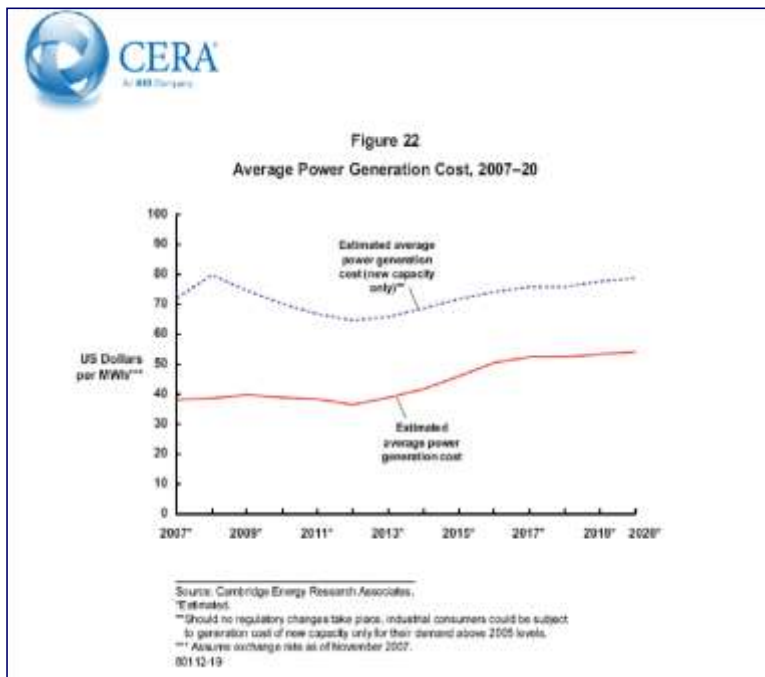


Figura 5) Estudio CERA para Proyecto XXX⁴⁴⁰ año 2008

☒ Cálculo de Indicadores de Rentabilidad

Para el análisis de rentabilidad objeto de este trabajo se seleccionaron indicadores que contemplan el valor tiempo del dinero (ejemplo: VAN, TIR, etc.) y el período de repago de la inversión (pay back). No se incluyen indicadores de tasas de rendimiento contable debido a que no incluyen el valor tiempo de dinero y además sufren el efecto de las distorsiones contables (métodos de valuación de activos y reconocimiento de resultados).

Teniendo en cuenta que cada indicador por sí mismo y en forma aislada no brinda una sólida respuesta acerca de la rentabilidad del proyecto y además presentan limitaciones, se define estimar el siguiente conjunto de indicadores:

⁴⁴⁰ XXX no se incluye nombre del proyecto a pedido del dueño de la información.

TIR (Tasa Interna de Retorno), tiene como limitaciones principales que asume que los flujos de caja positivos se reinvierten en la misma tasa de costo de capital y pueden darse resultados múltiples.

VAN (Valor Actual Neto), para la cual se ha utilizado la tasa de corte del sector (12%). Resulta de la diferencia entre el desembolso de inversión inicial y el valor presente de los futuros ingresos netos esperados.

TIRM (Tasa Interna de Retorno Modificada) adaptación de la Tasa Interna de Retorno que tiene por objeto eliminar las limitaciones de esta última. La TIRM determina una inversión: rentable, indiferente o no satisfactoria de acuerdo a los resultados: mayor, igual o menor a la tasa de costo de capital o tasa de rendimiento de una inversión alternativa (se asume del 8%).

IVAM (VAN/Inversión).

Período de repago de la inversión, no tiene en cuenta el valor tiempo del dinero.

☑ Resultados Obtenidos

En función de toda la información antes mencionada, se desarrollo una herramienta en Excel para el cálculo de rentabilidad de los casos de estudio.

La tabla siguiente concentra todos los resultados obtenidos para los casos de repotenciación simple (Caso I-a), cogeneración (Caso I-b) y repotenciación a ciclo combinado de una presión (Caso II). **TABLA 4- Resumen Resultados – “Indicadores de Rentabilidad”**

Indicador	Caso I-a)	Caso I-b)	Caso II
TIR (%)	23,4	29,7	17,3
TIRM	14,4	16,1	12,5
VAN (12%)	46.887	76.948	15.053
IVAN	1	2	-
Período de Repago	6 años	5 años	8 años

Además de los indicadores de rentabilidad anteriores, se ha estimado la composición del VAN con el objetivo de poder apreciar cuales son los rubros que más impacto tienen sobre estos casos de estudios. Las figuras siguientes (6, 7 y 8) permiten concluir que los componentes que más peso tienen en la composición del VAN son los Costos Operativos (consumos de combustibles e insumos) y los Ingresos por venta la energía eléctrica en todos los casos y por la venta de vapor solo para el caso de cogeneración.

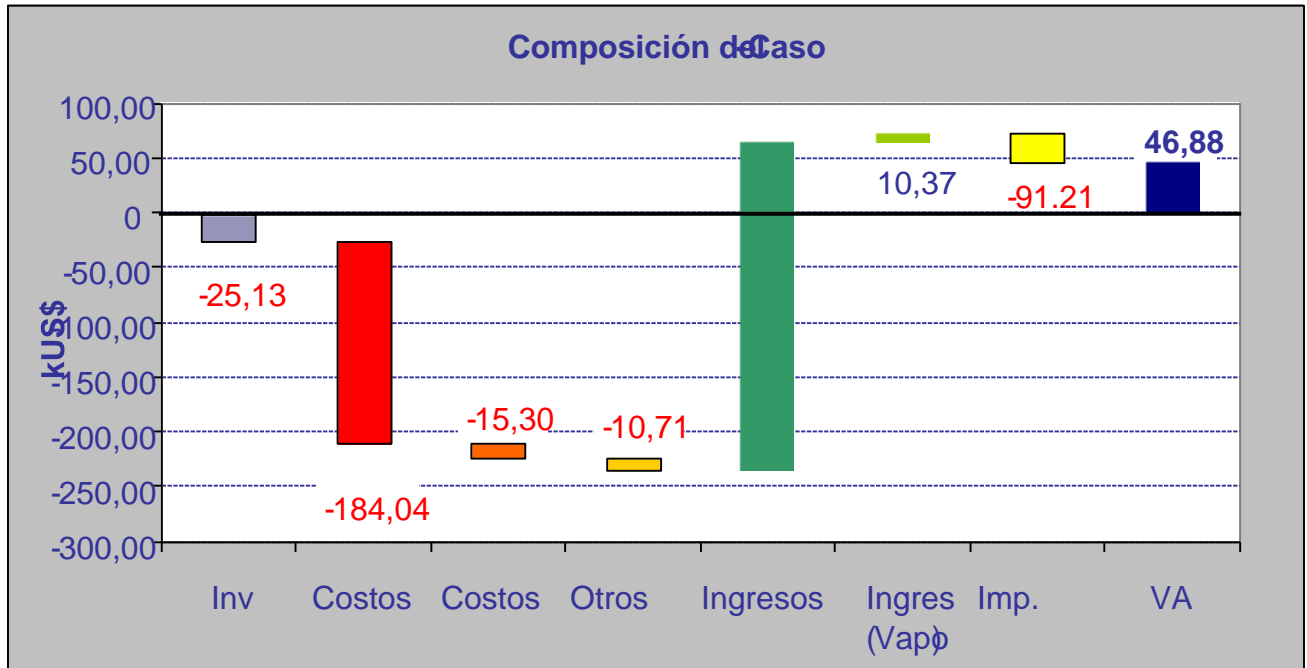


Figura 6) Gráfico: Composición del VAN – Caso I-a)

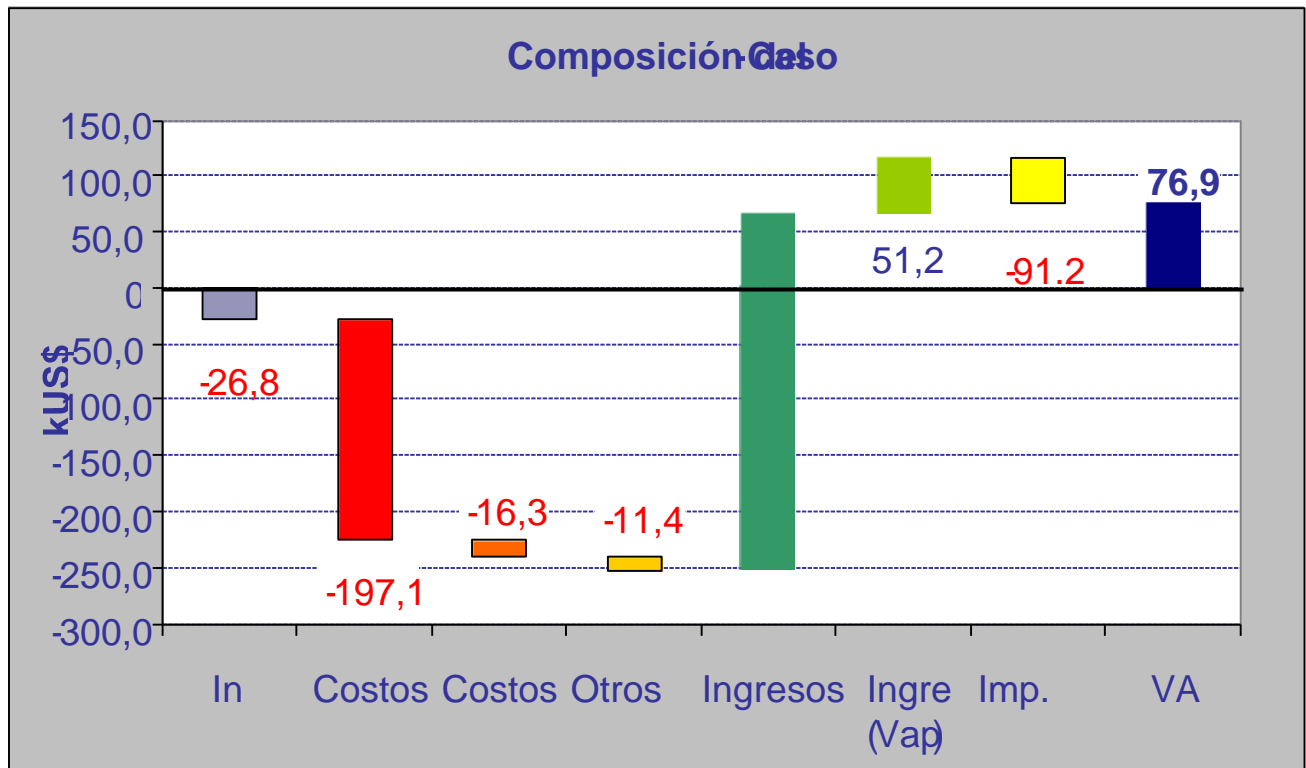


Figura 7) Gráfico: Composición del VAN – Caso I-b)

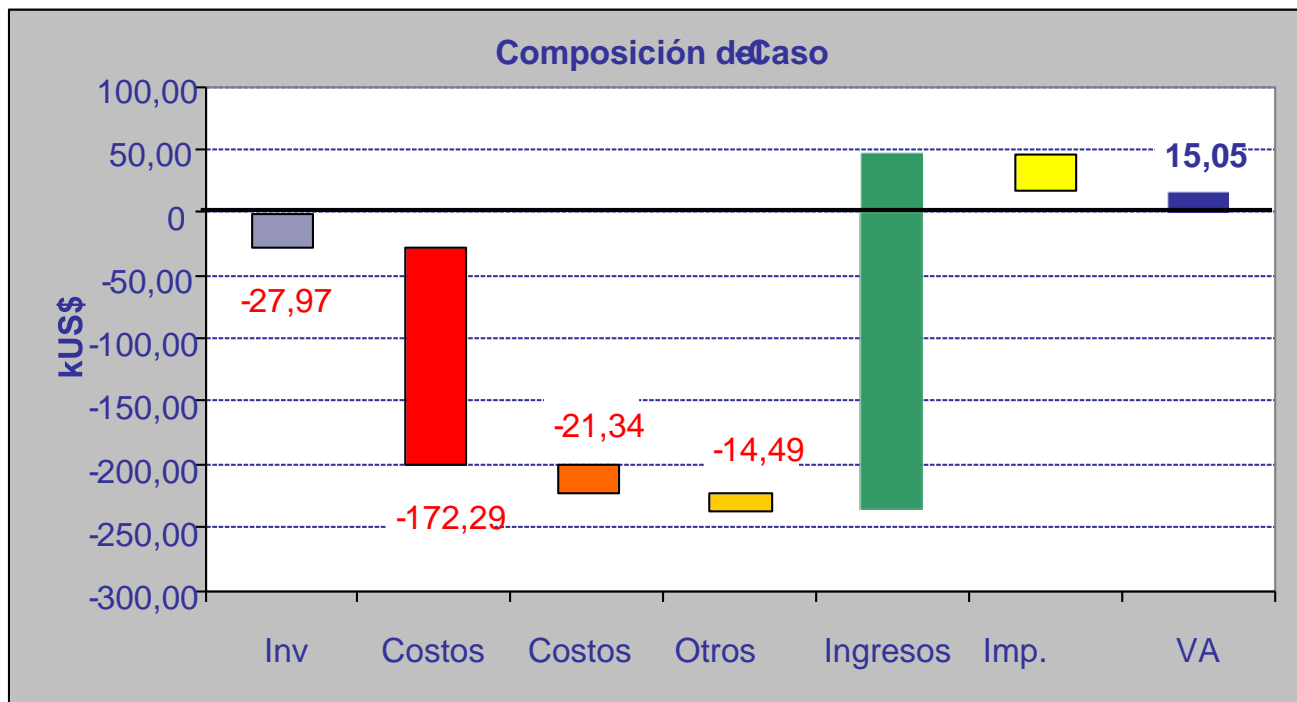


Figura 8) Gráfico: Composición del VAN – Caso II Para completar los resultados obtenidos y darle robustez a las conclusiones que se puedan extraer de este trabajo, se incluye un análisis de sensibilidad., siendo las variables a sensibilizar las siguientes:

- Inversión: debido a que el grado de desarrollo técnico de los proyectos es del tipo de una ingeniería conceptual se define realizar una sensibilidad entre -15% +30%.
- Precio del GN: debido a que es un valor que depende no solo de los precios internacionales sino también de su disponibilidad.
- Precio de la EE: debido a que los precios en el mercado spot son diferentes a los precios de energía plus.

Nota: tanto el precio del GN como el precio de la EE influyen directamente sobre los principales rubros que impactan en el VAN (Costos Operativos e Ingresos).

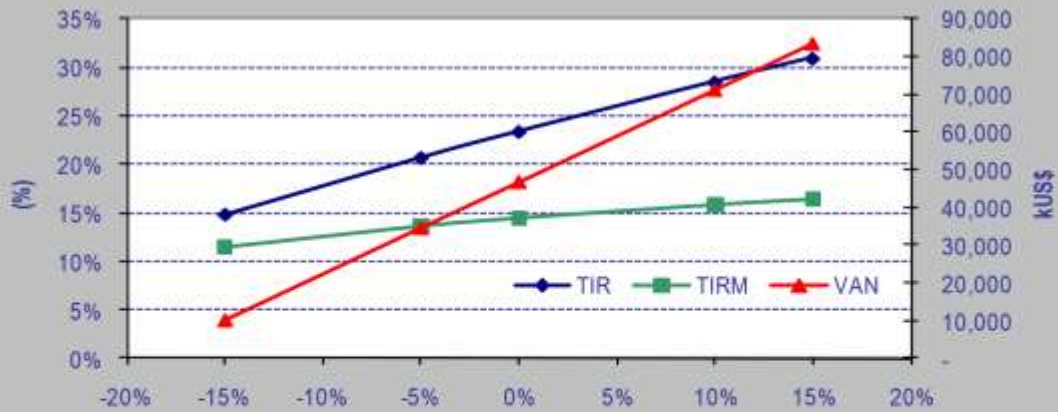
El caso I-b), repotenciación por cogeneración, también se incluye una sensibilidad al precio del vapor recuperado. Recordar que este último surge por cálculo considerando que el vapor a terceros es producido en una caldera convencional a GN con un rendimiento térmico del 94%.

A continuación se incluyen las gráficas de los estudios de sensibilidad de cada caso. Cabe mencionar que en todos los casos de estudio se puede observar que la mayor sensibilidad es la sensibilidad precio de la energía eléctrica.

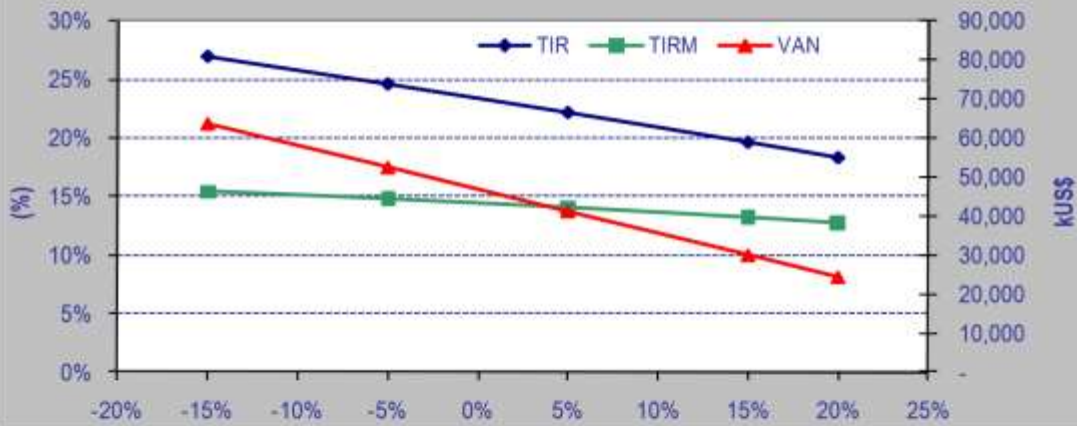
La TIRM supone que el importe de cada período se reinvierte al costo de capital del proyecto, y no la tasa del proyecto por lo que podría considerarse como un indicador más efectivo de la verdadera rentabilidad de un proyecto. Para todos los casos, la TIRM se comporta mucho más estable (menos sensible) que la TIR y supera la tasa de rendimiento alternativa (tasa de capital).

☐ Resultados – Análisis de Sensibilidad Caso I-a): Repotenciación Simple

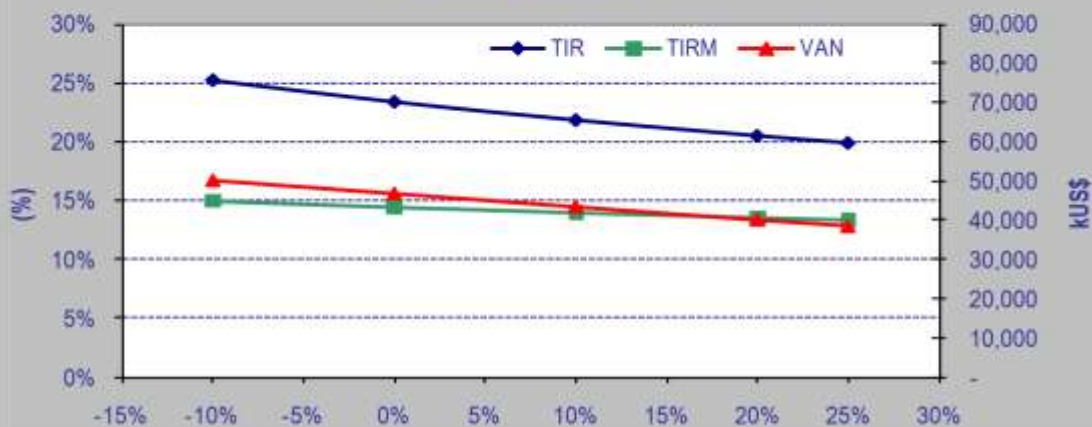
Sensibilidad: Precio Energía Eléctrica



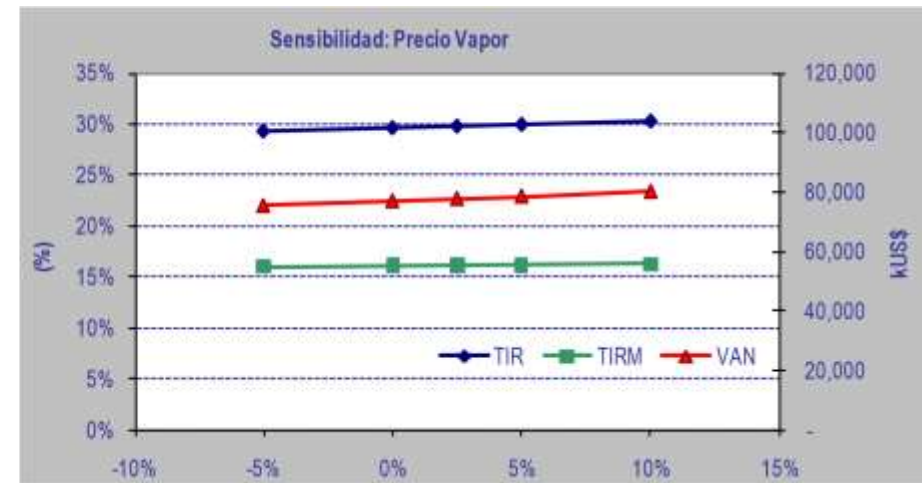
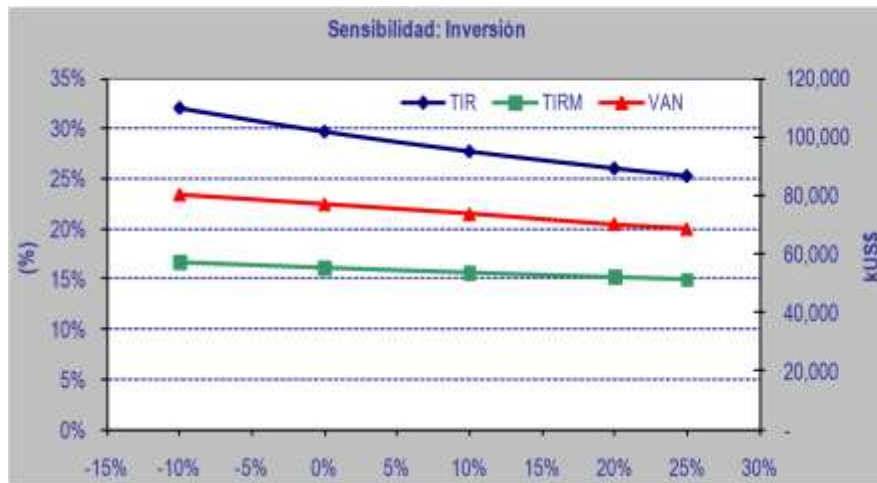
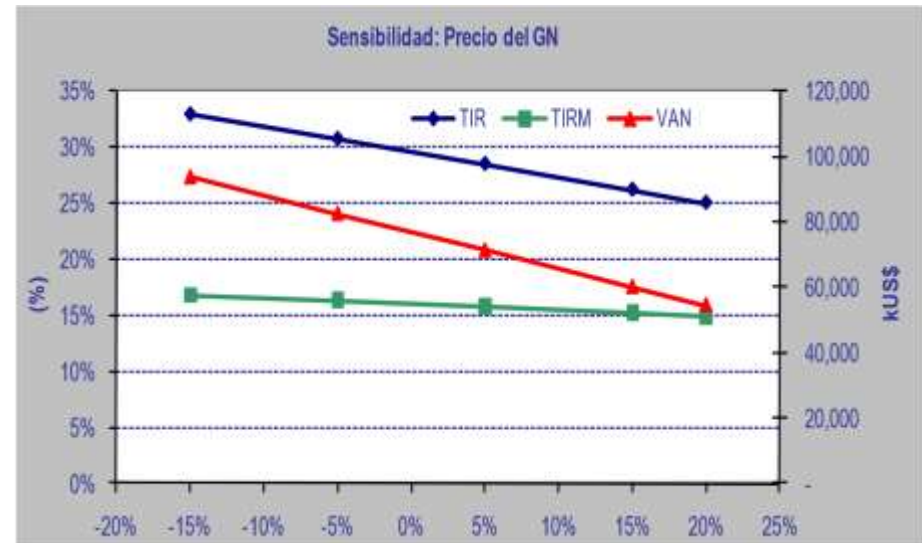
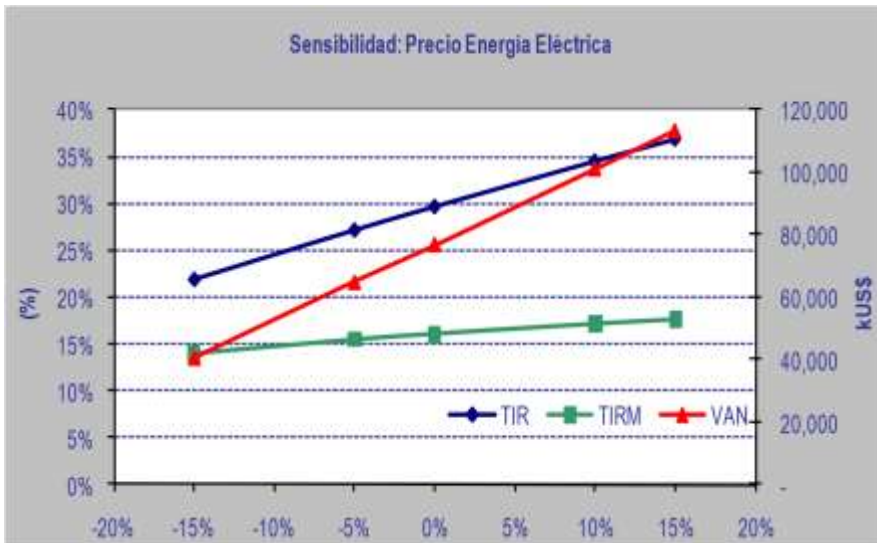
Sensibilidad: Precio del GN



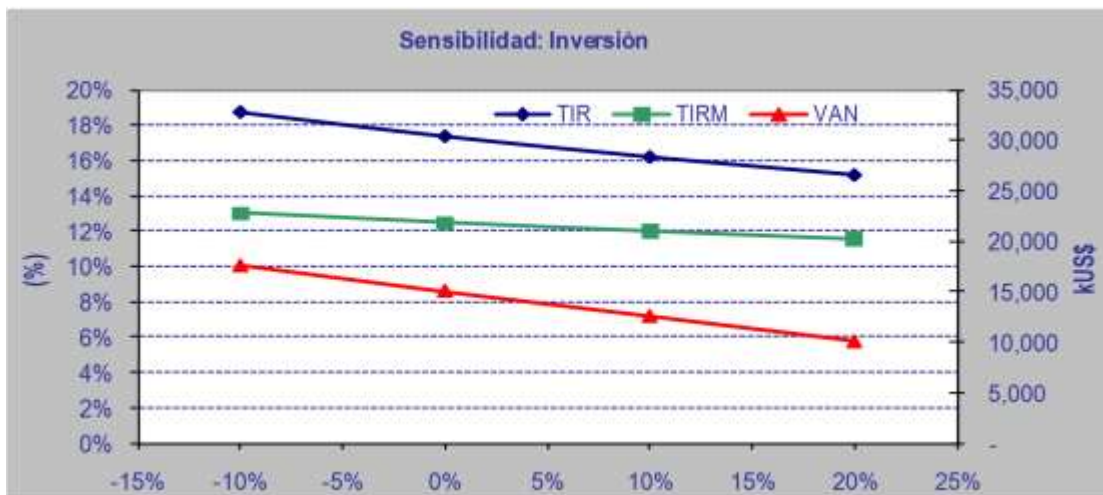
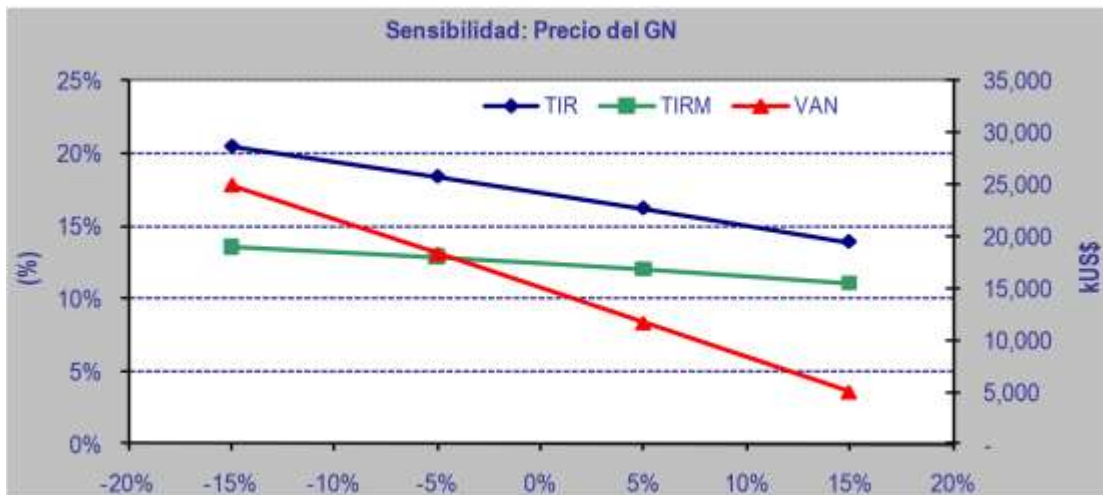
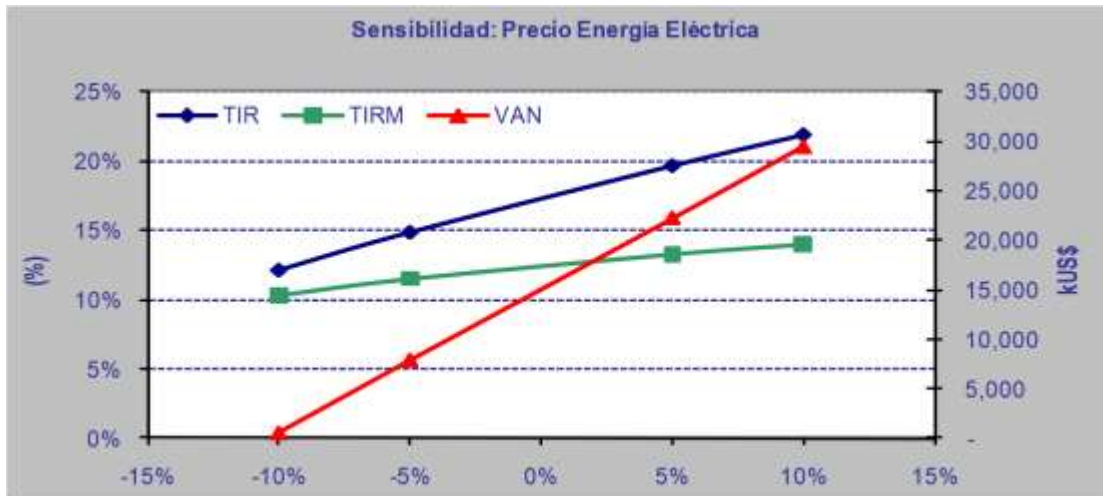
Sensibilidad: Inversión



☐ Resultados – Análisis de Sensibilidad Caso I-b): Repotenciación por Cogeneración



☐ Resultados – Análisis de Sensibilidad Caso II: Repotenciación a Ciclo Combinado de una Presión



☐ Reducción de Emisiones de Gases de efecto Invernadero

Como primera consideración, cabe mencionar que los proyectos de mejora de eficiencia energética, cogeneración y sustitución de combustibles, entre muchos otros, son factibles de ser enmarcados dentro del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) y cuentan con metodologías aprobadas.

Cada proyecto plausible de ser enmarco en el MDL contienen particularidades que definen aspectos tales como alternativas de desarrollo, barreras a la implementación, escenario de referencia, etc. Todo esto hace no solo a la posibilidad concreta y particular del proyecto para obtener los Certificados de Reducción de Emisiones (CER's), sino también la metodología de cálculo a emplear para estimar la reducción de emisiones CO₂. Es decir, un mismo proyecto técnico en diferentes situaciones de implementación y contexto conllevan a estimaciones de reducciones de gases de efecto invernadero diferentes.

Todo proyecto MDL, para ser considerado como tal, debe ser adicional. Esto quiere decir que debe superar barreras a la implementación y debe contribuir al desarrollo sustentable del país. Por el contrario, si el proyecto se hubiera implementado de todos modos, no es un proyecto que califique para la obtención de CER's.

Las barreras pueden ser de tipo cultural, tecnológico, a la inversión, económico, etc. Esto no implica que un proyecto no tiene que ser rentable para ser considerado como MDL, muy por el contrario, se espera que el proyecto sea sustentable económicamente para que tenga continuidad a lo largo del tiempo y pueda cumplir con su objetivo de mitigación al cambio climático.

En líneas generales, puede considerarse que por cada MW generado por el proyecto se reducen emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 0,5 t CO₂ equivalente. Este servicio al ambiente prestado por el proyecto como una medida de mitigación al cambio climático podría ser remunerado al obtener ingresos por la venta de los CERs (una t CO₂ equivalente equivale a un CER).

Por todo lo antes mencionado, se considera que la evaluación y cuantificación del aporte concreto del MDL a este tipo de proyectos requiere de un mayor grado de desarrollo; pudiendo ser objeto de otro trabajo de investigación futuro.

CONCLUSIONES

Los proyectos de repotenciación de ciclos de vapor demandan tareas de ingeniería de alta calidad, requieren de la creatividad y buen juicio de los analista debido a que son fuertemente específicos (no hay dos diseños iguales). La búsqueda de la mejor solución técnica no siempre conlleva a una mayor rentabilidad económica. El rendimiento térmico para el caso de repotenciación simple (Caso I-a) es del 41,8% mientras que en el caso de repotenciación a ciclo combinado de una presión (Caso II) es del 48%; pero por otra parte los indicadores de rentabilidad (ver Tabla 4) inclinan la balanza a favor del proyecto de menor rendimiento térmico.

La aparente contradicción del párrafo anterior se debe a que, en la exploración de la solución técnica más adecuada, se emplean diferentes turbinas de gas en ambos caso de estudio y estos equipos tienen diferentes rendimientos individuales y diferentes temperatura de gases de escape (corriente de la cual se extrae calor para generar vapor). Dicho de otro modo, las características técnicas particulares de las TG tienen una fuerte incidencia en el análisis de rentabilidad.

Pero por otra parte se puede apreciar que todos los casos son mejores que el caso base (situación actual) tanto en lo técnico como en lo económico y se puede concluir que, en el contexto actual del país y del sector, *“la repotenciación de centrales eléctricas a vapor es técnica y económicamente viable”*.

Adicionalmente este tipo de estudio sirve como herramienta a la hora de establecer estrategias de desarrollo y del tipo comercial. El análisis de sensibilidad permite identificar los aspectos de mayor riesgo, en estos casos de estudio se puede apreciar que el valor de venta de la energía eléctrica es el factor de mayor impacto en la rentabilidad del proyecto.

En todas las evaluaciones realizadas la tasa interna de retorno modificada (TIRM) presenta un comportamiento bastante estable, lo que sumado a los resultados obtenidos por el resto de los indicadores tradiciones transmite confianza hacia este tipo de proyectos de inversión.

Maximizar el beneficio del combustible consumido en una TG es técnica y económicamente posible, Argentina cuenta con capacidades técnicas propias para afrontar este desafío. Pero el 16% de la generación eléctrica sigue siendo provista por viejas centrales a vapor, esto parece indicar que existen otras barreras. Nos queda como deber seguir estudiando las causas que impiden la reconversión del parque de generación eléctrico de nuestro país.

Si bien este estudio, así como trabajos anteriores, es del tipo cualitativo y con un abordaje técnico acerca de la viabilidad de mejora de eficiencia de uno de los sectores energéticos; también espera ser un instrumento de reflexión acerca de la importancia y necesidad la incrementar la cooperación y convergencia. Hacer un mejor uso de los recursos no renovables es uno de los senderos que nos permitirán desarrollarnos de manera sostenible.

REFERENCIAS

- [1] Elaboración propia a partir de información de la página de CAMMESA (<http://portalweb.cammesa.com/default.aspx>) e. Ing. Mastrágelo S., "**Situación Actual y Cambios Esperados del despacho Económico de Cargas**", Seminario: "Gestión de la Demanda y Políticas Energéticas destinadas a contribuir a la Diversidad de la Matriz Energética de Argentina". Buenos Aires 24 y 25 de septiembre de 2009.
- [2] Ing. Fushimi A., Ing. Afranchi A., Ing. Zárate, L; Ing. Hall, M y Luzi, C. "**Repotenciación por Topping de Centrales a Vapor**". *The 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission* - CLAGTEE 2009.
- [3] Ing. Afranchi A., Ing. Fushimi A. "**Suministro de vapor en operaciones de repotenciación de centrales a vapor**". *Congreso Mundial de Ingeniería, Argentina* 2010.
- [4] **Gas Turbine World 2009 Handbook**. For Project Planning, Engineering, Construction and Operation. Pequet Publishing Inc. USA. ISSN 0747-7988.

[5]Material de cátedra: “**Taller de Formulación y Evaluación de Proyectos**”- Maestría en Gestión de la Energía - “Decisiones en el proceso de producción: “Formulación y Evaluación de Proyectos” – Dr. Alberto Müller

[6] ***Diseño de Plantas y su Evaluación Económica para Ingenieros Químicos*** – Max. S. Peters & Klaus D. Timmerhaus. ISBN 07-049579-3

COPYRIGHT TRANSFER AGREEMENT

Ing. Afranchi A. et. al. as authors of the submitted Extended Abstract and full length Online Proceedings Paper understand and agree to grant to the ELAEE/IAE/IAEE all copyrights including the right to edit, publish, and change the title of the materials and to use the author's name(s) in connection with the publication, advertising, and promotion of the Conference and Online Proceedings. You as author(s) of the submitted material warrant that it is original and has not been published previously, that it contains no matter unlawful in content or in violation of the rights of any third party, and that the author(s) have the power to grant all of these rights.

Please note that ELAEE will freely grant, upon application to ELAEE by the author(s), permission to reuse material in the paper or to republish the paper in any recognized scholarly or professional journal, subject only to full credit appearing in the publication, acknowledging first publication by IAE in the 3rd ELAEE Latin American Conference Online Proceedings.

AValiação EconôMico Financeira de Projetos de Transmissão de Energia Brasileiros

Carlos Bastian-Pinto⁴⁴¹

Luiz Brandão⁴⁴²

Denis Luis de Oliveira⁴⁴³

Katia Rocha^{444 445}

RESUMO

As receitas fixadas nos leilões de transmissão de energia elétricas no Brasil têm apresentado entre 1999 e 2010 deságios médios de 23,67%. Esses níveis de deságio apontam para um descompasso entre a estimativa do governo para esses projetos e a prática de mercado adotada por empresas atuantes no setor. O presente trabalho pretende verificar a origem dessas diferenças como forma de orientar a política de leilões de transmissão no país. Para tanto foi desenvolvido um modelo determinístico para o cálculo da receita máxima tendo como parâmetros base aqueles dispostos pelo órgão regulador nos editais de linhas de transmissão. O objetivo é, sob a perspectiva de um participante, simular e identificar estratégias de atuação que justificariam os grandes deságios que tem sido observado. Os resultados e as análises de sensibilidade demonstraram que possivelmente o custo de capital utilizado pelo governo nos editais não reflete as variações ocorridas nos últimos no que tange a queda do risco Brasil, da taxa livre de risco da economia brasileira, assim como provavelmente a menor percepção de risco do setor pelas empresas participantes.

Palavras chaves: Leilões de Transmissão, Avaliação de Projetos, Deságios, Custo de Capital

ABSTRACT

The revenue set in auctions for electric energy transmission lines in Brazil between 1999 and 2010 have reported average discounts of 23,67%, when compared to the auctions' ceiling prices.

⁴⁴¹ UNIGRANRIO – Universidade do Grande Rio - carbastian@gmail.com

⁴⁴² Pontifícia Universidade Católica Rio de Janeiro - brandao@iag.puc-rio.br

⁴⁴³ Pontifícia Universidade Católica Rio de Janeiro - denis@iag.puc-rio.br

⁴⁴⁴ Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA - katia.rocha@ipea.gov.br

⁴⁴⁵ Os autores agradecem o IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – pelo interesse na elaboração desse trabalho e apoio financeiro durante o estudo.

These discounts point to a mismatch between the government's estimate for these projects' ceiling prices and the market practices adopted by companies in the sector. This work aims to verify the origin of these differences to provide policy guidelines for transmission auctions in Brazil. We develop a deterministic model to determine the ceiling price based on a set of parameters adopted by the regulator. The goal, from the perspective of an auction participant, is to simulate and identify strategies that would justify the large discounts that have been observed in the auctions. A sensitivity analysis indicates that the cost of capital used by the government may be too high and not reflect more recent economic changes such as the decline of Brazil's country-risk, the risk-free rate of the Brazilian economy and, possibly, the participating companies' perception that the industry risk is now lower.

Key Words: Transmission Auction, Project Evaluation, Discounts, Capital Cost

INTRODUÇÃO

Recentemente o Brasil iniciou seu processo de reestruturação do setor elétrico tendo como principais objetivos a liberação comercial e inserção de concorrência. Até a década de 90 o setor elétrico brasileiro era verticalmente integrado e centralizado na figura do estado, sendo este último o controlador do mercado de consumo cativo (Rodrigues, 2007), detentor da regulação e dos custos de serviço. Este cenário se modificou profundamente nos últimos vinte anos devido ao esgotamento da capacidade do Estado para suportar investimentos no setor elétrico (Volpato, 2008). O processo de reforma setorial teve como base diversas privatizações de empresas de energia, bem como a separação entre as atividades de geração, distribuição e transmissão. Por fim houve a liberação de acesso as redes de transmissão e distribuição visando promover um ambiente competitivo e de máxima eficiência, capaz de atender a demanda e viabilizar investimentos no setor (Felizatti, 2008; Paschoalino & Loureiro, 2007).

Neste contexto as atividades de transmissão tornaram-se um negócio isolado dos demais segmentos de energia e, como consequência, surgiram empresas especializadas nesse ramo, seja pela descentralização das antigas empresas estatais, seja pela criação de consórcios formados por empresas brasileiras ou pela chegada de grupos estrangeiros dispostos a investirem no setor (Volpato & Campo, 2008). A reforma do setor contribuiu para a captação de recursos e expansão do sistema de transmissão, classificando o Brasil como uma das nações líderes em novas instalações (Gross, 2007).

Esse ambiente tem sido interessante para o órgão regulador uma vez que a concorrência estimula investimentos contínuos no setor, garantindo a boa qualidade da rede, a confiabilidade do

sistema, atendimento a demanda e a modicidade tarifária. Para o país uma rede diversificada viabiliza a troca de energia entre regiões, de modo que excedente de energia de uma área possa compensar o déficit de outra. Dessa forma, entende-se que o investimento em projetos de transmissão além de aumentarem a disponibilidade de energia, é uma alternativa para a postergação de novos investimentos em geração, já que possibilita otimização na utilização da capacidade de geração já instalada no país (Vieira, 2009). Além da vantagem financeira de postergar investimentos em geração, o incremento nas linhas de transmissão oferece também o benefício operacional já que pode ser construída em vinte e quatro meses, prazo bastante inferior aquele requerido para a construção de uma hidrelétrica, que pode superar sessenta meses. (Luzio & Mellis, 2008).

Sob a ótica dos investidores, a estabilidade do marco regulatório e as regras bem definidas implantadas após a reforma do setor garantem um negócio de baixo risco e boas rentabilidades. Geralmente os investimentos iniciais são previsíveis, os custos de operação e manutenção são pré-acordados, as receitas são praticamente certas e reajustadas anualmente (Lauer, 2006). Todas essas favoráveis condições têm estimulado a entrada de novos investidores interessados em atuar nesse segmento e, como consequência natural da concorrência, tem-se observado elevados deságios nas receitas fixadas nos leilões de transmissão de energia.

Esses níveis de deságio apontam para um descompasso entre a estimativa da ANEEL⁴⁴⁶ para a receita desses projetos e a prática de mercado adotada por empresas atuantes nos setores de infra-estrutura. Dada a fundamental importância do setor de transmissão para a infra-estrutura de energia do país, torna-se necessário verificar a origem dessas diferenças como forma de orientar a política de leilões de transmissão. Apesar desses deságios serem prova e consequência da existência de competição por parte dos postulantes à atuação num setor de monopólio natural, uma possibilidade é de que estejam sendo admitidas a participar empresas sem capacidade de cumprir as metas propostas, comprometendo o nível necessário de capacidade de transmissão desejado pelo órgão regulador. Pela ótica deste, as tarifas de uso do sistema de transmissão são reguladas

⁴⁴⁶ UNIGRANRIO – Universidade do Grande Rio - carb

com vistas a assegurar a cobertura dos custos e estimular novos investimentos na expansão da rede.

O objetivo deste artigo é de diagnosticar as práticas atuais de avaliação de projetos de transmissão tanto pelo órgão regulador quanto pelo mercado, e identificar melhorias na apuração da receita máxima que estimulem a implantação de empreendimentos de transmissão. No desenvolvimento deste tema serão utilizadas referências clássicas de finanças corporativas e avaliação de ativos como Copeland, Koller e Murrin (2000), Damodaran (2003) e Titman e Martin (2009). Adicionalmente, serão utilizados trabalhos de avaliação econômico-financeira de linhas de transmissão em nível nacional e internacional, como, por exemplo, o estudo de caso de avaliação da linha Saramago em Neto e Mello (2008). Finalmente é proposta metodologia de avaliação para projetos do setor assim como uma revisão da metodologia utilizada para o cálculo da receita máxima dos editais de transmissão.

O restante do trabalho está assim organizado: na seção 2 serão apresentadas informações referentes ao sistema de transmissão no Brasil. Serão expostas estatísticas descritivas bem como outros testes abordando dados desse setor. Na parte três será simulado o comportamento de um participante hipotético seguindo os dados disponibilizados pela ANEEL em seu Edital. O foco é identificar em qual momento há diferença na percepção da empresa em relação ao que é proposto pelo governo, o que justificaria os deságios e, por fim, apresentam-se na seção 4 as conclusões deste estudo.

OBJETO DE ESTUDO - SISTEMAS DE TRANSMISSÃO NO BRASIL

Dado as especificidades territoriais do Brasil, cuja área corresponde a 43% da América do Sul, com pontos extremos que distam cerca de 4.300 km e cujo parque gerador é predominantemente distante dos maiores centros consumidores, optou-se por um sistema de transmissão de energia interligado, capaz de viabilizar a entrega de grandes blocos de energia de uma região para outra

(Vieira, 2009). Para o ano de 2012, espera-se que a rede seja composta por mais de 117.000 Km, garantindo segurança e flexibilidade ao país. A figura a seguir representa visualmente o modo como as linhas de transmissão estão dispostas no Brasil:



Figura 1: Sistema de Transmissão – Horizonte 2012

Fonte: (ONS - Operador Nacional do Sistema, 2010a)

A figura 2 expõe a evolução dos sistemas de transmissão no Brasil. Até 1998 a taxa média de crescimento da rede em Km era de 0,96% ao ano e seu tamanho era correspondente a 61% da atual. Entre os anos de 1999 e 2010 surgiram diversos projetos de transmissão e a taxa média de crescimento da rede passou para 3,7% ao ano, totalizando aproximadamente 100.000 Km. O crescimento da demanda e o aumento do número de empresas interessadas em atuar nesse segmento garantem boas perspectivas, sendo a expectativa de crescimento das linhas para os próximos 3 anos em 7,1% ao ano, ou 122.500 km ao final de 2013 (ONS - Operador Nacional do Sistema, 2010b).

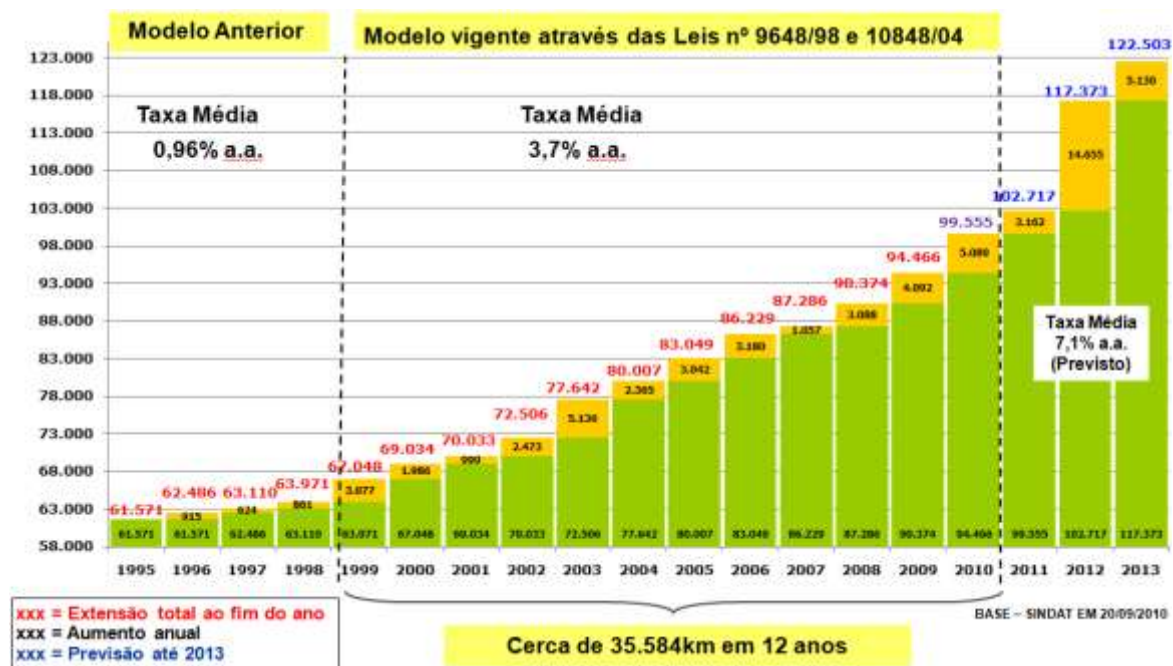


Figura 2: Evolução da Rede de Transmissão no Brasil

Fonte: (ONS - Operador Nacional do Sistema, 2010b)

No Brasil a atividade de transmissão é exercida mediante concessão do governo, cuja licitação segue os moldes de leilão. Constitui-se objeto do leilão a construção, operação e a manutenção das instalações de transmissão por um prazo de 30 anos, a contar após a assinatura do contrato (ANEEL, 2010). Vale ressaltar que a implantação de qualquer linha de transmissão está condicionada por licenças prévias emitidas por órgãos ambientais, tanto para a instalação como para a operação do empreendimento.

Como pagamento ao serviço prestado é oferecido às empresas uma Receita Máxima Permitida (RAP) capaz de subsidiar os investimentos iniciais e os gastos correntes do empreendimento. Para a definição da RAP que consta no edital são considerados diversos parâmetros, dentre os quais se destacam: Estrutura de Capital, Custo de capital próprio e de terceiros, TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) e TRM (Taxa Referencial de Mercado). Através do método do Fluxo de Caixa Descontado a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - estima a Receita Anual Permitida capaz de amortizar os investimentos.

Vence a licitação aquela empresa que aceitar prestar o serviço pelo menor preço, devendo o lance ser inferior a RAP proposta no edital. Aquele que vencer o leilão receberá durante 15 anos a RAP que ofertou no leilão, reajustada anualmente pelo IPCA. A partir do décimo sexto ano a empresa receberá apenas 50% do valor disponibilizado no décimo quinto ano, sendo mantida essa porcentagem até o final da concessão (Carlos, 2008).

A questão é que ao comparar a Receita Anual Permitida proposta nos editais de transmissão com os lances das pretendentes entre os anos de 1999 e 2010 encontram-se deságios médios de 23,67%. Através da figura 3 percebe-se que os deságios tornaram-se mais significativos a partir do ano de 2001, período esse na qual o Brasil viveu a experiência do racionamento de energia e intensificou os investimentos nos anos posteriores. Há indícios que o problema foi gerado por falta de planejamento e aplicação de recursos no setor de energia elétrica, bem como por escassez de chuvas no sudeste e nordeste (Luzio & Mellis, 2008). Para alguns, os investimentos nos sistemas de

transmissão certamente criariam maior capacidade de intercâmbio entre as diversas regiões do Brasil, reduzindo os efeitos do racionamento dado o excedente de energia no sul do país (Kelman, 2001).

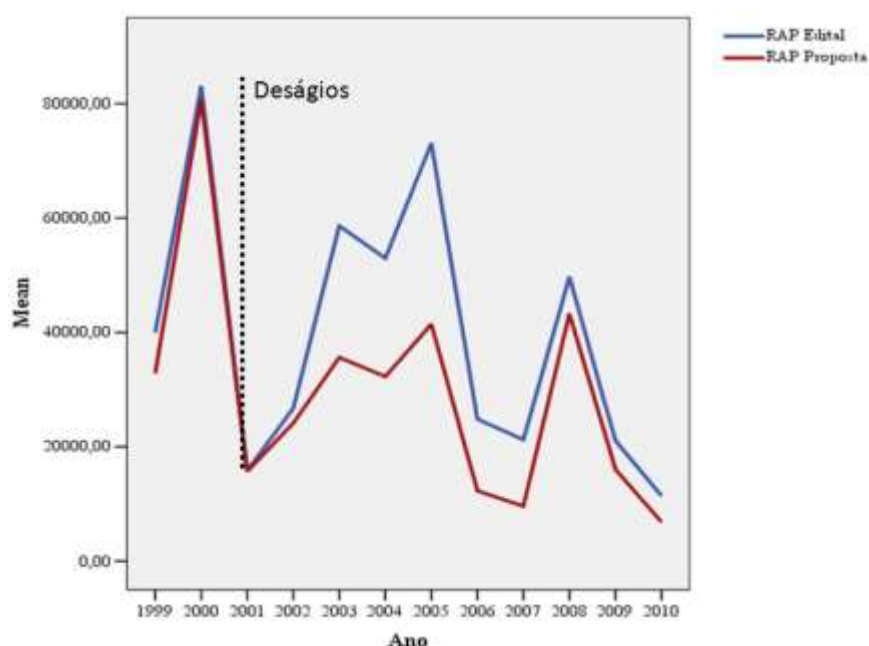


Figura 3: Média da RAP Edital x RAP proposta pelos vencedores dos leilões

De modo a investigar a evolução dos deságios ao longo dos anos foram empregados os testes estatísticos de Levene e Análise de Variância (ANOVA), ambos com nível de confiança de 95%. O primeiro teste tem como objetivo identificar se há igualdade de variância entre os grupos, nesse caso representados pelos anos (1999 até 2010). A partir do nível de significância apresentado na tabela 1 (“sig”), rejeita-se a hipótese nula de igualdade de variância dos deságios ao longo do tempo, ou seja, a dispersão dessa variável oscila de acordo com os anos. A tabela 2 expõe o resultado da ANOVA, na qual se rejeita também a hipótese nula de igualdade de média, o que confirma estatisticamente a hipótese de que os deságios são diferentes ao longo dos anos.

Tabela 1 - Teste de Levene

Deságio			
Levene Statistic	df1	df2	Sig.
2,618	11	121	,005

Tabela 2 – Análise de Variância

Deságio					
	Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
Between Groups	22239,3	11	2021,753	10,862	,000
Within Groups	22522,6	121	186,137		
Total	44761,8	132			

A tabela 3 apresenta algumas estatísticas descritivas dos deságios anuais. Percebe-se que o maior número de leilões ocorreu em 2008 e foi justamente nesse período que foi observado o maior deságio (60%). A figura 4 apresenta o deságio médio por ano, sendo mais representativo o de 2007 (51,26%), seguido por 2006 (46,84%) e 2005 (36,78%). Embora 2008 tenha o maior deságio absoluto, na média seus valores não são tão elevados, dado que neste período alguns leilões tiveram RAPs muito próximas daquelas apresentadas nos editais, conforme o valor mínimo apresentado na tabela 3.

Tabela 3 – Estatísticas Descritivas dos Deságios

Deságio	N	Mean	Std. Deviation	Std. Error	Minimum	Maximum
1999	2	19,3850	16,07254	11,36500	8,02	30,75
2000	7	6,8671	11,79001	4,45620	,00	32,85
2001	4	,3775	,48307	,24154	,00	1,01
2002	8	5,2250	6,52302	2,30624	,01	15,09
2003	7	36,5257	7,87682	2,97716	22,50	49,01
2004	12	32,1775	15,11944	4,36461	11,00	53,70
2005	7	36,7843	16,60428	6,27583	,50	49,70
2006	13	46,8369	11,39299	3,15985	24,11	59,45
2007	7	51,2586	5,84386	2,20877	40,00	56,86
2008	28	21,8871	16,72774	3,16125	,00	60,00
2009	19	23,0800	12,02687	2,75915	,01	47,20
2010	19	33,6600	16,10626	3,69503	,96	59,21
Total	133	27,7296	16,41480	1,59677	,00	60,00

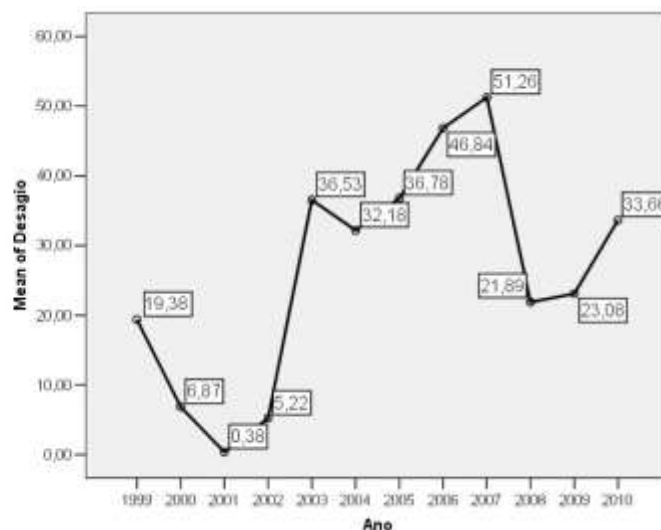


Figura 4 – Deságios Médios por ano

De acordo com Castro e Brandão (Castro & Brandão, 2007), os maiores deságios encontrados nos sistemas de transmissão estão diretamente relacionados com a queda do Risco Brasil, que melhora a percepção dos investimentos nacionais no cenário internacional, atraindo a aplicação de capital externo, aumento de concorrência e conseqüentemente maiores deságios. Vale ressaltar que outros fatores também podem ter facilitado a elaboração de propostas mais baixas, tal como o otimismo em relação às diversas fontes de financiamento, a estabilidade do marco regulatório, a

redução do custo de capital e a presença de construtoras interessadas nesse tipo de negócio (Carlos, 2008). Segundo Luzio e Mellis (2008) o interesse dos construtores em participar deve-se as taxas de retornos serem semelhantes a renda fixa e a possibilidade dos mesmos em lucrar nas duas pontas do processo, como acionista da concessionária e executor da obra.

De modo a investigar um pouco mais a questão dos deságios optou-se por categorizá-los em 12 classes como forma de identificar a distribuição de freqüências. A classe mais representativa é a de deságio entre 0 e 5%, com 23 casos. Observa-se ainda que 40% dos casos (de um total de 133) estão em classes superiores a 35%. Vale ressaltar ainda que aproximadamente 15% da amostra possuem deságios maiores do que 50%. A figura 5 demonstra que os dados são bem distribuídas e aparentemente não seguem nenhum padrão conhecido, como por exemplo a curva normal.

Tabela 4 – Distribuição de Freqüência dos Deságios

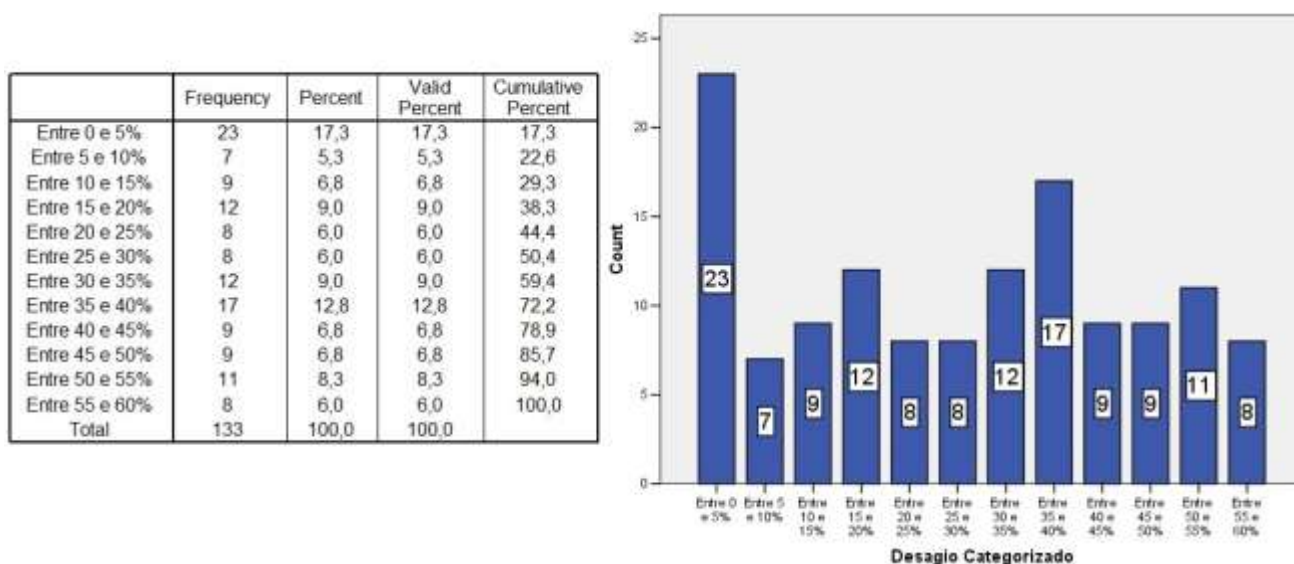


Figura 5 – Histograma dos Deságios

Analisando os deságios por região do país, conforme figura 7, verifica-se que os maiores deságios médios estão concentrados na região nordeste (36,12%), seguidos pela região sudeste (28,05%) e sul (25,75%), respectivamente. Em relação a construção das linhas de transmissão, as áreas mais beneficiadas em quilometragem foram a sudeste (3647 Km), representada na figura 6 por “2” e a área norte e centro-oeste (“4”) com 3560 Km.

Ainda no que tange os deságios, foram feitos diversos testes de hipótese e de correlação com as variáveis prazo de construção da obra, a RAP proposta nos editais e a quilometragem das linhas de transmissão. O propósito foi tentar identificar a existência de ganhos de escala de acordo com as características das obras, no entanto nenhum dos resultados foi significativo ao nível de confiança de 95%.

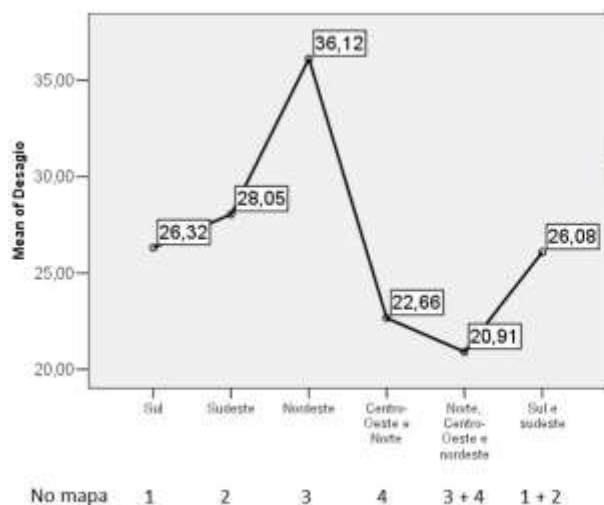


Figura 6 – Deságio Médio por Região



Figura 7 – Mapa do Brasil por Região

Fonte: Carlos (2008)

Sob a ótica financeira, faz sentido avaliar os deságios médios anuais a partir da razão entre a RAP proposta pela empresa vencedora do leilão e o investimento estimado pela mesma para a construção da linha de transmissão. Castro e Brandão (2007) também compartilham dessa idéia ao afirmarem que este é o principal indicador para avaliar o preço nos leilões. Segundo os autores, nos primeiros leilões a RAP/Investimentos alcançou patamares da ordem de 20%, resultado esse que decresceu ao longo dos anos, conforme exposto pela figura 8. Observa-se que o indicador caiu vertiginosamente entre os anos de 2003 e 2007, recuperando um pouco nos anos seguintes.

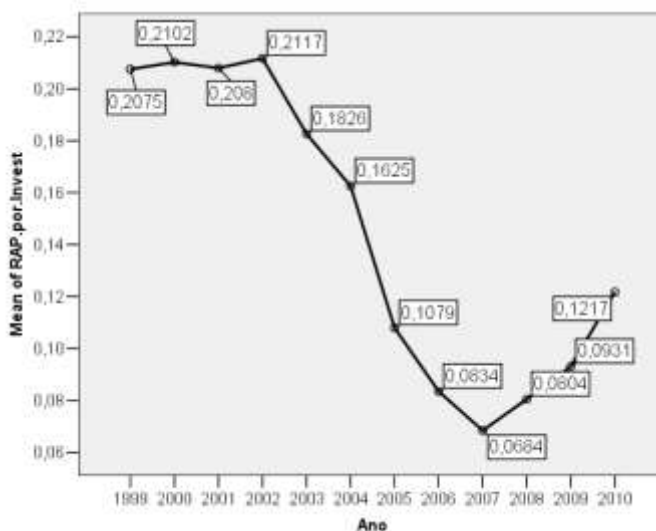


Figura 8 – Razão RAP/Investimento ao longo dos anos

Comprovada a existência dos deságios e a queda do indicador RAP/Investimentos quando comparados aos primeiros anos de leilões, ficam ainda algumas perguntas: *Por qual razão os*

participantes dos leilões têm efetuado lances bastante inferiores aqueles propostos nos editais? Estariam os parâmetros e regras presentes nos editais alinhadas com aquilo que é praticado no mercado? De modo a respondê-las será apresentado a seguir um modelo determinístico para o cálculo da RAP tendo como parâmetros base aqueles dispostos pela ANEEL nos editais de linhas de transmissão. O objetivo é, sob a perspectiva de um participante, simular e identificar estratégias de atuação que justificariam os grandes deságios que tem sido observados.

MODELO DETERMINÍSTICO

Para se estimar a RAP que os participantes dos leilões estariam dispostos a oferecer foi desenvolvido um modelo de fluxo de caixa determinístico, cujas receitas levariam a um valor presente líquido nulo numa avaliação do projeto de linha de transmissão. O valor presente de todos os fluxos de caixa gerados pelo projeto deve ser igualado ao valor presente do fluxo dos investimentos necessários. Em outras palavras, estima-se as receitas capazes de amortizar os investimentos associados a linha. A parametrização do cálculo do fluxo de caixa é baseada nos dados dispostos nos leilões de transmissão (ANEEL, 2010) e a metodologia é a mesma empregada pelo governo para o cálculo da RAP proposta nos editais.

Para a elaboração do fluxo de caixa do projeto foi considerado que o empreendimento incorre em Encargos Setoriais de 1,5% do valor da Receita, sendo que 0,5% são referentes a Taxa de Fiscalização e 1,0% a Pesquisa e Desenvolvimento. Adotou-se ainda custos de Operação e Manutenção (O&M) de 1,8% do valor total do Investimento do projeto. O Investimento (*Inv*) é depreciado linearmente em 39 anos, resultando numa taxa anual de depreciação de 2,57% ao ano. A RAP é corrigida pelo IPCA anualmente segundo as regras atuais dos leilões de transmissão, e neste modelo essa atualização foi ignorada, considerando toda a avaliação em termos reais em vez de nominais, portanto considerando o fluxo de caixa constante durante o período de concessão do projeto.

A alíquota de Imposto de Renda Total (considerando Contribuição Social, IR normal e adicional) para regime de tributação por lucro real é de 34% do Lucro Antes de Imposto de Renda (LAIR). Nos casos de receita anual inferior a 48 milhões de R\$, foi calculado também o Fluxo de Caixa por regime de tributação por lucro presumido para a qual foi usada uma alíquota de Imposto sobre a Receita de 20%.

Resumindo:

- Encargos Setoriais: $Enc = 1,5\%$ da Receita Bruta
- Operação e Manutenção: $O\&M = 1,8\%$ do Investimento
- Prazo Depreciação: $Dep = 2,57\%$ (1/39 anos)
- Alíquota de Imposto de Renda regime de lucro real: $Tr = 34\%$ do LAIR
- Alíquota de Imposto de Renda regime de lucro presumido: $Tp = 20\%$ da Receita bruta

Portanto calculando o fluxo de caixa operacional (FCO) para o regime de tributação por lucro real a partir da Receita como RAP, nos primeiros 15 anos de operação do projeto:

$$FCO_r^1 = [RAP_r(1 - Enc) - Inv(O\&M + Dep)](1 - T_r) + Inv \times Dep$$

$$FCO_r^1 = RAP_r \underbrace{(1 - Enc)(1 - T_r)}_{c_1} + Inv \times \underbrace{(Dep \times T_r - O\&M(1 - T_r))}_{c_2} \quad (1)$$

E nos 15 anos seguintes, até o final do prazo de concessão:

$$FCO_r^2 = \left[\frac{RAP_r}{2} (1 - Enc) - Inv(O \& M + Dep) \right] (1 - T_r) + Inv \times Dep$$

$$FCO_r^2 = \frac{RAP_r}{2} \underbrace{(1 - Enc)(1 - T_r)}_{C1} + Inv \times \underbrace{(Dep \times T_r - O \& M(1 - T_r))}_{C2} \quad (2)$$

Para o regime de tributação por lucro presumido:

$$FCO_p^1 = RAP_p (1 - Enc) - Inv \times O \& M - RAP_p \times T_p$$

$$FCO_p^1 = RAP_p \underbrace{(1 - Enc - T_p)}_{C3} + Inv \times \underbrace{(-O \& M)}_{C4} \quad (3)$$

e:

$$FCO_p^2 = \frac{RAP_p}{2} (1 - Enc) - Inv \times O \& M - \frac{RAP_p}{2} \times T_p$$

$$FCO_p^2 = \frac{RAP_p}{2} \underbrace{(1 - Enc - T_p)}_{C3} + Inv \times \underbrace{(-O \& M)}_{C4} \quad (4)$$

Em ambos os casos esse nível de fluxo de caixa deverá se repetir por 15 anos, pelas regras dos leilões e nos anos seguintes, ou seja, até o fim do prazo de concessão, a Receita bruta do projeto será 50% da RAP recebido no 15º ano. Foi considerado que o início da geração de fluxo de caixa será no ano 2, ou seja 3 anos após a tomada de decisão de investimento e tais gastos serão divididos igualmente nos dois primeiros anos no projeto.

Para se obter um valor presente líquido igual a zero, (VPL=0) é necessário igualar o valor presente de todos os fluxos de caixa do projeto ao valor presente do investimento. Essa condição pode ser expressa pela equação (5), onde wacc é o Custo Médio Ponderado de Capital do projeto.

$$\left[FCO^1 \frac{1}{wacc} \left(1 - \frac{1}{(1+wacc)^{15}} \right) + \frac{FCO^2}{wacc} \left(1 - \frac{1}{(1+wacc)^{15}} \right) \frac{1}{(1+wacc)^{15}} \right] \frac{1}{(1+wacc)} =$$

$$= Inv \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2(1+wacc)} \right)$$

Fazendo: $W = \frac{1}{(1+wacc)^{15}}$

$$FCO^1 \frac{1}{wacc} (1-W) + \frac{FCO^2}{wacc} (1-W)W = Inv \times \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2(1+wacc)} \right) (1+wacc)$$

$$FCO^1 + FCO^2W = Inv \times \underbrace{\left(\frac{2 + wacc}{2} \right) \left(\frac{wacc}{1 - W} \right)}_{C5} \quad (5)$$

Serão considerados os três casos possíveis quanto ao regime fiscal do projeto, sendo que quando for possível escolher o regime de lucro presumido (desde que a RAP seja inferior a 48 milhões) será gerado um fluxo de caixa superior ao regime por lucro real:

- Caso a RAP da fase 1 (primeiros 15 anos) seja superior à 48 milhões de R\$, e a fase 2 (últimos 15 anos) também seja superior à 48 milhões de R\$, FCO^1 será estimado pela equação (1) e FCO^2 pela equação (2). Substituindo em (5):

$$(RAP_r \times C1 + Inv \times C2) + \left(\frac{RAP_r}{2} \times C1 + Inv \times C2 \right) W = Inv \times C5$$

$$RAP_r \times C1(1 + W/2) + Inv \times C2(1 + W) = Inv \times C5$$

Algebrando:

$$\frac{RAP_r}{Inv} = \frac{C5 - C2 \times (1 + W)}{C1(1 + W/2)} \quad (6)$$

- Caso a RAP da fase 1, seja superior à 48 milhões, e a da fase 2 inferior a esse valor (permitindo o uso de regime de lucro presumido, usando o mesmo algebrismo acima com as equações (1), (4) e (5), obtemos:

$$\frac{RAP_r}{Inv} = \frac{C5 - C2 - C4 \times W}{C1 + \frac{C3 \times W}{2}} \quad (7)$$

- E finalmente no caso em que a RAP é inferior a 48 milhões tanto na fase 1 quanto na fase 2, usando as equações (3), (4) e (5):

$$\frac{RAP_r}{Inv} = \frac{C5 - C4(1 + W)}{C3 \left(1 + \frac{W}{2} \right)} \quad (8)$$

CUSTO DE CAPITAL DO PROJETO

O Custo Médio Ponderado de Capital do projeto foi estimado com os seguintes parâmetros (ANEEL, 2010):

O Custo de Capital Próprio: $Ke = 10,17\%$ ao ano em taxa real;

A taxa de juros da dívida, ou Custo de Capital de Terceiros: $Kd = 5,48\%$;

A proporção de dívida no capital total: $D\% = 63,55\%$, e a de capital próprio: $E\% = 36,45\%$.

Com a alíquota de IR utilizada na avaliação (Tr), temos então o Custo Médio Ponderado de Capital:

$$wacc = E\% \times K_E + D\% \times K_D \times (1 - T_r) \quad (9)$$

$wacc = 6,01\%$ ao ano em taxa real.

É importante lembrar que essa metodologia de cálculo do $wacc$ é válida para a condição de regime de tributação por lucro real, pois nesse caso o capital próprio terá o benefício fiscal da dívida relativo ao pagamento de juros.

Mas no caso da condição de regime de tributação por lucro presumido o capital próprio não gozará do benefício fiscal relativo ao pagamento de juros. Portanto a abordagem para cálculo do $wacc$ deve ser outra não considerando o benefício fiscal decorrente do endividamento. Nesse caso a equação (9) deve ser escrita conforme (10).

$$wacc = E\% \times K_E + D\% \times K_D \quad (10)$$

E nesse caso (lucro presumido):

$wacc = 7,19\%$ ao ano em taxa real.

Esse valor irá alterar o cálculo das constantes W e C5 para estimação da proporção RAP/Inv que corresponde a um VPL = 0.

RESULTADOS DA ANÁLISE DETERMINÍSTICA

Utilizando os parâmetros citados acima, foi calculado para o caso 1 com regime de lucro real usando a equação (6) o valor de:

$$\frac{RAP_r}{Inv} = 14,074\% , \text{ como proporção de receita sobre investimento que retornaria um VPL} = 0,$$

portanto como limite mínimo racional para um lance no leilão de linhas de transmissão. Como nesse caso a RAP necessita ser superior a 48 milhões de R\$, essa proporção valeria para investimentos acima de: $Inv = 341$ milhões de R\$.

Abaixo desse valor de investimento deve-se verificar se a alteração de regime de tributação é capaz de retornar um índice RAP/Inv inferior ao encontrado acima. No entanto usando as equações (7) e (8), mas com o custo de capital estimado pela equação (10), obtemos um índice de: 14,207% no caso 2 (lucro presumido apenas para a segunda metade da concessão) e 15,101% para o caso 3 (lucro presumido para tudo o período de concessão. Portanto fica evidente que o regime de lucro real em qualquer circunstância deverá retornar um valor de RAP mínimo sempre menor que o de lucro presumido.

Esse resultado não intuitivo se deve a necessidade de alterar o cálculo do $wacc$ do projeto no regime de lucro presumido. Possivelmente de forma ingênua os participantes dos leilões não fazem essa consideração mantendo o mesmo valor de $wacc$ para os dois regimes, e obtendo pela equação

$$(8) \text{ um valor de } \frac{RAP_p}{Inv} = 13,872\% , \text{ portanto inferior ao encontrado acima para o regime de lucro}$$

real. No entanto nesta análise consideraremos somente o regime de lucro real, pois comprovamos

acima que este retorna o menor valor de RAP aplicável numa análise determinística racional de receita mínima por consideração de VPL do projeto.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Em função dos lances dos leilões muito abaixo da proporção mínima estimada no capítulo anterior, pesquisamos a possível origem dessas discrepâncias nas principais variáveis do modelo determinístico. A principal variável é o custo médio ponderado de capital do projeto, o qual é estimado em taxas reais a partir de: $Ke = 10,17\%$, e: $Kd = 5,48\%$. Não somente a taxa básica de juros média teve queda ao longo dos últimos 5 anos, como também o prêmio de risco atribuído a investimentos no Brasil foi reduzido de forma significativa.

Fazendo uma análise de sensibilidade do wacc a seus componentes de taxas Ke (custo de capital próprio) e Kd (custo de capital de terceiros) reduzindo estes em passos de 50 pontos de base (0,5% de taxa), obtemos os resultados da tabela 4.

Tabela 4: Redução do wacc , em função de seus componentes de custo de capital

wacc		Ke				
		10,17%	9,67%	9,17%	8,67%	8,17%
Kd	5,48%	6,01%	5,82%	5,64%	5,46%	5,28%
	4,98%	5,80%	5,61%	5,43%	5,25%	5,07%
	4,48%	5,59%	5,40%	5,22%	5,04%	4,86%
	3,98%	5,38%	5,19%	5,01%	4,83%	4,65%

Pode-se observar que o wacc foi reduzido de 6,0% a 4,65%, em termos reais, sendo este um valor possivelmente mais próximo ao realmente percebido pelas empresas atuantes no setor de transmissão.

De posse desse intervalo de valor de wacc foi feita uma sensibilidade da relação RAP/Inv aos valores de custo de capital do projeto. Podemos observar na figura 9, que o índice RAP/Inv diminuiu de 14,1% a 12,3%.

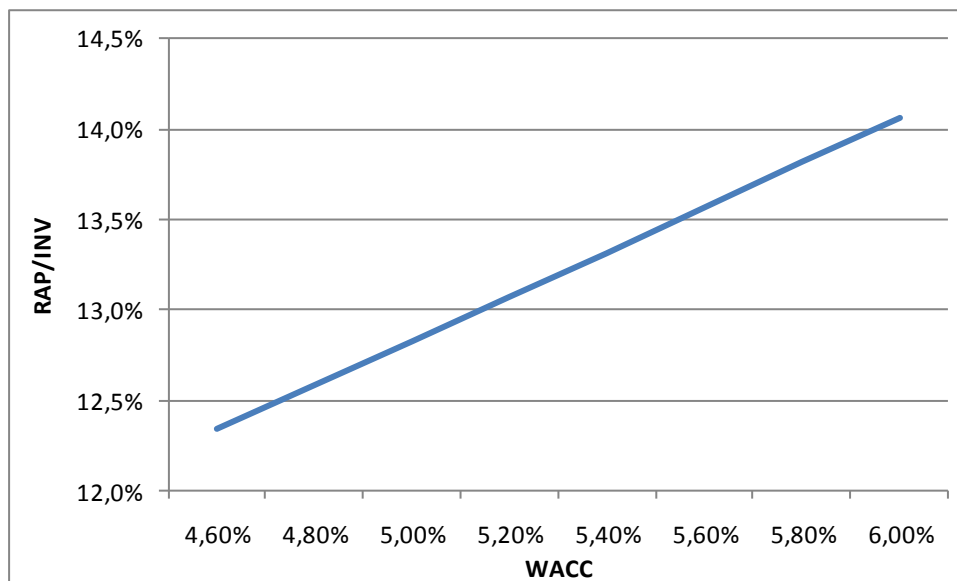


Figura 9: RAP/Inv em função do wacc

Esse valor se aproxima muito mais daquele praticado efetivamente pelas empresas participantes dos leilões de transmissão mais recentes, portanto inferindo que estas têm percepção diferente do órgão regulador no que diz respeito aos valores de custo de capital e risco de projetos de transmissão de energia.

CONCLUSÕES

Apesar dos deságios significativos ocorridos nos leilões de transmissão dos últimos anos, observamos que a relação RAP / Investimento destes se aproxima muito daquela ótima por um modelo determinístico de avaliação dos projetos de transmissão. O custo de capital utilizado pela ANEEL possivelmente não esteja refletindo as variações ocorridas nestes últimos anos no que tange a queda do risco Brasil, da taxa livre de risco da economia brasileira, assim como provavelmente a menor percepção de risco do setor pelas empresas participantes. Foi visto acima que ao reduzir o custo de capital dos projetos de 6% a 4,6%, a relação RAP/ Investimento se torna praticamente igual aquela praticada nos leilões de transmissão no ano de 2010, sugerindo que a incorporação dessa queda do custo de capital na estimação da RAP pela ANEEL retornaria valores mais precisos de RAP / Investimento, e portanto de RAP, no que diz respeito a estimação dos valores máximos permitidos nos leilões.

No entanto nos anos anteriores – 2006 a 2008 – como pode ser observado na Figura 8, essa relação é bastante inferior ao estimado no modelo determinístico, sugerindo entre outras possibilidades, concorrência acirrada entre participantes, ou como Carlos (2008) sugere a expectativa otimista em relação a linhas de financiamento futuro seja através do BNDES ou do mercado de capitais.

REFERÊNCIAS

ANEEL. (2010). *Edital do Leilão N° 001/2010 - Licitação para contratação de serviço público de transmissão*

- Carlos, A. P. (2008). O comportamento estratégico dos lances ganhadores nos leilões de linhas de transmissão de energia elétrica no Brasil. Unpublished Article. EPGE / FGV.
- Castro, N. J., & Brandão, R. (2007). Os Leilões de linhas de transmissão e o risco Brasil. *Revista GTD*, 55-59.
- Copeland, T., Koller, T., & Murrin, J. (2000). *Avaliação de empresas: valuation*. São Paulo: Makron Books.
- Damodaran, A. (2003). *Avaliação de Investimentos: ferramentas e técnicas pra a determinação do valor de qualquer ativo*. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora.
- Felizatti, H. L. (2008). *Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: Avaliação e gestão de risco de contratos contendo flexibilidade.*, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- Gross, G. (2007). "Transmission Expansion Overview " in *Final Report for the Project PNUD BRA/98/019*: ANEEL.
- Kelman, J. (2001). *Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica: O Desequilíbrio entre Oferta e Demanda de Energia Elétrica*. Brasília: Câmara de Gestão da Crise de Energia.
- Lauer, O. C. (2006). *Avaliação de Empresas: O fluxo de caixa descontado aplicado a empresas transmissoras de energia elétrica*. Universidade do Estado de Santa Catarina Florianópolis.
- Luzio, E. F., & Mellis, C. E. V. (2008). Captação de investimentos privados para a transmissão de energia elétrica no Brasil. In Singular (Ed.), *Regulação da infraestrutura no Brasil: casos didáticos*.
- Neto, F. A., & Mello, M. F. (2008). *Regulação da infraestrutura no Brasil: casos didáticos*. São Paulo: Editora Singular.
- ONS - Operador Nacional do Sistema. (2010a). Mapa dos sistemas de transmissão. Retrieved 16 de fevereiro, 2010, from http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx
- ONS - Operador Nacional do Sistema. (2010b). *Plano de Ampliações e Reforços 2011-2013*.
- Paschoalino, F. F., & Loureiro, T. Y. C. (2007). *Previsão de Demanda de energia elétrica no Brasil com base em Redes Neurais de Elman*. Universidade Federal Fluminense, Niterói.
- Rodrigues, R. D. B. (2007). *Gerenciamento de Risco no Setor Elétrico Brasileiro através do uso de Derivativos*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Titman, S., & Martin, J. D. (2009). *Avaliação de Projetos e Investimentos – Valuation*. Porto Alegre: Bookman.
- Vieira, I. S. (2009). *Expansão do sistema de Transmissão de energia elétrica no Brasil*. Universidade de Brasília, Brasília.

Volpato, P. R. (2008). *O investimento em transmissão de energia elétrica no Brasil - Uma análise da atratividade das concessões por leilão*. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Bauru.

Volpato, P. R., & Campo, R. (2008). *Proposta de modelo de empresa de transmissão de energia visando a análise econômica do negócio: Um estudo preliminar*. Paper presented at the IV Congresso Nacional de Excelência em Gestão.

ANÁLISIS MULTIFRACTAL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Autores:

Dra. M. Piacquadio

Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería (FIUBA), Secretaría de Investigación y Doctorado, Buenos Aires, Argentina.

Ing. G. Salvó

Edenor S.A., Dirección Técnica, Gerencia de Ingeniería e Inversiones, y Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería (FIUBA), Departamento de Electrotecnia, Buenos Aires, Argentina.

Datos para contacto:

- Nombre: Germán Salvó
- Cargo: Jefe de Departamento Equipamiento de Potencia.
- Organización: Edenor S.A., Dirección Técnica, Gerencia de Ingeniería e Inversiones.
- Dirección: Av. Del Libertador 6363 (C1428ARG), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.
- Teléfono: 54-11-4346-5479
- e-mail: gsalvo@edenor.com

Resumen:

En este trabajo se introduce el uso de la descomposición espectral multifractal al análisis de la demanda de energía eléctrica.

Luego de una breve explicación acerca de fractales, se presentan el método utilizado, los supuestos y aproximaciones efectuados, y los resultados obtenidos, al aplicar el método a datos reales de la demanda de los clientes de una de las más importantes empresas distribuidoras de energía eléctrica de Argentina.

Los resultados muestran que la demanda de energía eléctrica analizada está desagregada en una clara e interesante distribución de dos multifractales, con propiedades no encontradas en la literatura sobre el tema.

El método aplicado constituye una nueva herramienta analítica para el pronóstico del crecimiento espacial de la demanda.

Abstract:

In this paper we introduce the use of multifractal spectral decomposition to analyze the demand of electricity.

After a brief explanation about fractals, we present the method, the assumptions and approximations made and the results obtained by applying the method to real data taken from the customer demand of one of the most important electrical utilities in Argentina.

The results show that the analyzed electrical energy demand is broken in a clear and interesting two-multifractal distribution, with properties not found in the literature on the subject.

The method used proves to be a new analytical tool for forecasting the spatial growth of demand.

1. OBJETO Y ALCANCE

Toda empresa de distribución de energía eléctrica necesita planificar sus inversiones en subestaciones de subtransmisión, y en sus redes asociadas de alta y media tensión, para poder satisfacer la demanda futura de sus clientes. Se hace necesario, entonces, disponer de métodos de cálculo para pronosticar la evolución de la demanda en los años venideros: deben establecerse no sólo los porcentajes de crecimiento de la carga y su tendencia temporal, sino también pronosticar su crecimiento espacial. Actualmente en el mundo se utilizan con esta finalidad diversas técnicas, pudiéndose mencionar, entre otras, los análisis de tendencias, las redes neuronales y los sistemas heurísticos [1 a 3].

En otro ámbito de conocimiento (en el de la Geografía, y en particular en la Demografía), se aplica el método matemático del análisis espectral multifractal para el estudio de la morfología y crecimiento poblacional de ciudades [4 a 8]. Como la demanda eléctrica está relacionada, por su propia naturaleza, con los aspectos demográficos de las ciudades, se establece en este trabajo la hipótesis de que la descomposición espectral multifractal puede también aplicarse al análisis de la demanda de energía eléctrica.

A continuación, y luego de una breve introducción sobre fractales, se presenta una diversidad de análisis multifractales realizados sobre datos reales de las demandas de los clientes ubicados geográficamente dentro del Área de Concesión de Edenor S.A., y expresadas en MW/km² (Edenor S.A. es la empresa que tiene a su cargo la distribución de energía eléctrica, en la zona norte y oeste de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires, Argentina, con más de 2.600.000 clientes).

Puesto que los cálculos fueron efectuados sobre muestras finitas, obtenidas experimentalmente, ha sido necesario aplicar los criterios establecidos en [9]. A partir de los resultados obtenidos, se presenta un análisis de las causas y regularidades que los determinan.

El objetivo último es el de proponer una nueva herramienta analítica que permita efectuar un pronóstico del crecimiento espacial de la demanda (el uso de fractales para el análisis del crecimiento de sistemas técnicos urbanos, como los de agua o transporte, ya ha sido aplicado en el ámbito de la Demografía [10]).

Debe dejarse en claro, sin embargo, que este trabajo es de carácter puramente académico, desarrollado en el contexto de un curso de Doctorado en la FIUBA, y que la aplicación de fractales para el estudio de la demanda es, por lo dicho anteriormente, sólo incipiente, no siendo de uso habitual en los estudios de planificación realizados en Edenor S.A..

2. INTRODUCCIÓN A FRACTALES

La principal ventaja del concepto de objeto fractal, y de la geometría fractal, es la de plantear un modelo que generaliza el de "dimensión Euclideana" común y que se adapta mejor que la geometría Euclideana a la descripción espacial de formas creadas por fenómenos naturales y por las sociedades:

heterogeneidad, auto-similitud y jerarquía son propiedades contempladas por estructuras fractales [6]

Aún en la literatura moderna sobre este tema, cuando se refieren a un conjunto “F” como un fractal no se brinda una definición precisa de esos objetos, sino que se los caracteriza en función de sus propiedades [1]:

- (i) F tiene una estructura fina, esto es detalle a escalas arbitrariamente pequeñas.
- (ii) F es demasiado irregular como para ser descrito en el tradicional lenguaje geométrico (Euclideano), tanto local como globalmente.
- (iii) A menudo F tiene alguna forma de autosimilitud (se vería lo mismo haciendo un “zoom”), a veces aproximada o estadística.
- (iv) Usualmente la “dimensión fractal” de F, definida de alguna manera (por ejemplo dimensión de caja d_B -box-), es mayor que su dimensión topológica (que sería para una línea $d_B=1$ o $d_B=2$ para una superficie).
- (v) En la mayoría de los casos de interés F se define de una manera simple, y quizás recursivamente.

Un ejemplo clásico de un fractal geométrico es el denominado “Ternario de Cantor”, que se obtiene al eliminar paso a paso la parte central del segmento, empezando por el segmento de longitud unitaria [0;1]. Se muestra en la Fig. 1 [12]:

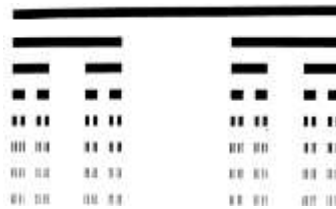
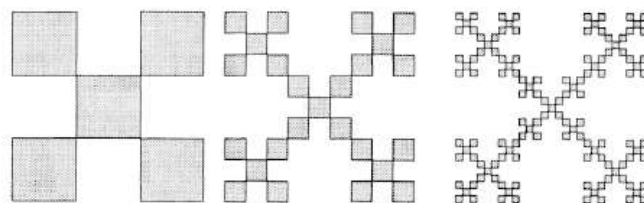


Fig. 1

Si bien uno podría suponer que en una tendencia al infinito se convertiría en un conjunto de puntos separados entre sí (o sea debería tener una dimensión nula), la autosimilitud perdura y la dimensión resulta ser:

$$d_B = \log 2 / \log 3 = 0,6309 \text{ (esta forma de calcular se explica más adelante)}$$

Otro fractal, éste de mayor interés en estudios demográficos es la “Alfombra de Sierpinski” (Fig.2) [5]:



$$d_B = \log 5 / \log 3 = 1,47$$

Fig. 2

Para aclarar la obtención de estos resultados de “dimensión”, conviene considerar un cuadrado de lado unitario, y luego dividir cada lado en “n” partes iguales. Entonces, para cubrir toda la superficie

de ese cuadrado con pequeñas cajas, también cuadradas, o sea con una “grilla” regular, de lado $L=1/n$ (y que no se solapen entre sí), se necesita una cantidad de $N=n^2$ cajas (en el análogo caso de un cubo se necesitarían $N=n^3$ cajas de lado $L=1/n$). Debe notarse que el exponente “2” o “3”, de la potencia de base $n=1/L$, es la magnitud responsable de la dimensión (Euclideana) del objeto, “2” en el caso de un cuadrado, “3” en el caso de un cubo.

Tanto “2” como “3” se obtienen de la siguiente expresión:

$$\text{Log } N/\text{Log } n = \text{Log } N/\text{Log } (1/L) = \text{Log } N(L)/\text{Log } (1/L), \quad \text{ejemplo: } \text{Log } n^2/\text{Log } [(1/(1/n))]=2$$

Restringiendo el análisis a objetos fractales contenidos en un plano (R^2), se cubre cualquiera de tales objetos con una grilla regular de cuadrados de lado “L”, se mide la cantidad de cajas ocupadas por ese fractal $N(L)$, de donde el cociente “ $\text{Log } N(L)/\text{Log } (1/L)$ ” es por extensión y generalización del concepto usual de dimensión, la “dimensión fractal de F” o la dimensión fractal asociada a F (esta definición corresponde a la dimensión de caja d_B -box-; ésta y otra usual definición de dimensión, la de Hausdorff, pueden consultarse en [13]). De hecho, la palabra fractal proviene de fractura o fracción, ya que “ $\text{Log } N(L)/\text{Log } (1/L)$ ” no tiene que ser necesariamente un número entero, como se mostró más arriba para el Ternario de Cantor y la Alfombra de Sierpinski. “L” debe ser pequeño, es decir que en teoría debería hacerse tender al límite, para $L \rightarrow 0$, al cociente “ $\text{Log } N(L)/\text{Log } (1/L)$ ”. En la práctica, ese límite carece de sentido empírico, debiendo ser reemplazado por el de “L” tan pequeño como el experimento lo permita.

Cuando un objeto fractal posee la misma estructura geométrica en todas sus partes consideradas por separado, cuando tal estructura es idéntica a la del conjunto total, y cuando es independiente de la escala, esto es, del tamaño de las partes estudiadas, se dice que el fractal F es semejante a sus propias partes, es decir, es “autosemejante”. Ejemplos de autosemejanza estricta se dan en el Ternario de Cantor o en la Alfombra de Sierpinski.

Sin embargo, un fractal “natural” o “real” no posee esa característica de autosemejanza estricta, surgiendo entonces la necesidad de descomponer tal fractal F en un espectro de subfractales: componentes de F que poseen una estructura más autosemejante que la de F. Además, un fractal real contiene alguna variable asociada a cada caja, por ejemplo peso, masa, densidad de población o consumo de energía de energía eléctrica. Tal “peso” o “medida” (p_i), normalizada a la unidad, constituye una distribución de probabilidades sobre el fractal en estudio.

Para cada caja B_i , con el índice “i” que identifica a la caja perteneciente al intervalo $[1; N= n^2]$, se define la “ α -concentración” como la versión Log-Log de la densidad, es decir:

$$\alpha_i = \alpha(B_i) = \text{Log } p_i / \text{Log } L$$

Se define, además, a “ $f(\alpha)$ ” como la dimensión fractal del conjunto de cajas que comparten la misma concentración:

$$f(\alpha) = \text{Log } N_\alpha / \text{Log } L$$

donde N_α es el número de cajas con concentración α . La curva $f(\alpha)$ es la descomposición espectral multifractal del fractal F.

Respecto a las propiedades de $f(\alpha)$, para el caso teórico en que tiene sentido hablar del límite para $L \rightarrow 0$, y que $N \rightarrow \infty$, y también $N_\alpha \rightarrow \infty$, resulta que, tal como se muestra en la Fig. 3 (adaptada de [11]):

- (i) $f''(\alpha) = d^2f / d\alpha^2 < 0$, es decir, $f(\alpha)$ es cóncava con ambas ramas hacia abajo.
- (ii) El gráfico de $f(\alpha)$ es tangente a la bisectriz del primer cuadrante $f(\alpha)=\alpha$ (“ $y=x$ ”).
- (iii) El gráfico de $f(\alpha)$ es tangente a la recta horizontal $f(\alpha)=d_B(F)$, o sea la dimensión fractal del conjunto F .

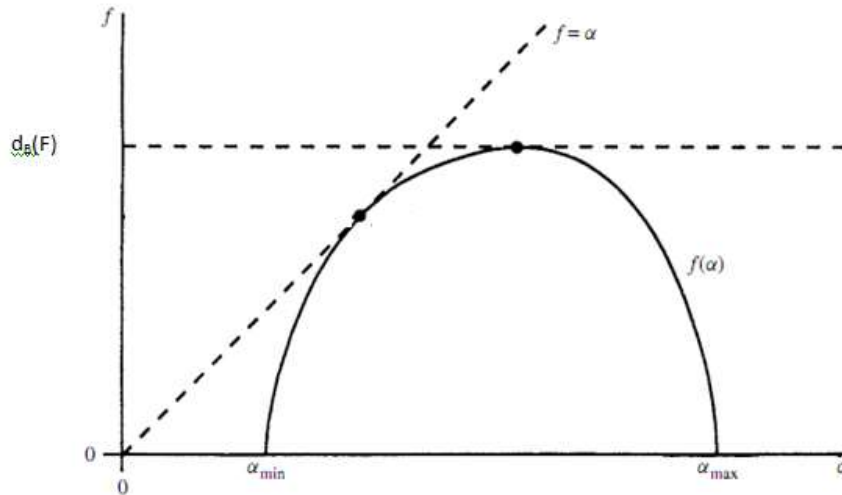


Fig. 3

En la práctica, en cambio, podría darse el caso en que $N_\alpha=1$ o $N_\alpha=0$, resultando entonces el $\text{Log } N_\alpha=0$ o ∞ . Para evitar estos casos, se divide el intervalo de “alfas” $[\alpha_{\min}; \alpha_{\max}]$ en una cierta cantidad de intervalos de longitud $\Delta\alpha$, para luego efectuar el conteo de todos los valores de α que caen dentro de cada uno de esos intervalos, obteniéndose así una cantidad razonable N_α de “alfas”. El número “ N ” total de alfás (o sea la cantidad total de cajas ocupadas), que determina la dimensión del fractal $d_B(F) = \text{Log } N / \text{Log } (1/L)$, debe repartirse ahora entre muchos N_α . Habrá un intervalo $\Delta\alpha$ al cual pertenece precisamente un tal $\underline{\alpha}$ para el cual $f(\underline{\alpha})$ es el máximo de f , o sea $f_{\max} = \text{Log } N_{\underline{\alpha}} / \text{Log } (1/L)$. Como $N_{\underline{\alpha}}$ es notoriamente menor que N , resulta que f_{\max} no alcanzará al valor teórico $d_B(F)$.

Entonces, en un caso empírico, si la propia naturaleza del fenómeno resultase representada por un espectro multifractal, la curva $f(\alpha)$ pasará por debajo y cerca de una horizontal, pero no necesariamente por la horizontal, que representa al valor $d_B(F)$, y pasará también cerca de la recta bisectriz $f(\alpha)=\alpha$. Un ejemplo obtenido de datos empíricos se presenta en la Fig. 4 [9].

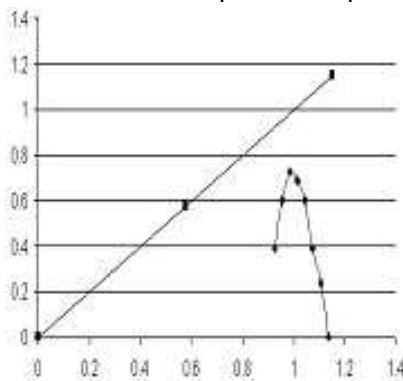


Fig. 4

Otro comentario que debe realizarse en relación con la Fig. 3 es que los valores más pequeños de α , en particular α_{\min} , corresponden a las cajas “más pesadas”, y los mayores, en particular α_{\max} ,

corresponden a las cajas “más livianas”, como puede fácilmente demostrarse teniendo en cuenta las expresiones que los definen y el rango de valores de los términos con que se efectúa el cálculo.

3. DATOS DISPONIBLES

Se trabajó con los datos de consumo eléctrico relevados por Edenor S.A., en la forma de densidad de potencia máxima δ [MW/km²], ubicados geográficamente en coordenadas (x ; y), y definidos sobre una cuadrícula de 500m x 500m (“cajas”). Estos datos se obtienen a partir de los datos reales de facturación de energía, luego procesados en función de tipos de cliente y sustentados en factores de conversión de energía a potencia máxima demandada obtenidos en campañas de medición, siendo luego finalmente contrastados con las potencias máximas erogadas en las subestaciones de alta tensión de la red que alimentan cada zona.

La muestra disponible para el cálculo es muy significativa desde el punto de vista del análisis multifractal (aproximadamente el 90% del total de datos), consistente en 6913 datos distribuidos en 208 x 208 cajas que cubren toda la superficie del Área de Concesión de Edenor (cada caja de 500m x 500m, siendo ésta la elección natural del tamaño de caja, pues es la máxima discriminación que se dispone de los datos de densidad de carga). Los datos disponibles corresponden a invierno y a verano del año 2009 aunque, por una cuestión de espacio, se presentarán resultados especialmente para el invierno. El “peso” o “medida” de cada caja estará determinado por δ [MW/km²], pero normalizado a la unidad, dividiendo por la suma total de los δ de todas las cajas (un análisis espectral multifractal sólo tiene en cuenta aquellas cajas de medida positiva), siendo esta suma la medida total “T” de toda la grilla. Conforme a las definiciones de más arriba, resulta $L= 1/208$, normalizado para lado unitario de toda la grilla que cubre el área estudiada.

La presentación de los datos es como en la Fig. 5, donde las columnas “BT” corresponden a la suma de los consumos de los clientes alimentados en baja tensión y de los alimentados en media tensión (columnas “MT”).

caracterización	ZONA	Partido	SUBESTACIÓN	DENSIDAD MW/KM2				Coord x	Coord y
				VERANO		INVIERNO			
				MT	BT	MT	BT		
rural	OL	ESCOBAR	MASCHWITZ	0,0	0,05355	0,0	0,05329	5.618.250	6.197.750
country	OL	TIGRE	MASCHWITZ	0,0	0,13428	0,0	0,14274	5.618.250	6.194.750
country	OL	TIGRE	MASCHWITZ	0,0	0,02186	0,0	0,02308	5.618.250	6.194.250
urbana media	OL	TIGRE	MASCHWITZ	0,0	0,09525	0,0	0,10076	5.618.250	6.193.750
country	OL	TIGRE	MASCHWITZ	0,0	0,50899	0,0	0,53811	5.618.250	6.193.250
urbana media	OL	TIGRE	MASCHWITZ	0,0	0,17715	0,0	0,18694	5.618.250	6.192.250
urbana media	OL	TIGRE	MASCHWITZ	2,1	3,38294	2,2	3,55007	5.618.250	6.191.750
urbana media	OL	TIGRE	BENAVIDEZ	0,0	0,61831	0,0	0,63626	5.618.250	6.191.250
urbana media	OL	TIGRE	BENAVIDEZ	0,0	0,30343	0,0	0,32057	5.618.250	6.190.750
industrial	OL	TIGRE	BENAVIDEZ	0,0	0,04510	0,0	0,04764	5.618.250	6.190.250
industrial	OL	TIGRE	BENAVIDEZ	4,1	4,58848	5,0	5,52581	5.618.250	6.189.750
industrial	OL	ESCOBAR	BENAVIDEZ	10,8	10,82147	13,2	13,24186	5.618.250	6.189.250
industrial	OL	ESCOBAR	BENAVIDEZ	5,9	6,64061	7,3	8,00817	5.618.250	6.188.750
industrial	OL	MALVINAS	BENAVIDEZ	5,6	6,25367	6,9	7,54292	5.618.250	6.188.250
industrial	OL	MALVINAS	FORD	0,0	0,26770	0,0	0,24292	5.618.250	6.187.750
industrial	OL	MALVINAS	FORD	0,9	0,89501	1,0	1,01627	5.618.250	6.186.750
rural	OL	TIGRE	MASCHWITZ	0,0	0,04270	0,0	0,04176	5.617.750	6.197.250

Fig. 5

Efectuada una reconversión de coordenadas para que tanto la coordenada “x” como la “y” de cada caja varíen desde 1 a 208, normalizados los pesos de cada caja dividiendo por “T” (ya que un análisis espectral multifractal requiere transformar la distribución de medidas en una distribución de

probabilidades), y calculadas los α (“ α -concentración” en versión Log-Log de la densidad), y para luego ordenar estos α_i de menor a mayor), con “i” de 1 a 6913, resulta que el α más pequeño es $\alpha_1=1,02451$ y el mayor $\alpha_{6913}= 4,37516$.

Luego se efectuó un análisis de los valores de α , puesto que siempre deben identificarse los valores que son representativos de la estructura fractal subyacente en los datos del experimento, si es que esa fractalidad realmente existe (puesto que no todo fenómeno de la realidad tiene ínsita una distribución fractal).

Llegado a este punto, y antes de continuar, debe aclararse el concepto de “Dispersión de un multifractal”: En un objeto fractal “perfecto”, es decir, “matemático”, cada elemento se encuentra infinitamente cercano a un número infinito de otros elementos del fractal. En cambio, en un contexto experimental, con datos empíricos provenientes de un sistema real, puede haber elementos alejados del núcleo, del cúmulo, donde se concentra el objeto (presumiblemente) fractal en estudio. Estos elementos corresponden a cajas que no están cerca unas de las otras, sino aisladas entre sí, es decir, dispersas. Este fenómeno se denomina “Dispersión”. Tales cajas dispersas, que son las cajas más livianas, corresponden a valores de α situados a la derecha del rango de α , pudiéndose denominar tal dispersión como “Dispersión a la derecha” (un fractal matemático carece de dispersión, puesto que carece de puntos aislados).

Volviendo a los datos disponibles, puede decirse que el dominio de α ocupa un segmento cuyo extremo inferior es $\cong 1$, y cuyo extremo superior es $\cong 4,4$, para α_1 y α_{6913} respectivamente. Sin embargo se detectó una enorme desproporción entre los 32 datos posteriores al de orden 6881, pues $\alpha_{6881}=3,19445$. Puesto que entre 3,19 y 4,4 hay sólo 32 datos, significa que estos datos no pertenecen al sistema, es decir, en el lenguaje multifractal, no están ni en el fractal. Por esta razón se los descartó, ya que constituyen la dispersión a la derecha. En cambio, efectuado el mismo análisis sobre 32 puntos a la izquierda se comprobó la inexistencia de una dispersión similar a la izquierda.

Entonces, puede decirse que el estudio, cuyos resultados se presentan a partir del párrafo siguiente, se efectuó sobre el rango de valores de α_1 al α_{6881} .

4. RESULTADOS OBTENIDOS

4.1. Espectro multifractal $f(\alpha)$:

La dimensión teórica máxima del fractal es $d_B(F) = \text{Log } N / \text{Log } (1/L)$, resultando en este caso:

$$d_B(F) = \text{Log } 6881 / \text{Log } 208 = 1,6555$$

Este es el valor extremo al que podría aspirar el valor máximo f_{\max} del fractal experimental (que será en realidad notablemente menor). Debe notarse que la dimensión es menor que "2", que sería la dimensión de un cuadrado.

Como se mencionó antes debe dividirse el intervalo de "alfas" [$\alpha_{\min} = \alpha_1 = 1,02451$; $\alpha_{\max} = \alpha_{6881} = 3,19445$] en una cierta cantidad de intervalos de longitud $\Delta\alpha$, para luego efectuar el conteo de todos los valores de α que caen dentro de cada uno de esos intervalos.

Para obtener un valor de f_{\max} no tan distante de $d_B(F)$, es decir, para mejorar la calidad cuantitativa de $f(\alpha)$, deben elegirse cantidades menores de intervalos, y para mejorar la calidad cualitativa deben tomarse cantidades mayores de intervalos. Luego de varios cálculos con cantidades de intervalos de entre 8 y 15, se decidió finalmente trabajar con 11 y con 9 intervalos.

Calculando, entonces, para 11 intervalos se obtuvieron los datos presentados en la Fig. 6, en la que se grafica, para tener una idea cualitativa, el $(\text{Ln } N_\alpha)$ en vez del $(\text{Log } N_\alpha / \text{Log } L)$, prescindiendo de factores de escala.

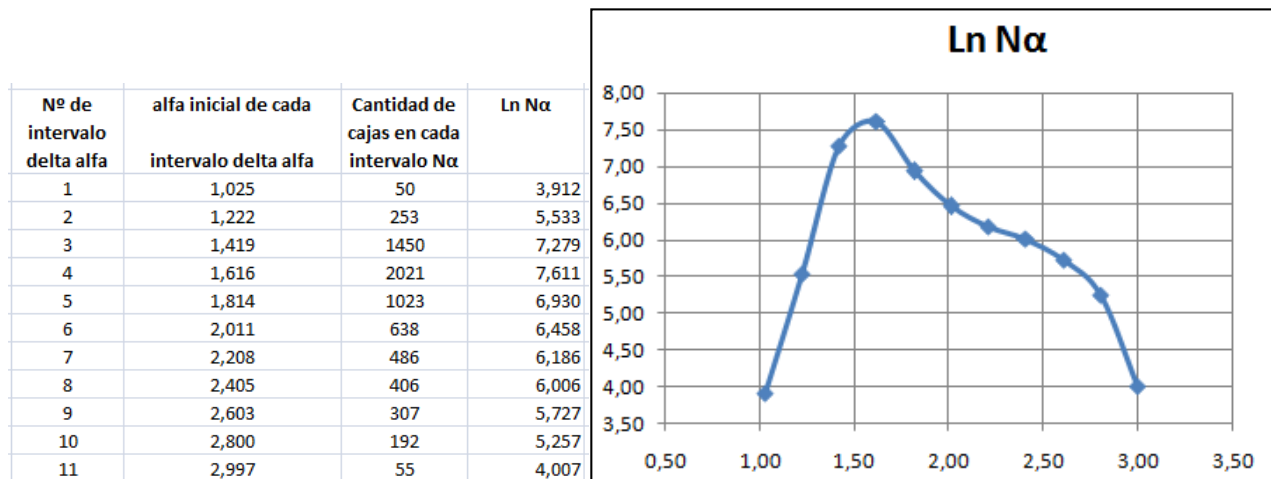


Fig. 6

Analizando la forma de curva, aparenta ser la combinación de dos multifractales, como se detallará más abajo, resultando ya de por sí, un hallazgo.

Con la idea de dar plausibilidad a la elección de 11 intervalos puede decirse, haciendo una estimación grosera, que 6881 puntos, divididos uniformemente en 11 intervalos, daría un orden de magnitud de 625 elementos por cada intervalo. La "unidad" que de aquí se desprende para "contar" alfas es del orden de los "100", razón por la cual media unidad, o sea 50 alfas resultaría una cantidad a tener en

cuenta. Ver que tanto la cantidad de alfas del primer intervalo (50) y la del último (55) caen dentro de lo razonable. Otras selecciones de cantidad de intervalos han implicado cantidades de alfas en de 10 o 7, o aún 1, resultando inaceptables según este criterio, e implicando espectros que no representaban adecuadamente al fenómeno.

4.2. Una calibración a posteriori:

Si se compara la forma de curva en su parte izquierda con la de la Fig. 3, resulta obligado efectuar un análisis más detallado ante la posible existencia de dispersión a la izquierda. Según el análisis de la variación del 2º decimal, pudo establecerse que para los primeros 7 valores de α , dicha variación es más rápida y desordenada que para el resto de los 43 elementos del primer intervalo. Descartar estos 7 datos significa seguir trabajando con una precisión cercana al 99,9 % del total de datos, que es de lo más aceptable en este contexto empírico. Se presenta en Fig. 7 la tabla y gráfico ajustados en que sólo se ha modificado la primera fila pasando de (Ln 50) a (Ln 43). Las 7 cajas descartadas son anormalmente pesadas, es decir, consumos muy altos que deben dejarse fuera del análisis sistemático debido a su propia singularidad (no debe aquí dejarse de destacar que la herramienta del análisis espectral multifractal, de por sí, permite entonces ajustar el universo de datos a utilizar en el análisis, a sólo los representativos del universo de clientes).

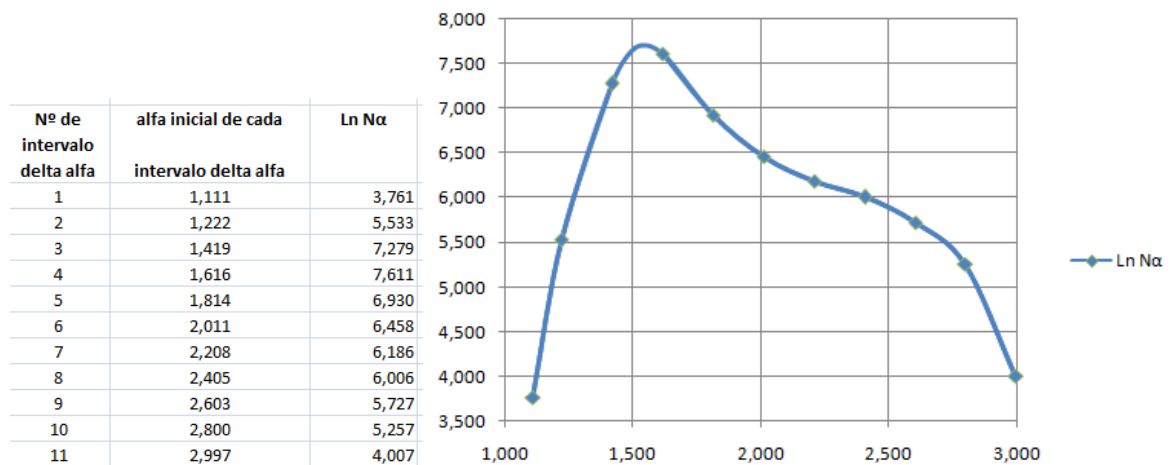


Fig. 7

4.3. Características del espectro multifractal:

En el gráfico de Fig. 7 se observan dos espectros, ambos con $f''(\alpha) = d^2f / d\alpha^2 < 0$, en lugar de sólo uno. En la siguiente Fig. 8 se presentan diferenciados:

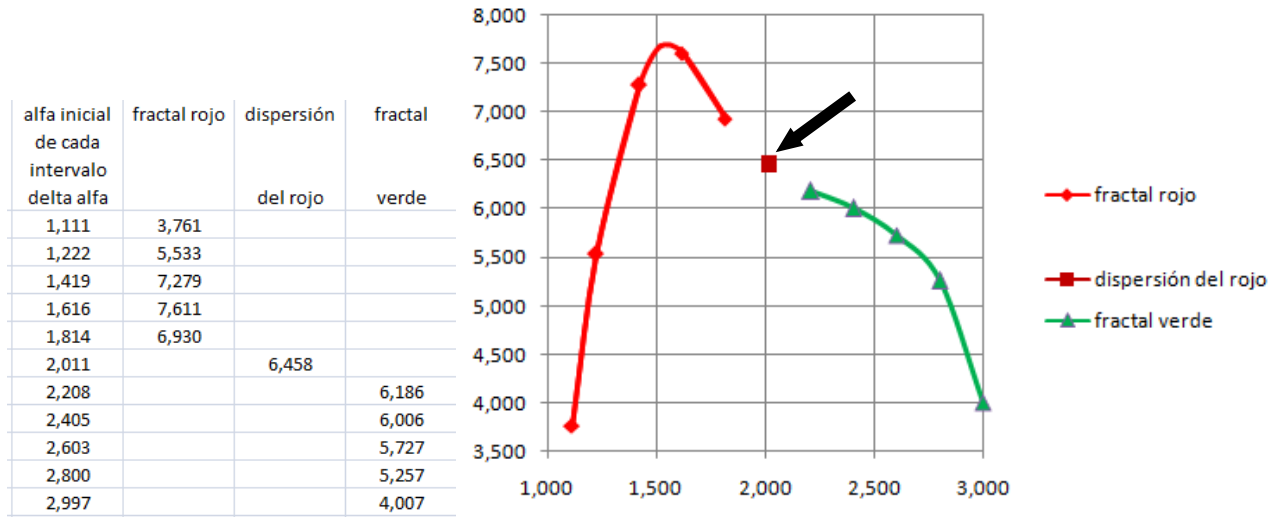
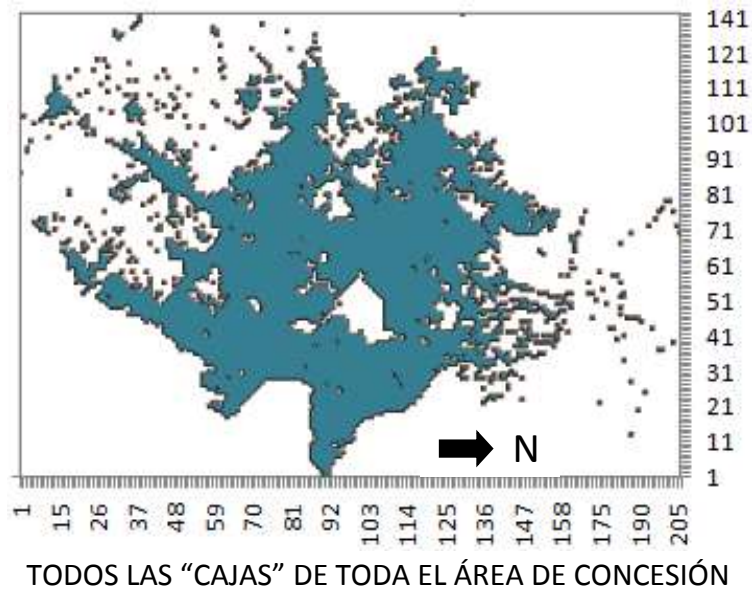


Fig. 8

El espectro de la izquierda, con α perteneciente aproximadamente al segmento [1;2], corresponde a las cajas representadas con color rojo en el diagrama en planta de Fig. 9 (los números en los ejes representan las coordenadas en x e y de cada caja en unidades de 500m, o sea representan el Nº de caja desde 1 a 208 en cada coordenada). El espectro de la derecha, con α perteneciente aproximadamente al segmento [2;3], corresponde a las cajas representadas con color verde. Abreviadamente se denominarán “ESPECTRO ROJO” y “ESPECTRO VERDE”, y sus correspondientes fractales “FRACTAL ROJO” y “FRACTAL VERDE”.



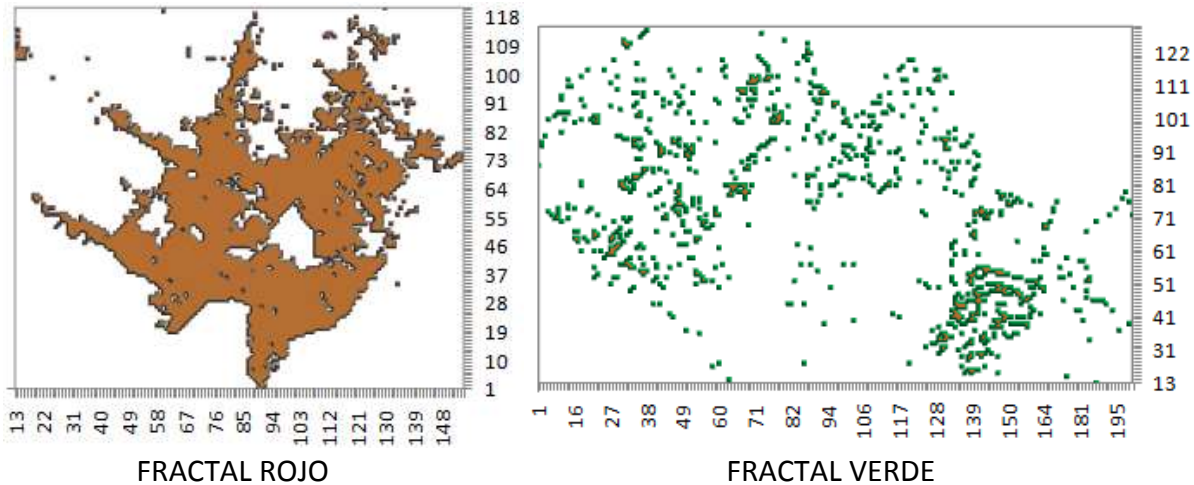


Fig. 9

Debe notarse que el espectro rojo corresponde a una región central, a un núcleo o conglomerado conexo, mientras que el espectro verde corresponde a una zona “conurbana”, a una franja que rodea o circunvala a la zona roja central.

Entre ambas zonas centro y conurbano, existe una frontera común que surge del análisis multifractal. Tal frontera está representada en el gráfico espectral de Fig. 8 por el punto señalado por la flecha (correspondiente a lo que se denomina “dispersión del rojo”, conforme se aclarará más adelante), al que le corresponde un α levemente superior a 2. Se volverá sobre este tema más adelante.

4.4. Cálculo con 9 intervalos $\Delta\alpha$:

Se desprende del gráfico de Fig. 8 que del cálculo con 11 intervalos $\Delta\alpha$ han resultado 5 intervalos $\Delta\alpha$, o sea 5 puntos (α ; $f(\alpha)$) del espectro total para el espectro rojo, 5 intervalos para el espectro verde y 1 punto para la frontera intermedia. En cambio al calcular con un total de 9 intervalos resultaron 4 intervalos para el espectro rojo, 4 intervalos para el espectro verde y 1 punto para la frontera intermedia, tal como se muestra en la Fig. 10.

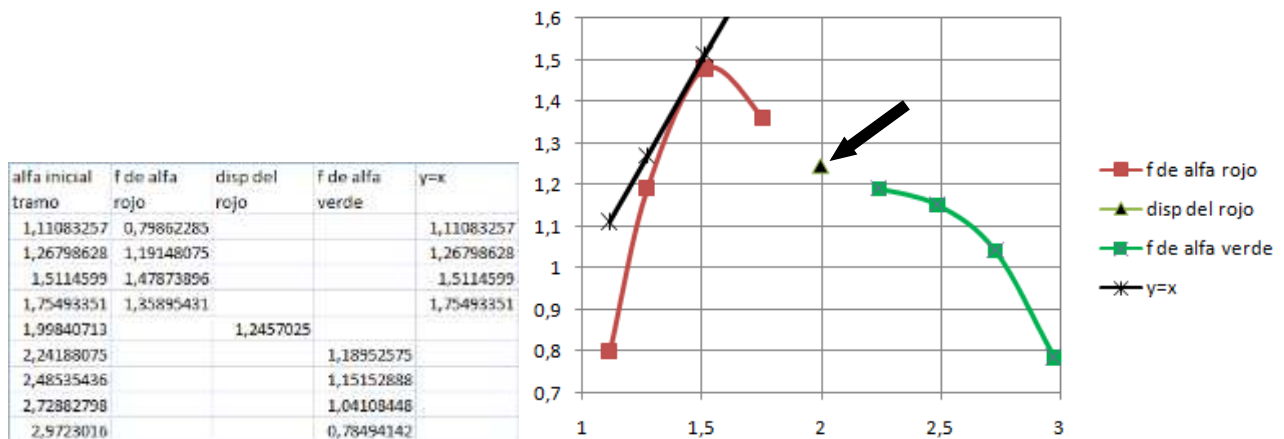


Fig. 10

El cálculo con 9 intervalos tiene la ventaja respecto al de 11 intervalos de que el valor de f_{\max} se acerca más al valor teórico calculado antes de $d_B(F) = 1,65$ (al calcular con menor cantidad de intervalos se pierden condiciones cualitativas, pero se mejora en aspectos cuantitativos). Efectivamente, para 9 intervalos resultó $f_{\max} = 1,47$.

Se considera aceptable desde un punto de vista práctico que el cociente $d_B(F)/f_{\max} \leq 1,33$.

En este caso resultó $d_B(F)/f_{\max} = 1,65/1,47 = 1,12$, valor por demás aceptable.

4.5. Observaciones y comentarios:

- 1) Debe notarse que cada espectro (rojo y verde) tiene su respectivo f_{\max} . Sin embargo hay un f_{\max} "total" del espectro compuesto, muy cercano a la $d_B(F)$, la cual corresponde a todos los datos. Además el f_{\max} que aproxima al $d_B(F)$ resulta ser el del espectro rojo. Esto ilustra una propiedad matemática de los fractales, la que indica que si se tienen dos objetos (en este caso las zonas roja y verde) de distinta dimensión fractal, entonces $d_B(\text{unión de ambos objetos}) = d_B(\text{del objeto de mayor dimensión})$.
- 2) Como se indicó más arriba, en teoría, un espectro multifractal $(\alpha; f(\alpha))$ debe ser tangente, en su punto de $f' = 0$ a la recta horizontal $f(\alpha) = d_B(F) \cong f_{\max}$. Además debe ser tangente también a la recta a 45° bisectriz del primer cuadrante $f(\alpha) = \alpha$. El espectro obtenido de la demanda eléctrica estudiada cumple con estas dos características fundamentales.
- 3) En la literatura suele denominarse a la combinación de dos multifractales como "bi-multifractal". Para considerar el resultado obtenido como un bi-multifractal se deberían tener, en cada punto geográfico, elementos componentes del espectro rojo y del verde, cercanos y entremezclados. Pero esto no sucede en el caso estudiado, razón por la cual es más preciso hablar de un "dos-multifractal", ya que son dos espectros multifractales, de dos zonas diferenciadas geográficamente entre sí.
- 4) Estabilidad del sistema: Existen en la literatura numerosos ejemplos en los cuales, al incluir la dispersión a izquierda o a derecha, o al cambiar la cantidad de intervalos $\Delta\alpha$ utilizados, resulta que el espectro cambia cualitativamente. Sin embargo no sucede lo mismo con el caso estudiado, conforme se muestra en las Fig. 11 y Fig. 12.
Esto indica que el sistema es estable, desde un punto de vista analítico multifractal. Tal estabilidad es una propiedad sumamente importante que posee el sistema analizado y es excepcional en el contexto del análisis multifractal de instancias empíricas.

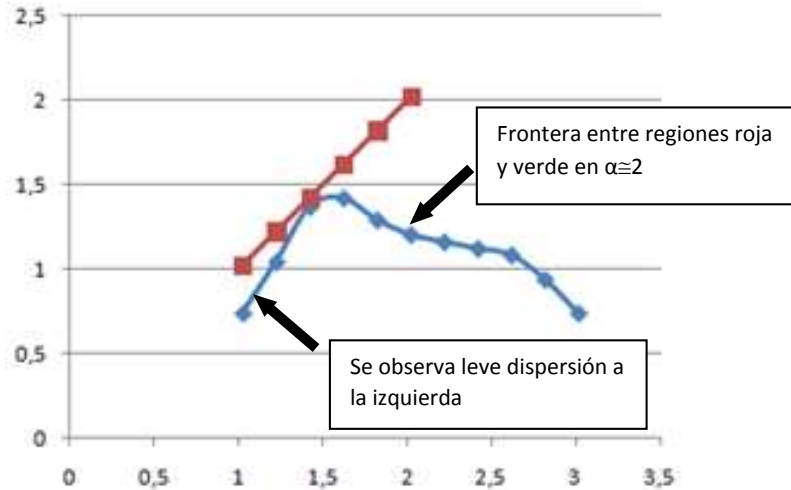


Fig. 11



Fig. 12

5) Dimensión fractal pre-multifractal: Se ha mostrado hasta ahora que, al efectuar un análisis multifractal se descompone el conjunto bajo estudio en subconjuntos o subfractales de diversas dimensiones, creando así un espectro multidimensional que brinda amplia información sobre el conjunto fractal. Se supone que el valor f_{max} del espectro coincide teóricamente con la dimensión $d_B(F)$ total del conjunto fractal en su totalidad. Pero, para conocer la inevitable discrepancia entre f_{max} y $d_B(F)=1,65$ en el caso estudiado, se calcula con distintas alternativas de cantidad de intervalos $\Delta\alpha$ para aproximar lo más posible f_{max} al $d_B(F)$. Sin embargo, para determinar fehacientemente el valor de $d_B(F)$, es necesario comprobar a priori que el objeto bajo estudio es en verdad fractal, es decir, que el valor 1,65 se mantiene (aproximadamente) aún si las cajas que cubren el supuesto fractal cambian de tamaño y ubicación, es decir, si existe cierta independencia o invariancia al variar "L" y por lo tanto el valor de $N(L)$ en la expresión tratada anteriormente: $d_B = \text{Log } N(L) / \text{Log } (1/L)$.

Escrita en forma diferente, la expresión " $\text{Log } N(L) = d_B * \text{Log } (1/L)$ " debería resultar independiente del valor de "L". Debe aclararse que esta independencia es teórica, ya que si "L" crece y por lo

tanto “N(L)” disminuye, el cociente “Log N(L)/Log (1/L)” crecería ya que cajas grandes cubren un área mayor, que podrían ser desproporcionadas en un sentido fractal, dando la impresión de tener un fractal de mayor dimensión.

En un contexto empírico, la prueba típica a efectuar es graficar “Log N(L)” en función de “Log (1/L)” para varios “L”, y verificar si resulta una recta “Log N(L) = d_B * Log (1/L)” que pase por el origen. Se presenta en Fig. 13 el cálculo (trabajando aquí con el total de 6913 puntos, razón por la cual existe una pequeña diferencia entre el valor mostrado aquí para las cajas de 0,5x0,5km y el calculado antes para 6881 puntos). Debe destacarse la muy buena correspondencia entre los resultados obtenidos y la recta trazada que pasa por el origen y por el punto más lejano del origen (que sería el más correcto de todos por aproximar mejor la condición límite de L → 0, o bien N → ∞).

tamaño caja	lado caja	N cajas ocupadas	log lado	log N	log N/ log lado
0,5x0,5km	0,00480769	6913	2,31806333	3,83966656	1,65641141
1,0x1,0km	0,00961538	2282	2,01703334	3,35831564	1,66497775
2,0x2,0km	0,01923077	776	1,71600334	2,88986172	1,68406532
4,0x4,0km	0,03846154	254	1,41497335	2,40483372	1,69956114

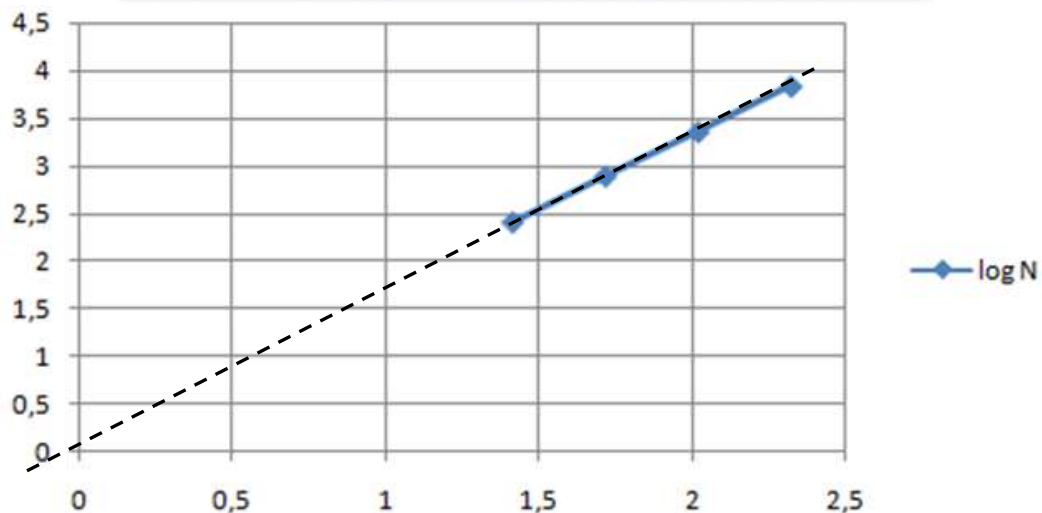


Fig. 13

6) Frontera entre fractales rojo y verde (dispersión del rojo): Como se mostró en Fig. 9, todo el universo de datos de la demanda eléctrica del Área de Concesión ha resultado dividida, al utilizar la herramienta del análisis espectral multifractal, en dos zonas claramente diferenciadas, el fractal rojo (zona núcleo central, casi conexas y de mayor dimensión fractal) y el fractal verde (zona periférica de menor dimensión fractal).

Entre ambas zonas se ubica una frontera, que corresponde a un único punto del espectro (α ; $f(\alpha)$) con α levemente mayor a 2. Tal frontera es exterior a la zona roja y hace las veces de frontera interior para la zona verde.

En el espectro, el punto frontera resulta ser la dispersión a la derecha del fractal rojo (y al mismo tiempo, la dispersión a la izquierda del fractal verde).

Si se grafica en planta el fractal rojo (Fig. 14), más el punto frontera (puntos negros), se aprecia claramente el carácter de frontera geográfica que representa, rodeando estrechamente a la zona roja de alto consumo representada por las cajas más pesadas (en la Fig. 14 se reproduce además, en menor tamaño, el fractal rojo de Fig. 9 a efectos de comparación).

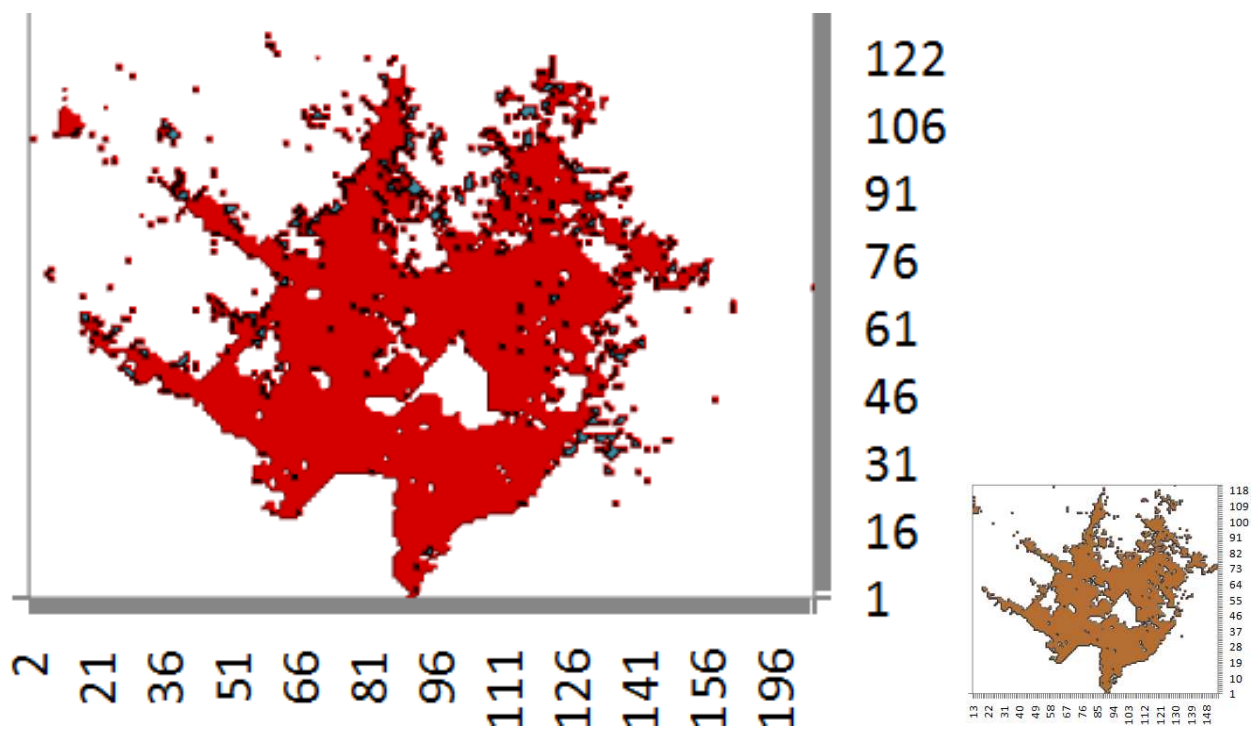


Fig. 14

Se analizarán ahora con más detalle los datos del intervalo $\Delta\alpha$ correspondiente al punto frontera: Este fractal, o subfractal del espectro total, corresponde al punto con α levemente superior a 2. En Fig. 6, este intervalo corresponde al N^o 6, con $N_\alpha = 638$ puntos, y con valores de α variando entre 2,0108 y 2,2081. Se pretende ahora calcular el espectro multifractal (α ; $f(\alpha)$) de ese intervalo, considerado como un problema independiente. Siendo N_α mayor que 600, y como se indicó antes, con unidad de medida del orden de 100, se subdivide el intervalo [2,0108; 2,2081] en 7 subintervalos $\Delta\alpha$. Como resultado se obtienen valores de $f(\alpha)$ tales, que si se efectúa el cociente entre el valor máximo y el mínimo se obtiene 1,07, o sea aproximadamente 1. Es decir, $f(\alpha)$ es prácticamente constante en ese tramo.

Esto significa una misma dimensión para subconjuntos de distinta probabilidad, es decir, diferente peso o mejor aún, diferente medida.

De Fig. 10 se obtiene que la dimensión de este punto frontera es del orden de 1,24. Si fuese de dimensión 1, y siendo constante, podría visualizarse como una línea que rodearía al fractal rojo, formada por una poligonal irregular o trazos de curvas suaves o segmentos de distinta longitud, es decir, distinto peso o medida. Al ser la dimensión distinta de 1, no es una línea, pero al ser la

dimensión constante, le hace mantener su carácter de “frontera”: zonas de igual dimensión, pero diferente medida, que rodean a una cierta región.

7) La dispersión: Como se detalló en la parte 3, se dejaron fuera del análisis unos 30 datos, correspondientes a cajas muy livianas ubicadas en la parte derecha del espectro, por ser no representativos del problema, y se los denominó dispersión a la derecha. En la siguiente Fig. 15 se demuestra su característica de “dispersión” geográfica de esta treintena de puntos (en la Fig. 15 se reproducen además, en menor tamaño, los fractales rojo y verde de Fig. 9 a efectos de comparación).

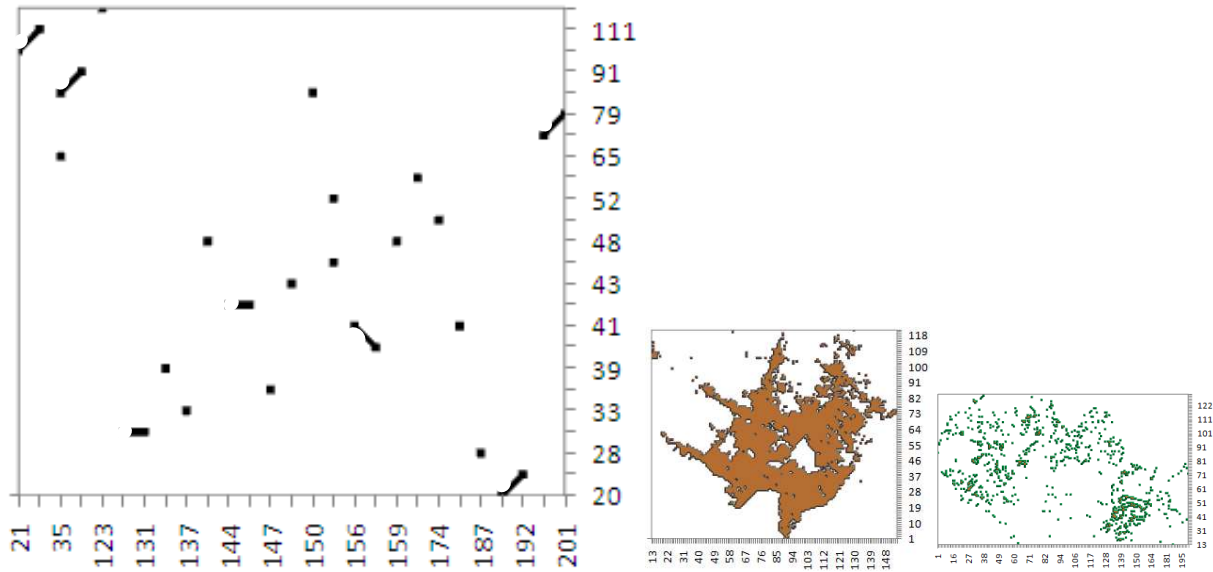


Fig. 15

En Fig. 16, se muestra además la ubicación geográfica de los 7 puntos de la izquierda del espectro que se habían descartado al efectuar la calibración adicional de los datos, tratándose de consumos muy elevados de carácter puntual, e inconexos geográficamente hablando.

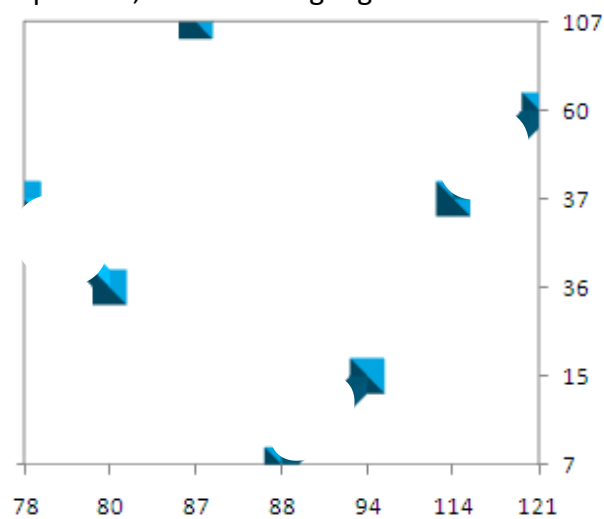


Fig. 16

Puede profundizarse el análisis de los datos descartados (por supuesto esto también aplica a los datos incluidos en el análisis), ya que pueden identificarse sus características, acudiendo a los datos

originales, como por ejemplo se muestra en Fig. 17, identificando por ejemplo coordenadas, tipo de consumo, subestación de la que se alimenta, α , etc..

urbana media	MALVINAS	79	41	0,00073782	3,1292
industrial	MALVINAS	108	37	0,00070868	3,1367
urbana media	MALVINAS	38	129	0,00069649	3,1400
urbana media	MALVINAS	53	152	0,00068238	3,1438
urbana media	MALVINAS	82	33	0,00066360	3,1491
industrial	MALVINAS	63	29	0,00066348	3,1491
country	MALVINAS	72	142	0,00063889	3,1562

Fig. 17

5. INDICADORES PARA ANÁLISIS Y PRONÓSTICO DEL CRECIMIENTO ESPACIAL DE LA DEMANDA

El objetivo último de este trabajo, ya demostrada hasta aquí la factibilidad de aplicación del análisis multifractal al estudio de la demanda de energía eléctrica, es el de desarrollar una herramienta para pronosticar el crecimiento espacio-temporal de esa demanda.

En el contexto de la matemática de fractales y en sus aplicaciones prácticas la literatura muestra una variedad de modelos de crecimiento de fractales, siendo de gran aplicación el de Agregación Limitada por Difusión (DLA – Diffusion-limited Aggregation-) y el Modelo de Ruptura Dieléctrica (DBM – Dielectric Breakdown Model-) [14], utilizados también en el análisis del crecimiento poblacional de ciudades [4].

Sin embargo, estos u otros modelos, no son a priori necesariamente de aplicación directa al crecimiento de la demanda eléctrica ya que en este caso debe poderse predecir, en forma simultánea, tanto el crecimiento espacial como el crecimiento temporal, que diferirán según el tipo y ubicación de cada cliente, pero cuya distribución geográfica de demanda de energía, que a priori parece desordenada y aleatoria, resulta estructurada a la luz del análisis multifractal.

Por ello, se proponen a continuación una serie de “indicadores” cuantitativos I_k , con $k= 1a10$, aplicando los resultados del análisis multifractal desarrollado, como primer paso hacia el desarrollo futuro de un modelo más completo.

Las fórmulas de cálculo que definen dichos indicadores se aplican a un único intervalo de tiempo (año, mes, estación, etc.). Por ello, para evaluar sus variaciones periódicas y luego poder pronosticar dichos indicadores a futuro graficando sus magnitudes en función del tiempo, deberán aplicarse las definiciones de más abajo a los sucesivos períodos históricos que sean de interés del planificador considerar.

5.1. Notación:

Se utilizarán superíndices “r” o “v” para caracterizar a los espectros rojo o verde, respectivamente. Así, $f^r(\alpha)$ representa la parte del espectro multifractal correspondiente al fractal rojo. También α_{\min}^r y α_{\max}^r representan los valores mínimo y máximo de α del espectro rojo.

5.2. Indicadores:

Indicador N° 1: Variación de consumo, en el eje de α .

$$I_1^r = \alpha_{\max}^r - \alpha_{\min}^r$$

I_1 permite cuantificar el aumento o disminución del consumo “alto” (fractal rojo).

Aplicado al fractal verde, el respectivo I_1^v cuantifica el aumento o decremento de los consumos bajos.

Indicadores N° 2 y 3: Variación de consumo, en el eje de $f(\alpha)$.

En un primer paso puede considerarse como indicador al valor máximo de cada subfractal del espectro.

$$I_2^r = f_{\max}^r$$

Podría refinarse el cálculo considerando una variación de consumo integrada, absoluta o relativa:

$$I_{3abs}^r = \int_{\alpha_{min}^r}^{\alpha_{max}^r} [f^r(\alpha)] \cdot d\alpha$$

$$I_{3rel}^r = \frac{1}{(\alpha_{max}^r - \alpha_{min}^r)} \int_{\alpha_{min}^r}^{\alpha_{max}^r} [f^r(\alpha)] \cdot d\alpha$$

Habiendo discretizado el intervalo total de α en subintervalos $\Delta\alpha$ idénticos entre sí, puede escribirse, siendo n^r la cantidad de intervalos correspondientes al fractal rojo, la siguiente expresión de cálculo:

$$I_{3rel}^r = \frac{1}{n^r} \sum_{k=1}^{n^r} f^r(k)$$

Expresiones similares pueden obtenerse para el fractal verde.

Estos indicadores constituyen otra forma de cuantificar el aumento o disminución del consumo “alto” (fractal rojo) o del consumo bajo (fractal verde).

Indicador N° 4: Variación de los consumos más altos (o más bajos), integrada, absoluta o relativa.

Tomando el fractal rojo, como ya se dijo, los α más pequeños corresponden a las cajas más pesadas, o sea de mayor consumo.

Podría darse el caso en que no varíe f_{\max}^r , pero que varíe $f(\alpha_{min}^r)$, es decir, varíen los consumos más altos. Entonces, integrando sólo a la izquierda del máximo en el fractal rojo, se definen:

$$I_{4abs}^r = \int_{\alpha_{min}^r}^{\alpha^r(f_{\max}^r)} [f^r(\alpha)] \cdot d\alpha$$

$$I_{4rel}^r = \frac{1}{[\alpha^r(f_{\max}^r) - \alpha_{min}^r]} \int_{\alpha_{min}^r}^{\alpha^r(f_{\max}^r)} [f^r(\alpha)] \cdot d\alpha$$

Aplicada al fractal verde se obtiene la variación de los consumos más bajos, integrada, absoluta o relativa: similar al anterior, pero integrando entre $\alpha^v(f_{\max}^v)$ y α_{\max}^v .

Indicadores N° 5 y 6: Punto frontera (α_{front} ; $f(\alpha_{front})$) entre espectros rojo y verde.

Si el α_{front} crece de un año al siguiente, debe interpretarse como que una parte significativa del universo de clientes ha aumentado su consumo de energía. El siguiente indicador evalúa esta situación:

$$I_5 = \alpha_{front}$$

En cambio, si $f(\alpha_{front})$ creciera, y recordando que $f(\alpha_{front})$ es la dimensión del fractal frontera, resulta que crecería la fractalidad de esa frontera, es decir, las zonas de altos y bajos consumos comienzan a entremezclarse entre sí. Esto debería meritarse un estudio zonal para determinar las causas de dicho fenómeno. El indicador que muestra esa situación se define así:

$$I_6 = f(\alpha_{front})$$

Indicadores N° 7 y 8: Asimetría espectral.

Se observa en Fig. 10 que, en el caso estudiado, el espectro rojo es asimétrico, resultando que $\alpha^r(f_{\max}^r)$ está más cerca de α_{\max}^r que de α_{\min}^r . Esta asimetría espectral puede evaluarse con el siguiente indicador:

$$I_7 = \left[\alpha^r(f_{\max}^r) - \alpha_{\min}^r \right] / \left[\alpha_{\max}^r - \alpha^r(f_{\max}^r) \right]$$

Este indicador muestra la proporción del consumo (dentro del fractal rojo, o sea de consumos altos), que se realiza cerca de su propio valor máximo (en este caso del rojo, cajas pesadas, α_{\min}^r) frente a los consumos cercanos a su propio valor mínimo (del rojo, cajas livianas, α_{\max}^r).

El indicador anterior muestra la asimetría del espectro en el eje de α . Puede definirse otro indicador que represente asimetría en el eje de $f(\alpha)$, de la siguiente manera:

$$I_8 = \left[f_{\max}^r - f^r(\alpha_{\max}^r) \right] / f_{\max}^r$$

En este caso, el indicador muestra la proporción de los clientes de menor consumo (dentro del rojo, o sea de mayores consumos), respecto de la mayoría del rojo. Menores valores de I_8 indican que los clientes que consumen menos, dentro del rojo, lo hacen en la misma proporción que la mayoría (del rojo), es decir $f(\alpha)$ para estos consumos no sería muy distinto de $f^r(\alpha_{\max}^r)$.

Indicadores N° 9 y 10: Aplicación del Algoritmo Termodinámico y de la Teoría de la Información.

La teoría de la multifractalidad tiene una doble lectura. Hasta el momento se la ha aplicado en este trabajo considerando a α como concentración, y a $f(\alpha)$ como dimensión.

En el segundo enfoque, que aplica el concepto denominado en la teoría de fractales “Algoritmo termodinámico”, se interpreta a α como “Energía interna”, y a $f(\alpha)$ como “Entropía”, según sus análogos derivados de la mecánica estadística. En función de este segundo enfoque, debe prestarse especial atención al llamado “punto notable” del espectro, que es aquel para el cual $f'(\alpha)=1$ y $f(\alpha)=\alpha$. Allí se verifica la condición en que la energía interna se equipara con la entropía.

Dicho punto notable, caracterizado por coordenadas $(\alpha_{\text{entrópico}}; f(\alpha_{\text{entrópico}}))$, tiene dos significados útiles para el análisis de la demanda de energía eléctrica:

- Desde un punto de vista puramente fractal, el subfractal $F\alpha_{\text{entrópico}}$ cuya dimensión verifica la condición $f(\alpha_{\text{entrópico}})=\alpha_{\text{entrópico}}$ es el subfractal más autosemejante del espectro, en realidad el único con una estructura autosemejante.
- Aplicando la “Teoría de la información” se demuestra que en dicho subfractal $F\alpha_{\text{entrópico}}$ está concentrada, literalmente, toda la información acerca de la distribución de medida de probabilidad p_i asociada a cada caja. Su dimensión $f(\alpha_{\text{entrópico}})$, llamada “Dimensión de información” o “Dimensión entrópica” es el “mejor promedio” (aún respecto a las medias aritméticas, geométricas, logarítmicas, etc.), para sintetizar en un solo valor al espectro de dimensiones del multifractal.

En función de lo expuesto se definen los siguientes indicadores:

$$I_9 = \alpha^r(f_{\max}^r) - \alpha_{\text{entrópico}}$$

$$I_{10} = f_{\max}^r - f(\alpha_{\text{entrópico}}) = f_{\max}^r - \alpha_{\text{entrópico}}$$

Estos indicadores, que evalúan la desviación del máximo del espectro respecto a su propia media, son altamente significativos ya que f_{\max}^r tipifica a la mayoría absoluta de clientes que tienen un alto consumo de energía, dado por $\alpha^r(f_{\max}^r)$.

6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En función de lo presentado hasta aquí se ha demostrado la hipótesis planteada al principio de que el análisis multifractal constituye una nueva y apropiada herramienta para el análisis de la demanda de energía eléctrica. Como resultado de este análisis, la demanda de energía eléctrica del invierno de 2009, correspondiente a una muestra muy significativa de todos los clientes de la zona norte y oeste de la Ciudad de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires, presenta un espectro de tipo dos-multifractal, con un fractal intermedio que hace las veces de frontera entre ambos. Esto de por sí resulta un hallazgo de interés ya que la aparentemente aleatoria distribución de la demanda revela una estructura interna, visible sólo mediante el análisis multifractal. Además, el espectro obtenido presenta propiedades (estabilidad, dimensionalidad constante del fractal frontera, etc.) no encontradas en la literatura sobre el tema.

La visualización de las áreas ocupadas por cada subfractal hace evidente la existencia de una zona urbana central de mayor consumo y una zona conurbana de menor consumo, claramente diferenciadas a partir del análisis multifractal.

Con el objetivo de desarrollar modelos para el pronóstico espacial de la demanda de energía eléctrica se han definido diez indicadores para comparar espectros que puedan obtenerse a intervalos regulares de tiempo (años, estaciones, etc.), y luego extrapolar sus tendencias a futuro. No se han presentado aquí los cálculos de los indicadores para el caso estudiado pues se ha supuesto, a priori, que sus valores no necesariamente sean compatibles, ni comparables, con los resultados que puedan obtenerse del análisis multifractal de los datos de consumo de otras empresas o ciudades. Su utilidad estriba en la comparación entre períodos sucesivos para cada caso particular. Si, eventualmente, la metodología propuesta resultase de interés para los planificadores, y una vez acumulada experiencia y resultados, recién entonces podría pensarse en evaluar regularidades y leyes más generales que puedan caracterizar a la demanda de energía eléctrica de grandes ciudades.

El método presentado es sólo un primer e incipiente paso hacia el eventual desarrollo de una metodología de aplicación profesional en Planificación. Debe sin duda ser perfeccionado aplicando seguramente, desde el punto de vista geográfico o demográfico, los denominados "urban models" [1], que incluyan los correspondientes aspectos del uso del suelo ("land use") quizás combinados con un enfoque heurístico mediante la aplicación de "índices de desarrollo probable" (PDI) [3], todo ello para particularizar el modelo general a la realidad de la región en la cual la "Utility" en cuestión se desenvuelva. Debe considerarse además el ingreso al sistema de nuevas cargas puntuales importantes o de impacto, y eventual ingreso de generación distribuida.

Para la determinación, en los modelos a desarrollar, de la fuerza impulsora del crecimiento de la demanda será seguramente de utilidad la aplicación de analogías físicas basadas en el algoritmo termodinámico. El modelo final deberá contemplar, además de los aspectos difusivos contemplados en los citados métodos DLA y DBM, basados en la aplicación de la ecuación de Laplace, al crecimiento temporal de cada tipo de consumo, razón por la cual quizás deba pensarse en la aplicación de la ecuación de Poisson, más un crecimiento temporal de la "densidad de carga".

Por último, el método presentado constituye una nueva herramienta analítica que se suma y agrega valor a los métodos tradicionales de proyección de la demanda actualmente en uso.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Willis, H. Lee, "Spatial electric load forecasting", 2da. Ed., Marcel Dekker Inc, New York, 2002.
- [2] Vieira Tahan, Carlos M. y Pereyra Zamora, Franz H., "Redes neurais artificiais aplicadas na previsao espacial de carga eletrica em sistemas de distribucao", Congreso CIDEL, Buenos Aires, Argentina, 2002.
- [3] Manjunatha Sharma, K. y Sreedhar, P.N, "A heuristic expert system for dynamic planning of electrical distribution systems", Congreso CIDEL Argentina, 2002.
- [4] Batty, Michael y Longley, Paul, "Fractal cities – A geometry of form and function", Academic Press, USA, 1994
- [5] Frankhauser, Pierre, "The fractal approach. A new tool for the spatial analysis of urban agglomerations", Population, 10e année, Nº 1, págs. 205-240, 1998
- [6] Tannier, Cécile y Pumain, Denise, "Fractals in urban geography: a theoretical outline and an empirical example", European Journal of Geography, document 307, <http://cybergeo.revues.org/index3275.html>, on line 20 avril 2005.
- [7] Kholadi, Mohamed-Khireddine, "Fractal structure of the urban objects", The International Arab Journal of Information Technology, Vol. 1, Nº 2, July 2004.
- [8] Czerkauer-Yamu, Claudia y Frankhauser, Pierre, "A multi-scale (multi-fractal) approach for a systemic planning strategy from a regional to an architectural scale", Proceeding REAL CORP 2010, Viena, Austria, Mayo 2010.
- [9] M. Rosen, M. Piacquadio, "Multifractal analysis of a road-to-crisis in a Faraday experiment", arXiv: 0804.3426v2, 2008.
- [10] Thibault, Serge, "The morphology and growth of urban technical networks: a fractal approach", Flux Nº 19, January-March, 1995.
- [11] Falconer, Kenneth, "Fractal geometry – Mathematical foundations and applications", 2nd Ed., Wiley, England, 2003.
- [12] Mandelbrot, Benoit B., "The fractal geometry of nature", W.H. Freeman and Company, USA, 1977.
- [13] Falconer, Kenneth, "Techniques in Fractal Geometry", Wiley, England, 1997.
- [14] Vicsek, Tamás, "Fractal Growth Phenomena", 2nd Ed., World Scientific.

ELEMENTOS PARA FACILITAR EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Sebastián Severino⁴⁴⁷

Facultad de Ciencias Económicas-UNCuyo

JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

El presente trabajo se basa en la hipótesis de que, partiendo de las grandes dificultades que presentan los proyectos hidroeléctricos de ser viables desde el punto de vista económico-financiero, a esto colaboran la ausencia de interés por parte de los centros financieros mundiales por participar de esta clase de proyectos, la “artesanía” que existe al momento de evaluar proyectos, que hace que los beneficios y los costos no estén correctamente medidos y la inexistencia de premios y castigos en el mercado financiero a quienes presentan “malas” evaluaciones económico-financieras.

Se plantea un esquema de métodos de evaluación que permitan migrar en un tiempo hacia una especie de protocolos para la evaluación de proyectos hidroeléctricos y que dichos protocolos sean homologados y aceptados por los mercados financieros a la hora de facilitar la realización de estos proyectos debido a que reducirían la conflictividad, las incertidumbres y los riesgos.

Finalmente se plantea la posible composición financiera que permita distribuir los riesgos del proyecto entre los posibles inversores (públicos y privados) elaborado a partir de las experiencias recientes observadas en la Provincia (Nihuil IV y CEMPPSA).

LOS GRANDES PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DESAPARECIERON DE LA AGENDA PÚBLICA

En la evaluación de un proyecto el proceso de toma de decisiones es guiado por la evolución que van tomando los costos y beneficios de cada opción.

Mientras que el proceso de toma de decisiones debe ser abierto e inclusivo, el análisis de costobeneficio actúa como elemento a tener en cuenta al clarificar la naturaleza de las decisiones, permitiendo la toma de decisiones sobre la base de información.

En los estudios de prefactibilidad el análisis de costo-beneficio dispone de muy poca información y, a menos que ese análisis sea positivo, no será valioso recoger mayor información y se debería abandonar el proyecto.

Durante la década de los '90 ocurrieron importantes cambios en la forma en que se financia, construye y opera la infraestructura en el mundo desarrollado.

⁴⁴⁷ Licenciado en Economía (UNCuyo) y Magister en Políticas Públicas (UTDT).

Con escasez de recursos financieros y tomando conciencia de que los cuellos de botella en términos de infraestructura obstaculizaban el crecimiento económico, los gobiernos comenzaron a cambiar su rol de proveedores de servicios hacia el de reguladores y facilitadores de la inversión privada.

Aunque esto generó un flujo de capitales nunca antes visto en términos de inversión, muy poco dinero se destinó a la construcción de represas: durante los 90's la inversión anual en grandes represas en países en desarrollo estuvo en el orden de los U\$S 25 mil millones, lo que equivale a más del 60% de la inversión en infraestructura hídrica mundial (que fue de cerca de U\$S 40 mil millones).

En el mundo, cerca de U\$S 15 mil millones se dedicaron a proyectos hidroeléctricos de los que más de la mitad se desarrollaron en países en desarrollo.

En los últimos 50 años se han gastado U\$S 2 Billones en represas de todo tipo.

Las agencias multilaterales de desarrollo han representado un papel fundamental en la financiación de grandes represas en los países en desarrollo. Sin embargo, durante la década de los '90 la ayuda de estas agencias se concentró más en la asistencia a los sectores sociales.

Las recientes críticas a las grandes represas relacionadas con los efectos sobre el ambiente ha llevado a que los financistas se muestren reacios a financiar proyectos de este tipo (el Banco Asiático de Desarrollo no ha financiado un reservorio de agua desde 1989 y, de los proyectos de generación eléctrica, los proyectos hidroeléctricos pasaron de representar el 28% del total en los 70's a sólo el 8% en los 90's). Similar, aunque menos drástico, ha sido la disminución en otras agencias como el Banco Mundial.

Las razones por las que esto ocurrió son:

- Una mayor rigidez y exigencia en las normas ambientales y su control.
- Los procesos de revisión interna de las agencias multilaterales de crédito se han reforzado.
- Las políticas de financiamiento de las agencias multilaterales de crédito, especialmente en el sector energético, buscan promover la iniciativa conjunta entre sector público y privado.
- Se puso mayor énfasis en políticas macroeconómicas ortodoxas y reducción de subsidios.
- La estrategias de los países se centró más en la reducción de la pobreza y el desarrollo ambientalmente sostenible, lo que ha incrementado la atención en la eficiencia energética, las fuentes de energía renovables y el involucramiento de los beneficiarios en proyectos de infraestructura de pequeña escala tales como la provisión de servicios básicos en áreas rurales (agua y saneamiento, gas y electricidad) y gerenciamiento de la irrigación.

En la actualidad la comunidad financiera internacional está dedicando alrededor de U\$S 2,5 mil millones anuales para proyectos hídricos, muy por debajo de los U\$S 4 mil millones que destinó durante los 70's y los 80's.

Las agencias de crédito a las exportaciones (ECA's) proveen, adicionalmente, unos U\$S 1,5 mil millones anuales en financiación para la importación de equipamiento para represas en los países en desarrollo.

Esto es importante ya que se estima que el monto de equipamiento importado instalado en los proyectos hidroeléctricos representa cerca del 30% del costo total del proyecto..

Las agencias estatales proveen más del 80% de los fondos necesarios. Sin embargo esta ayuda ha declinado en la última década debido, entre otras cosas, a:

- La búsqueda de estabilidad macroeconómica se transformó en la principal preocupación de los líderes políticos, al tiempo que se ponía especial énfasis en las transferencias sociales (salud, nutrición y educación), lo que significa menores recursos disponibles para la inversión en infraestructura.
- Desde los '70 la performance financiera de muchas unidades de generación ha declinado y su capacidad para financiar inversiones utilizando sus propios recursos también lo ha hecho. Aunque esta tendencia se ha revertido parcialmente (debido justamente a la falta de inversión que ha generado los cuellos de botella que han derivado en presiones al incremento de los precios de la energía), la autofinanciación todavía es difícil de alcanzar, al tiempo que la fuerte caída en el costo de generación térmica ocurrida en los '90 ha generado un cambio de perfil en la estrategia de inversiones en generación.

CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS DESDE EL PUNTO DE VISTA FINANCIERO

Los proyectos hidroeléctricos presentan características que hacen que, a priori, se presenten como inviables desde el punto de vista financiero.

Entre las más destacables se encuentran:

- Se trata de proyectos cuyo período de inversión es prolongado
- Los montos a invertir son muy elevados.
- Los beneficios se distribuyen casi uniformemente en el tiempo de vida del embalse.
- El tiempo de vida de un embalse es prolongado, provocando grandes incertidumbres.
- Las tasas de descuento utilizadas son altas.
- No existe capacidad prestable en el mercado financiero local ni nacional.

Estas características se traducen en altos valores actualizados de costos y valores actualizados de beneficios que tienden a reducirse mientras más lejos ocurren en el tiempo.

Las dificultades para que los proyectos hidroeléctricos sean viables desde el punto de vista económico privado hacen que muchas veces tenga que pensarse en extender los plazos de

concesión hasta el fin de la vida útil del embalse y ni siquiera de esa manera puede lograrse que sean viables por las características mencionadas en el párrafo anterior.

Colabora al agravamiento de la situación la alta incertidumbre acerca de la probabilidad de ocurrencia de los flujos proyectados de fondos debido a su distante ocurrencia temporal. En el tratamiento de la incertidumbre se trabaja generalmente reduciendo la magnitud de los flujos de fondos mientras más lejos en el tiempo ocurran, por lo que la viabilidad económico-financiera del proyecto se ve aún más comprometida.

Además, la existencia de riesgos asociados a países con baja institucionalidad (riesgos regulatorio y político) e inestabilidad económica (riesgo cambiario e inflacionario) hace que las tasas de descuento a utilizar sean sensiblemente altas, por lo que los flujos actualizados de fondos tienden a reducirse debido a la concepción de actualización de flujos de fondos utilizada basada en costos de oportunidad.

EXISTEN ERRORES EN LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DESDE EL PUNTO DE VISTA SOCIAL: MÉTODOS PARA VALUAR LOS IMPACTOS DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Este capítulo analiza los diferentes métodos para valuar los impactos de la generación hidroeléctrica desde el punto de vista social y privado.

Se dividen los impactos en dos: los beneficios directos en forma de energía eléctrica, irrigación y control de crecidas.

Y los beneficios indirectos y los costos tales como pérdidas de forestación, biodiversidad, incrementos en vectores de enfermedad, etc..

El segundo grupo también incluye la valuación de impactos sociales, tales como reubicación de población afectada por la construcción del dique pero sobre todo del embalse.

1. Costos Privados y Sociales (y externalidades)

El concepto básico de toda evaluación es el valor de los recursos escasos para los individuos.

Es por ello que los valores se basan en las preferencias individuales y el valor total de cualquier recurso es la suma de las valoraciones de los distintos individuos que usan el recurso.

Este sistema es distinto al que utiliza las preferencias de los expertos o de los líderes políticos.

Por lo tanto este sistema mide las valoraciones en términos de "disposición a pagar" por parte de los individuos que se beneficiarán con el recurso y "disposición a recibir el pago" por parte de los

individuos que deberán sacrificar recursos. Los costos de ambos conceptos juegan un papel crítico en la metodología.

Una crítica frecuente de esta base de análisis es que es inequitativa, al otorgarle una alta ponderación al beneficio, sin embargo no existe un método alternativo que sea coherente y consistente que lo reemplace.

De tal manera, si existiera alguna cuestión relacionada con la equidad, esta debería analizarse por separado a la estimación de costo-beneficio presente.

Un segundo pilar de este análisis es el costo de oportunidad, el cual está dado por el valor de los recursos utilizados para obtener el bien bajo análisis.

Dicho valor está dado por la mejor alternativa de uso de esos recursos. Esta noción puede diferir mucho de la noción habitual de costos que se tiene.

Por ejemplo, tómese el costo de desarrollar un embalse inundando un área de tierra. ¿Cuál es el costo de la tierra en la estimación de costos de este proyecto? En algunos casos se coloca a "valor cero", ya que la tierra no es utilizada y no existe ningún flujo de dinero desde el implementador hacia el propietario.

Sin embargo esto es incorrecto en términos de costo de oportunidad, ya que el valor de la tierra debe medirse en términos del valor de la tierra de no haber sido utilizada para la represa. Tal valor podría derivarse del precio de mercado de la producción de dicha tierra (ej.: agricultura) o de un bien o servicio que no tenga un mercado definido (por ej.: su uso recreacional, control de erosión del suelo o la conservación de la biodiversidad).

Ambos conceptos se funden en uno solo al medir los costos de oportunidad en "disposiciones a pagar o a recibir pagos".

Por ejemplo considérese un día de trabajo contratado por la constructora de un dique. La disposición a recibir el pago por ese día de trabajo será equivalente al valor que el trabajador agregue a la mejor alternativa del uso del tiempo, el cual está dado por el costo de oportunidad del tiempo del trabajador. Por otra parte, la disposición a pagar no deberá ser mayor que el valor del uso alternativo que se le puedan dar a esos fondos.

De este modo, los tres conceptos se funden en uno solo (en un mercado competitivo ambas disposiciones se igualan para el trabajador marginal, cuando estas disposiciones difieren, existe espacio para la negociación).

2. Precios sombra de los bienes y servicios

La discusión anterior era necesaria para indicar que se deben realizar ajustes a los costos de los distintos recursos y productos incluidos en el proyecto a analizar (capital, trabajo, electricidad, agua, etc...).

En la medida en que existan precios de mercado para esos recursos y productos, el proceso de ajuste se basa en los Precios Sombra. El concepto más común para la valoración social de estos

bienes y servicios es tomar el precio FOB si se trata de bienes exportables o CIF si se trata de bienes que se importan o que sustituyen importaciones.

Cuando los bienes son no transables, los precios sombra se estiman usando los costos de producción con factores valuados a sus precios internacionales.

Este criterio supone que los precios internacionales son precios libres de mercado. Si no fuera así, deberían realizarse los ajustes previos que permitan eliminar cualquier divergencia con su costo social. Esto significa que los bienes deberán valuarse una vez deducidos los impuestos y subsidios.

Los ajustes más importantes que se realizan en un análisis de proyecto de una represa se relacionan con la valoración de:

- a. Trabajo
- b. Capital
- c. Tipo de cambio
- d. Energía.

Si los precios internos están distorsionados, se deben utilizar precios sombra. Veamos el siguiente ejemplo: Si el salario pagado a un trabajador es de \$ 100/día y el costo de oportunidad de su tiempo es de sólo \$ 50/día, el salario sombra es de \$ 50/día, por lo que debería aplicarse un factor de salario sombra de 0,5 al salario actual para obtener el costo social de la mano de obra.

Cuando ocurre algo como lo expresado en el ejemplo, esto se debe a imperfecciones en el mercado laboral, como podría ser la existencia de sindicatos que mantienen los salarios artificialmente altos o fallas macroeconómicas que impiden que el mercado laboral se "limpie".

El costo de oportunidad está basado en el valor del tiempo en actividades laborales no formales como hacer tareas del hogar o trabajar en el sector informal. El valor total de todas esas actividades es el costo de oportunidad de la mano de obra.

De manera similar, allí donde los mercados de capitales estén distorsionados, el precio de mercado del capital podría no reflejar su verdadera escasez. Esto podría llevar a tener que aplicar los factores de precio sombra que se mencionaran en el ejemplo y que estos sean superiores a 1, algo que se supone de manera rutinaria en la evaluación de proyectos de inversión pública.

3. Estimación de Beneficios Indirectos

Existen muchos impactos indirectos derivadas de las actividades construcción, operación y transmisión de una central hidroeléctrica de gran envergadura.

MÉTODO	IMPACTO	PRIORIDAD
--------	---------	-----------

Productividad	Accidentes de trabajadores y del public	Alta.
	Impactos en la salud del público en general	Alta.
	Deforestación	Alta.
	Ganancia/Pérdida en Pesca	Alta.
	Pérdidas de producción agropecuaria	Media/Alta
	Cambios en la oferta de agua	Baja.
	Costos de traslado de caminos, edificios, etc...	Baja.
	Costos de traslados de población	Alta
Valuación Contingente (disposición a pagar/a recibir un pago)	Accidentes de trabajadores y público en general	Alta
	Impactos en la salud del público en general	Alta
	Cambios en el uso recreacional de la tierra	Media/Baja
	Pérdidas de piezas culturales y arqueológicas	Media/Alta
	Efectos sobre la flora y fauna	Media/Baja
	Cambios en el uso recreacional de agua, incluyendo <i>angling</i>	Media/Baja
	Efectos sobre especies protegidas	Baja/Media/Alta
	Efectos visuales o paisajísticos	Baja
	Traslados de la población	Alta

Valuación Contingente (disposición a pagar/a recibir un pago) y Costos de Traslado	Cambios en el uso recreacional del agua incluyendo <i>angling</i>	Alta
	Cambios en el uso recreacional de la tierra	Media/Baja
Hedónico	Contaminación auditiva de la construcción/operación	Baja
	Accidentes de trabajadores y público en general	Alta

NOTA: varios impactos pueden evaluarse usando más de un método de valuación, existiendo algunos criterios para decidir cuándo es preferible usar uno u otro.

Por supuesto que tales valuaciones se deben hacer en la medida en que la información necesaria esté disponible o pueda ser objetivamente estimada (objetivamente implica que sea chequeada y aprobada por un evaluador externo) a partir de información de proyectos similares. Esta metodología, denominada “transferencia de beneficios” requiere de ajustes a partir de las características particulares de cada proyecto y del entorno en el que se desarrolla (del país, de la provincia, de los mercados en que se desarrollan, etc...).

3.1 Métodos de Productividad.

Estos métodos intentan evaluar cambios en el output usando precios de mercado (si ello fuera posible) o usando valores unitarios para el output obtenido por otros métodos. El proceso de cuantificar los cambios en el output puede llegar a ser bastante complicado. Veamos algunos ejemplos:

3.1.a. Accidentes de los trabajadores y del público

La construcción y operación de un embalse genera un alto riesgo de producir daños e incluso la pérdida de vidas humanas. Los valores que se le asignan a las lesiones que sufren los trabajadores con frecuencia se asocian a los montos de las compensaciones que establecen las leyes que se deben pagar. Este es un pensamiento inadecuado.

Otro enfoque dice que se debe valorar la imposibilidad de generar ingresos más los costos médicos de aquellos que sufren algún daño. Este enfoque también subestima los verdaderos costos (aunque menos que el anterior enfoque) pero tiene mayor asidero si no se dispone de las disposiciones a pagar y a recibir el pago.

Veamos un caso especial: si la persona dañada fuera una persona de edad avanzada o un desempleado, la utilización de este último enfoque no sería apropiado y sí sería válido considerar el costo de oportunidad del tiempo perdido por las lesiones.

Asimismo, como las pérdidas ocurrirán durante un período de tiempo, estas deben ser evaluadas aplicando una tasa de actualización. La elección de la misma es un tema de políticas públicas pero

en los países en vías de desarrollo se aplican tasas de entre el 10 y el 12 % anual real, lo cual tiende a reducir los costos asociados a este tipo de eventos.

3.1.b. Impactos sobre la salud de la población

Estos pueden surgir, por ejemplo, del incremento de la cantidad de vectores de enfermedades derivados de la estanqueidad del agua.

La pérdida de ingresos puede valorarse de la misma manera que en el caso anterior pero el problema aquí es cómo probar la relación entre la enfermedad sufrida por una persona y:

- i) la pérdida de ingresos y;
- ii) el costo del tratamiento médico (no solamente el que debe afrontar la familia del enfermo sino también aquellos en los que incurre el Estado).

9

3.1.c. Pérdidas de flora, fauna o de producción agrícola.

El método basado en cambios de productividad se ajusta mejor a la medición de cambios en el output de estas variables al poder valorar la pérdida que significa en estos términos el perder tierras bajo las aguas o por la construcción de caminos o por otras razones relacionadas con la construcción de una represa. Para su valuación deben seguirse los siguientes pasos:

- i. Si el activo que se pierde tiene un precio de mercado y las características son razonablemente competitivas, el valor de la tierra en el mercado puede usarse para valorar el beneficio privado perdido.
- ii. Si el activo no se transa en un mercado, puede utilizarse el valor presente neto del output de dicho activo. El mismo sería igual al valor del output menos los costos relacionados con su obtención (siembra, cuidado y extracción). El problema aquí es la valoración del output. Se debe tener en cuenta si la venta se puede dar en un mercado de las condiciones especificadas en i., sino debe tenerse en cuenta un valor relacionado con su valor de uso.

En este aspecto debe tenerse en cuenta si este recurso se está utilizando de manera sostenible. Veamos el siguiente ejemplo:

Supóngase que la construcción de una represa inundará 1.000 Has. de tierra forestada.

La madera puede obtenerse y venderse a un valor neto de \$ 300/m³ y cada Ha. genera 100 m³ de madera.

Si la represa no se hubiera construido, se hubiera podido realizar un ritmo de tala de 15 m³ por Ha por un tiempo indefinido.

Además, se considera que el valor neto de la madera crecerá a un ritmo del 3 % anual.

La tasa de retorno es del 10 %.

Dado que estos beneficios no ocurrirán, el costo neto de la pérdida de la madera (CN) derivado de la construcción de la represa se debe calcular de la siguiente manera:

$$CN = v_0 - \sum_{t=0}^T \frac{v_t (1+g)^t}{(1+r)^t}$$

Donde: v_0 es el valor de la “cosecha” inicial.

v_t es el valor de la cosecha del año t ($t = 1, 2, 3, \dots$)

g es la tasa de crecimiento anual de los ingresos netos

r es la tasa de descuento

En el ejemplo que se está analizando T es igual a infinito, por lo que el costo neto se simplifica en la siguiente ecuación:

$$CN = v_0 - \frac{v_1}{r-g}$$

10

Aplicando los datos del ejemplo:

$$CN = \$/m^3 300 * 100 m^3/ha * 1000 has. - (15 m^3/ha * \$/m^3 300 * 1000 has) / (1 + 0.03 - 0.1) = -\$ 25.161.290,32$$

Los cálculos son similares para otros outputs como fauna ictícola, agricultura, etc... Si el output no se vende, el valor neto debe basarse en el valor de mercado del output equivalente que es vendido o en el valor de un sustituto que el usuario podría utilizar si el producto no estuviera disponible.

- iii. Todo lo anteriormente explicado no se aplica a efectos indirectos como la pérdida (o ganancia) de biodiversidad, el uso recreacional de las aguas, etc... Estos deben obtenerse a través de otros métodos como el de Valuación Contingente (CVM) o el de Costo de Viaje (Travel Cost) que se detallarán más adelante.

3.1.d. Cambios en la oferta de agua y otros factores donde se requiere un cálculo hacia atrás.

Hay algunos elementos de la producción o uso que no tienen mercado pero tienen un valor que puede derivarse del valor del bien final.

El proceso de cálculo de ese valor se denomina *netbacking*. Se toma el valor del bien final y se le deducen los costos de distribución, procesamiento, etc... El valor neto es el que se le atribuye al bien o servicio que se analiza.

De esta manera puede valorarse, por ejemplo, el incremento del agua disponible para otros usos (consumo humano, riego, etc...).

3.1.e. Reubicación de la población

Este es un aspecto de gran importancia en casi todos los proyectos hidroeléctricos aunque su costo es difícil de obtener, ya que está claro que tomar el valor de los activos perdidos valorados a precios de mercado no es suficiente.

Debe otorgarse algún tipo de valoración a la disponibilidad de pago de los individuos. Esto se analizará más adelante.

Por ahora, baste con mencionar que los costos de reubicación de la población incluyen compensaciones por los ingresos perdidos durante un período específico, compensaciones por la pérdida de los activos o los costos de reconstrucción de los hogares y los negocios, compensaciones por las pérdidas temporarias de producción mientras dura el período de reubicación y el costo de traslado y organización del proceso de traslado.

No debería incluirse la compensación por ingresos perdidos si ya se estimó e incluyó el precio económico de la tierra ya que, de incluirse, se estaría contabilizando como un costo económico dos veces el pago de la compensación a los propietarios.

De todas maneras, hay que ser consciente de que los costos financieros generalmente serán superiores a los económicos, ya que estos últimos subestiman los costos de reubicación en los siguientes aspectos:

- i. Las personas sin tierra pierden su medio de vida y sus pérdidas no son tenidas en cuenta.
- ii. Aquellas personas que pierden tierras tienen una disposición a aceptar pagos superiores al valor de la tierra.

3.2 Métodos de Valuación Contingente (CVM)

En este método se le pregunta a las personas cuánto están dispuestos a pagar por obtener los beneficios asociados a la construcción de la represa o bien cuánto están dispuestos a recibir como compensación por tolerar un daño o costo.

De esta manera se persigue captar las valoraciones individuales derivadas de un incremento o reducción en la cantidad o calidad de un determinado bien o servicio.

Se crea de esta manera un *mercado contingente* en donde se explicitan las preferencias de los individuos. Para ello es clave que los participantes del mercado –los encuestadores, el cuestionario y los encuestados- conozcan del tema y de los bienes de los cuales se habla en la encuesta, ya que de ello depende la calidad de las respuestas que se reciban.

El diseño de las preguntas de la encuesta es un aspecto clave y existen varios métodos para obtener la expresión de las preferencias individuales

Los métodos CVM han despertado gran interés, por lo cual, para mayores detalles será útil remitirse al trabajo de Arrow y otros (1993), en donde se establecen algunas pautas para realizar un análisis basado en este método que proporcione una determinación aceptable de los costos a soportar.

Aunque se ha comentado aquí que el método de valuación contingente es muy interesante y muy utilizado, no existen ejemplos de aplicaciones a proyectos hidroeléctricos, lo cual no lo inhabilita para evaluar sus impactos.

3.2.1. Valoración de los impactos por mortalidad y morbilidad de un proyecto hidroeléctrico.

Ya fue mencionado anteriormente que cuando los trabajadores o el público en general sufre efectos sobre la salud o muere, lo usual es valorar esos impactos a través de la suma de las pérdidas de ingresos más los costos de tratamiento médico.

También se mencionó que dicha valoración subestima los verdaderos valores, ya que la mayoría de las personas tiene una mayor disposición a pagar (o mayor disposición a recibir una compensación) que lo que ese método arrojaría.

Los efectos de una muerte se estiman a través del denominado Value of Statistical Life (VOSL), el cual se puede explicar de la siguiente manera: supóngase que se les pregunta a las personas acerca de su disponibilidad a pagar a cambio de una reducción en el riesgo de muerte del 0,001 % y ellas contestan: \$ 5.

Esto implica que un grupo de 100.000 personas estaría dispuesta a pagar \$ 500.000.- por tal reducción y el resultado sería que una de ellas no moriría.

Por lo tanto, el valor de esa vida tiene un valor de \$ 500.000. Este no es el valor de un individuo pero sí su valor estadístico.

Este valor se estimó utilizando Métodos de Valuación Contingente y Métodos Hedónicos (que se explicarán más adelante).

Los valores así obtenidos son significativamente superiores a los establecidos por el enfoque de productividad y además evita el problema de este último acerca de que aquellos que no tienen ingresos no reciben compensaciones.

Si las estimaciones están disponibles, se recomienda su uso en la valoración de efectos de mortandad derivadas de las actividades de las represas hidroeléctricas.

Si no estuvieran disponibles, se podría aplicar el método de transferencia de beneficios: si el valor estadístico de la vida está disponible para el país A, el valor de la disposición individual a pagar para

el país B podría variar con las diferencias de ingreso real entre el país A y el país B. En términos de una ecuación esto podría expresarse de la siguiente manera:

$$\mu = VEVA * \left(\frac{Y_B}{Y_A} \right)^{\eta}$$

Donde: Y_i es el ingreso real per cápita de cada país.⁴⁴⁸

η es la elasticidad-ingreso de la disponibilidad a pagar⁴⁴⁹

Para el caso de la morbilidad el problema del cálculo es más difícil, sobre todo para países en vías de desarrollo, en donde no hay tantas estadísticas sobre la salud de la población (como visitas al hospital, días no trabajados por motivos de salud, etc...).

También es difícil de aplicar el método de transferencia de beneficios, ya que la percepción de los efectos sobre la salud son más bien de tipo cultural.

De tal manera, se debe utilizar algún método de productividad, pero sabiendo que estamos subestimando los verdaderos costos de la morbilidad.⁴⁵⁰

3.2.2. Reubicación de la población.

Ya se mencionó anteriormente que los costos asociados a este aspecto se subestiman si se tienen en cuenta los costos directos de la tierra y las pérdidas de output, etc... Existe numerosa evidencia de que las personas se sienten peor si son forzadas a trasladarse y ser compensadas de acuerdo al valor de mercado de los activos que perdieron. En gran parte porque hay algunos activos, como el capital social, que no tienen valor.

Los métodos de valoración contingente pueden explicitar la disposición a recibir una compensación por la pérdida de su medio de vida, aunque existen serios problemas en la utilización de este método.

⁴⁴⁸ Datos sobre el ingreso real per cápita de distintos países están disponibles en las series de Paridad de Poder de Compra ajustadas por ingreso per cápita del Banco Mundial.

⁴⁴⁹ Distintos estudios la estiman entre 0,3 y 1.

⁴⁵⁰ Algunos estudios en los Estados Unidos sugieren que los costos estimados por valuación contingente son de 2 a 3 veces superiores a los obtenidos por métodos de productividad.

El principal es que las estimaciones de la disponibilidad a percibir una compensación no son confiables, ya que los encuestados dan respuestas irreales y que no están relacionadas con el contexto personal que están viviendo.

Si se les pregunta cuánto están dispuestos a pagar para no ser relocalizados, los montos respondidos son muy bajos, en general relacionado con su situación de ingresos.

Por tal razón estos métodos no se han aplicado a temas de relocalización.

Una alternativa que practican muchos gobiernos es la de otorgar a los desplazados una compensación financiera por la pérdida de sus activos, más activos de valor equivalente en los que pueden desarrollar una nueva vida similar a la que debieron dejar. Esto podría verse como una doble compensación pero de hecho no lo es, ya que este doble pago apunta a compensar la pérdida de bienestar resultante de la relocalización.

13

3.2.3. Actividades recreativas.

Las represas pueden generarlas o eliminarlas. Estimaciones de los valores asociados a esta variable se obtienen de mejor manera a través de los métodos de costo de viaje (que se verán más adelante), pero los métodos de valoración contingente también pueden proveer información relevante.

El método de transferencia de beneficios es de difícil aplicación ya que se trata de casos particulares de tipo regional o local.

3.2.4. Pérdidas culturales.

En teoría, las represas deberían evitar pérdidas severas de patrimonios culturales o religiosos. Pero si no se pudiera evitar, las pérdidas deben ser valoradas y la única alternativa es la de los métodos de valoración contingente. Los estudios deben ser específicos para cada caso, ya que se trata de patrimonio local.

3.2.5. Pérdida de fauna e impacto sobre especies en peligro.

Muchos proyectos hidroeléctricos han sido criticados por producir este tipo de pérdidas. En los casos en que la pérdida se asocie a un *valor de uso*⁴⁵¹ las estimaciones basadas en métodos de valoración contingente o costo de viaje pueden aplicarse.

Pero no se pueden aplicar estos métodos cuando la pérdida no se asocia a valores de uso, sino que surge de personas que no han visitado nunca la zona pero tienen una disposición a pagar para que se preserve el ecosistema y la fauna.

⁴⁵¹ Por ejemplo turismo fotográfico o caza.

En estos casos, un estudio basado en estos métodos requiere de una extensión internacional ya que gran parte de las disposiciones a pagar se encuentran fuera de las fronteras del país donde ocurren los impactos.⁴⁵²

3.3. Métodos de Costo de Viaje

Estos métodos son una extensión de la teoría del consumidor en la que se le presta especial atención al valor del tiempo y a las opciones de lugares para visitar.

Estos aspectos son utilizados para valorar los beneficios de mejoras en la infraestructura recreativa en parques o la valoración de sitios culturales que son visitados por personas de todo el mundo.

Existen numerosas aplicaciones en el mundo desarrollado. En varios países en vías de desarrollo se están utilizando modelos de este tipo para estimar los beneficios derivados del desarrollo del turismo a través de parques temáticos o en mejoras costeras.

En estos modelos se parte del supuesto de que existe una demanda para los servicios de un determinado lugar, la cual depende de los atributos de ese sitio y de otros sitios alternativos que ofrecen servicios similares.

La existencia de alternativas depende de quiénes lo visiten: para los residentes locales las alternativas son los sitios próximos al que se está analizando. Para los turistas extranjeros habrá otros lugares en el mismo país y en otros países.

En cualquier caso el objetivo es estimar las curvas relevantes de demanda o la máxima disposición a pagar de cada individuo.

A partir de allí se valora el incremento en el bienestar derivado del proyecto, el cual se espera que desplace la curva de demanda y modifique el precio.

El precio al que se hace referencia aquí está relacionado con lo que se está dispuesto a pagar por los servicios ofrecidos en determinado lugar, más allá de que luego se pague efectivamente o no por ellos.

Un elemento clave para la determinación del precio a través del método de costo de viaje es el tiempo que nos tomamos para llegar al lugar y los costos de llegar hasta allí.

Los beneficios de una visita son la diferencia entre la disposición a pagar y el costo de la visita, siendo la disposición a pagar el área bajo la curva de demanda.

Al momento de aplicar este método se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- ¿Qué valor se le asigna al tiempo?
- ¿Qué modelo estadístico debe aplicarse para estimar los beneficios por recreación?
- ¿Qué tratamiento se le da a visitas de diferente duración?

⁴⁵² Una situación de este estilo ocurrió cuando se pretendió hacer una represa sobre el río Nilo en Egipto que inundaría el denominado Valle de los Reyes, donde se encuentran varias pirámides. Algunas

- ¿Qué tratamiento se le da a las preferencias de aquellos que no visitan el lugar pero tienen disponibilidad a pagar por él?
- ¿Cómo se estima el cambio en la demanda cuando la calidad del lugar mejora o se deteriora?

Hacer esto implica tener en cuenta algunos aspectos relacionados con estimaciones técnicas que no son fáciles de abordar para cada proyecto hidroeléctrico e involucran una gran cantidad de dinero invertida para obtener estos datos.

Una posibilidad es la de tomar las estimaciones de beneficios por el método de costo de viaje de otros proyectos y aplicarlos al número de visitantes que concurrirán al lugar bajo análisis.

organizaciones arqueológicas presentaron demandas en la Corte de Nueva York, donde tenía sus oficinas la empresa que iba a construir la represa.

Para ver si es necesario realizar el estudio (y gastar altas sumas para obtener los datos) se pueden tomar los beneficios de casos similares y ver si generan cambios sustanciales en la evaluación del proyecto. Si no lo hace, se puede dejar como está.

3.4. Métodos Hedónicos.

Este enfoque busca aquellos mercados en los que los bienes o factores de producción (como tierra y mano de obra) son comprados y vendidos y observa que los factores ambientales son frecuentemente atributos de esos bienes o factores.

Dado que diferentes ubicaciones de la tierra o diferentes trabajos tienen distintos atributos ambientales, estas variaciones resultarán en diferencias en el valor de las propiedades y salarios.

15

Centrándose en el valor de la propiedad, el enfoque hedónico intenta, a través del uso de técnicas estadísticas apropiadas:

- Identificar cuánto del diferencial del valor de una propiedad –con respecto de otra- es debido a una diferencia de tipo *ambiental*.
- Inferir cuánta gente está dispuesta a pagar por una mejora en la calidad ambiental que enfrentan y cuál es el valor social de la mejora.

Las técnicas utilizadas para obtener estos datos están basadas en regresiones múltiples en las que los datos pueden ser series de tiempo o cross section o pooled data.

De estas tres, la más confiable es la de cross section, ya que controlar la existencia de otros factores determinantes a través del tiempo es mucho más difícil.

Este método ha sido exitoso en los países desarrollados para estimar los costos de la polución del aire y auditiva pero su uso en países en vías de desarrollo ha sido más limitado.⁴⁵³

El uso de estudios hedónicos en proyectos hidroeléctricos no ha sido de gran importancia, salvo que el proyecto tenga un impacto sobre la oferta de agua a la comunidad. En caso de tenerlo, el valor de la oferta de agua puede obtenerse de la siguiente manera:

Para estimar el valor del servicio de agua potable se requiere de una muestra estratificada. La encuesta debe incluir preguntas sobre la situación del morador del hogar (es propietario o alquila), valor del inmueble, ingresos y otras características del encuestado.

Luego se le dan varias alternativas para obtener agua potable (conexión privada a la red de agua potable, pozo privado, pozo público, una surgente natural o un repartidor de agua) y cuánto estarían dispuestos a pagar por ella en cada caso.

Luego se debe estimar la distancia a la fuente de agua potable.

A través de un análisis econométrico detectar la disposición a pagar por el agua potable de red según el nivel de ingresos. Analizar si la distancia a la fuente tiene algún efecto sobre la disposición a pagar.

Como conclusión de este apartado se debe mencionar que una metodología de análisis similar se debe seguir para el estudio y valuación de los beneficios asociados a control de crecidas y de irrigación⁴⁵⁴, los cuales representan, junto con los beneficios derivados de la generación hidroeléctrica, los ítems centrales de los beneficios y la parte esencial para que un proyecto hidroeléctrico sea viable.

Aunque pareciera complicarse bastante con la utilización de técnicas muy detalladas, es importante mencionar que de dicha puntilliosidad surge la posibilidad de contar con estimaciones correctas que permitan conocer si verdaderamente un proyecto de gran envergadura es viable desde el punto de vista económico para la sociedad.

16

~~ALGUNOS INSTRUMENTOS E INCENTIVOS FINANCIEROS QUE FAVOREZCAN LA FINANCIACIÓN DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS~~

En general, del correcto análisis realizado de beneficios y costos asociados a estos proyectos es probable que se concluya que el proyecto es viable desde el punto de vista económico y ambiental para la sociedad, lo cual contribuiría a reducir los principales riesgos a los que se enfrentan estos proyectos cuando son llevados a cabo por alianzas público-privadas: el riesgo político y el riesgo regulatorio.

⁴⁵³ Entre los casos que se pueden citar está la valuación de los beneficios de sitios locales y servicios municipales. A principios de siglo comenzó a aplicarse esta técnica para medir los costos de la polución del aire en Brasil, Corea del Sur, Tailandia y México.

⁴⁵⁴ Se sugiere visitar la página de Internet del Banco Mundial dedicada a estos proyectos: www.dams.org

De este proceso lógico se reducirían los costos asociados a la financiación del proyecto.

Lo anterior se escribió en tiempo potencial debido a que aún se está en la búsqueda de mecanismos que transformen estas características en beneficios tangibles.

Por ejemplo, que de un estudio “correcto” de un proyecto hidroeléctrico surja una mejor calificación para las obligaciones negociables que emita el encargado de ejecutar el proyecto).

De esta manera, se están investigando mecanismos (voluntarios o impuestos) que generen mayores retornos y faciliten el acceso al mercado de capitales a proyectos que muestren mejor sustentabilidad (expresada en el término integral de este concepto).

Entre los mecanismos financieros a desarrollar pueden mencionarse:

1. Acceso al crédito o al capital

La creciente tendencia hacia la inversión sostenible y responsable de parte de los países desarrollados ha llevado a que esta clase de inversiones supere a la inversión tradicional. Esto se debe a la presión de los consumidores y votantes por que la inversión se realice de esta manera.

En tal sentido se puede mencionar la sanción moral que en Estados Unidos se le impone a los políticos que financian sus campañas con fondos provenientes de la industria tabacalera y de las bebidas alcohólicas, paralelo a los juicios a tabacaleras y la prohibición de publicidad de cigarrillos en varios estados.

De tal manera que, ante esta reacción de los consumidores, los analistas financieros han desarrollado una serie de parámetros ambientales que son incluidos en la evaluación financiera de los proyectos de inversión y en la evaluación de las empresas que cotizan en bolsa. Esto va en el camino deseado y requerido para que los proyectos sustentables sean mejor calificados.

El mejor ejemplo de que este movimiento se ha masificado es que en 1999 se lanzó en Chicago el Índice Dow Jones Sustentable, en el que se incorporan sólo a empresas que muestren índices de sustentabilidad superiores a un estándar. Esto ha llevado a muchas empresas a indagar las maneras de ser incluidas en esa canasta de acciones.

De aquí se deriva que se requiere el desarrollo de ciertos lineamientos de análisis similares a los aquí descritos para la valuación de costos y de beneficios

CARACTERÍSTICAS DE FINANCIAMIENTO DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO

De la experiencia de anteriores proyectos hidroeléctricos encarados en la región se desprende que, en general, el aporte financiero al proyecto está dividido en tres partes cuya proporción de aporte puede variar de acuerdo a cada proyecto en particular pero que difícilmente sea sensiblemente distinto a lo que se detallará a continuación:

- A. Una primer fuente estaría compuesta por la generación a precios actuales (unos U\$S 35/MWh) a partir del 5º año, constituyendo la **parte conservadora del proyecto**. Esta parte del proyecto aporta, en términos generales, **un tercio del total** necesario para

financiar el mismo. Puede que las características propias de este proyecto (mayor tamaño, mayor pendiente) jueguen a favor de un mayor aporte de esta fuente aunque todo depende de que el mayor aporte sea proporcionalmente superior a los mayores costos que implica un proyecto de mayor envergadura.

- B. La segunda fuente es de mayor riesgo, aunque se trata de un riesgo combinado entre el propio de mercado y el político. Esta fuente aportaría, en principio, **otro tercio** del total requerido, aunque su variación dependerá justamente de que las variables sujetas a riesgo político y de mercado se presenten favorables al proyecto, como se explicará a continuación.
1. Una porción, que podría llegar a representar el **10 %** del total de la inversión está compuesto por los **Bonos Verdes** que podrían otorgársele a este proyecto.
 2. El **23%** restante podría ser aportado por **el diferencial entre el valor de la energía futura y el actual**. Se trata de la parte de mayor riesgo, ya que en la actual situación del mercado energético los precios de la energía están sujetos a decisiones políticas que los mantienen por debajo del valor de equilibrio. Consideramos que estas restricciones al libre juego de la oferta y la demanda no pueden continuar por mucho tiempo más en el mediano e, incluso, en el corto plazo ya que no es sustentable para el sector generador.

Se estima que en un futuro cercano el valor de la energía estará determinado por las escaseces relativas del mercado regional de la energía debido a la creciente interconexión de los mercados nacionales.

En tal sentido se puede observar que, a pesar de los bajos precios actuales de la energía en el mercado nacional, existe un exceso de demanda de energía eléctrica de importante magnitud que tenderá a profundizarse de reavivarse el crecimiento a tasas decrecientes de la actividad económica, por lo que el valor de la energía debería, bajo condiciones de funcionamiento de mercado con baja intervención regulatoria del Estado, tender hacia los valores regionales que se están pagando por la energía.

En la actualidad en Brasil se está pagando U\$S 50/MWh y se estima que en el mediano plazo alcance los U\$S 60/MWh, con lo que, en línea con lo afirmado en los párrafos anteriores, podría pensarse en valores similares para el mercado energético argentino, en la medida en que la intervención política del mercado energético nacional vaya retirándose por la imposibilidad de mantener precios bajos de los energéticos ni de subsidiar importaciones crecientes de combustibles fósiles.

- C. El tercer elemento aportante a la financiación del proyecto está en los apoyos del Estado Nacional y Provincial a través de **exenciones impositivas** similares a las establecidas por el Decreto N° 642/97 o similares.

Adicionalmente, y en la medida en que se demuestren los importantes beneficios sociales que traería aparejado este proyecto, se deberían gestionar aportes del Estado Nacional y

Provincial a través de **subvenciones** que terminen de complementar la financiación de este proyecto.

En tal sentido, en la medida en que el aporte de la parte del financiamiento sujeta a riesgo sea superior al estimado, el apoyo de estas subvenciones podrá ser menor.

Para dejarlo más claro, a la financiación del proyecto aporta el mercado a través del pago de tarifas mayores que las que actualmente rige en el mercado eléctrico nacional o, en caso de que se mantenga la intervención estatal del mercado energético, deberán ser los Estados Nacional y Provincial quienes aporten el financiamiento faltante.

18

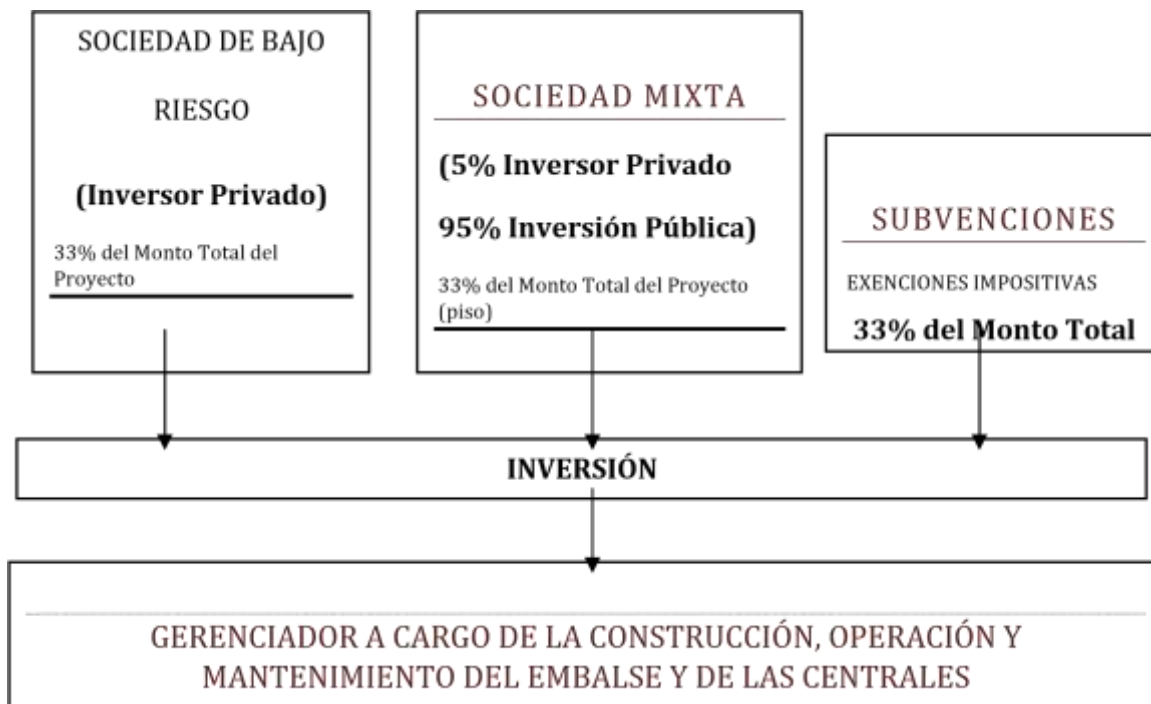
Estructura del Negocio

Ante esta situación se propone el armado de dos sociedades separadas que aporten un tercio del total cada una. La diferencia entre ellas será el riesgo al que estarán sujetas, como se explica a continuación.

- A. **Una sociedad de Bajo Riesgo** compuesta exclusivamente por capitales privados que aportaría un 33 % del capital necesario para la inversión en el proyecto y se fondearía con un 33% del total a través de aportes propios y un 66% con financiamiento tomado en el mercado financiero o a través de instituciones multilaterales de crédito. También podría incluirse aquí la financiación que otorguen los países de donde provengan las turbinas en caso de que se opte por adquirir turbinas importadas.
- B. **Una sociedad Mixta** que aportaría un piso de 33% del monto total a financiar, compuesta en un 5% por aportes privados y un 95% por inversión pública. Esta sociedad se fondearía con el ingreso de lo correspondiente a los Bonos Verdes y por el diferencial de valor de energía futura. De esta manera se estaría asignando gran parte del riesgo político a quien lo genera, de manera de que su destino en esta sociedad dependa en gran medida de sus propias decisiones en materia energética.
- C. **Aportes de los Estados Nacional y Provincial** al proyecto, que alcanzaría un techo de 33% del total a financiar a través de exenciones impositivas y subvenciones al proyecto.
- D. **Un gerenciadore** que se haría cargo de la construcción, operación y mantenimiento de la obra.

ESQUEMA DE LA ESTRUCTURA DEL NEGOCIO

A los fines de colaborar en el entendimiento se reproduce un esquema de la estructura propuesta del negocio que se explicara en el apartado anterior.



19

CONCLUSIONES

Aunque los cursos sobre evaluación de proyectos de inversión se dictan desde hace casi medio siglo en las universidades, los mismos han comenzado a mostrar mayor integralidad en sus análisis recién en la primera década de este siglo.⁴⁵⁵

Hasta no hace mucho tiempo se planteaba que debían rankearse los proyectos según su calificación económica ya que de esa manera se maximizaba el aporte al bienestar colectivo mediante un programa de inversiones y gasto público necesariamente acotado, procurando maximizar el beneficio colectivo por unidad de gasto.

⁴⁵⁵ Un ejemplo de este tipo de análisis es el denominado “Evaluación Expositiva de Aprovechamientos Hidroeléctricos” encargado en 2006 por la Secretaría de Energía de la Nación a EBISA (Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.) que analiza toda la información disponibles sobre 30 proyectos hidroeléctricos, arrojando una calificación sectorial pero también una integrada que permite rankear los proyectos en función de dicha calificación.

Hoy deben tenerse en cuenta aspectos tan importantes como el económico-financiero para la evaluación de proyectos hidroeléctricos, que obligan al desarrollo de teorías y metodologías que aún se encuentran en etapa experimental.

Se deberán desarrollar protocolos de identificación, cuantificación y medición de los impactos de esta clase de proyectos de manera de que expresen los beneficios, costos e impactos de manera integral, para lo cual todos los actores participantes deberán desarrollar un “nuevo idioma” que permita a todos entender de qué se está hablando e iniciar un diálogo y una etapa mucho más rica en materia de evaluación de proyectos.

Por otra parte, las dificultades que muestran los proyectos hidroeléctricos para ser llevados a cabo radican en la dificultad económico-financiera que tiene el sector privado y el sector público por separado para obtener los recursos necesarios para su ejecución.

En tal sentido, en este paper se hace un aporte práctico que permita a ambos sectores conseguir la ejecución del proyecto, participando de manera conjunta, lo que involucra también una adecuada separación y asunción de riesgos en función de la exposición económico-financiera que tenga cada sector.

BIBLIOGRAFÍA

Arrow, K., Solow, R., Portney, P. R., Leamer, E. E., Radner, R. and Schuman, H., 1993, Report of the NOAA panel on contingent valuation. *Federal Register* 58: 4601-4614.

Gutman, P. Et al., 2000, Financial, Economic and Distributional Analysis, World Commision on Dams en www.dams.org.

Kelly, M., 2000, Notes on Financial Instruments and Incentives, World Commision on Dams en www.dams.org.

Markandya, A., 2000, Best Practice Methods for Valuing Energy Benefits, World Commission on Dams en www.dams.org.

North, J. and Griffin, C., 1993. "Water Source as a Housing Characteristic: Hedonic Property Valuation and Willingness-to-Pay for Water", *Water Resources Research*, July.

Sunman, H., 2000, Financing Statistics, Trends and Policies of International Financial Institutions, World Commision on Dams en www.dams.org.

OPÇÕES DE SWING NO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

Mario D. Simões⁴⁵⁶

Denis L. Oliveira⁴⁵⁷

Antônio C. Figueiredo⁴⁵⁸

Leonardo Lima Gomes⁴⁵⁹

Resumo

O presente trabalho tem como objetivo apreçar opções de *swing* no mercado brasileiro de energia elétrica. Os dados do ativo base consistem em 406 observações de preços de liquidação de diferenças (PLDs), entre Jan/2003 e Set/2010, que foram modeladas através de um modelo de reversão a média aritmético de Ornstein-Uhlenbeck. Para o apreçamento das opções o ativo base foi modelado através de uma árvore trinomial de multi-camadas (*Forest*), com o auxílio de uma rotina implementada no software Matlab®, sendo adotado o método de programação dinâmica. Os resultados demonstraram que o valor das opções de *swing* adicionais em um contrato é decrescente com o número de opções embutidas. Após análise de sensibilidade a vários parâmetros da modelagem e contratuais, foi constatada relação direta entre prazo e volatilidade do contrato com o valor das opções, e relação indireta entre este último e a velocidade de reversão à média, taxa livre de risco e preço de exercício.

Palavras chaves:

Opções de *Swing*, PLD, MRM, Árvore Trinomial

Abstract

This paper attempted to price swing options in the Brazilian electricity market. The underlying data base used consists of 406 observations from a series of settlement prices (PLD), which were modeled using an mean reversion arithmetic Ornstein-Uhlenbeck

⁴⁵⁶ Doutorando - IAG/Pontifícia Universidade Católica - Rio de Janeiro, +55 21 8199-6399, msimoes@alum.mit.edu

⁴⁵⁷ Mestrando - IAG/Pontifícia Universidade Católica - Rio de Janeiro, +55 21 8222-8935, denis@iag.puc-rio.br

⁴⁵⁸ Doutor - IAG/Pontifícia Universidade Católica - Rio de Janeiro, +55 21 21389315, figueiredo@iag.puc-rio.br

⁴⁵⁹ Doutor - IAG/Pontifícia Universidade Católica - Rio de Janeiro, +55 21 21389301, leonardolima@iag.puc-rio.br

model. For the options pricing, the underlying model was implemented in a multi-layer trinomial tree (Forest) by means of a Matlab[®] routine using a dynamic programming “backwards” approach for solving the exercise problem. The results showed that the value of additional swing options in a contract decreases with the number of embedded options. A sensitivity analysis indicated a direct relationship between underlying volatility and contract maturity and the options value, and a reverse relationship between the underlying speed of reversion, the risk-free rate and options exercise price.

Keywords:

Swing Options, Settlement Price, MRM, Trinomial Tree

1. Introdução

Recentemente diversos países iniciaram o processo de reestruturação do setor elétrico, tendo como alicerce a desregulamentação e liberalização comercial (Lucia & Schwartz, 2002). Embora as razões para tal reforma sejam diversas, geralmente estão associadas ao incentivo por competição para fins de ganho de eficiência, redução de custos e aumento de investimentos no longo prazo. No Brasil esse processo teve início na década de 90 e foi acompanhado por diversas privatizações, que visavam: 1) desverticalizar as empresas estatais de energia a fim de separar as atividades de geração, distribuição e transmissão; 2) promover o livre acesso às redes de transmissão e distribuição e, por fim; 3) introduzir a atividade de comercialização no setor (Felizatti, 2008). Em paralelo, o processo de reestruturação do setor de energia no Brasil visava o desenvolvimento de um ambiente competitivo, de máxima eficiência que viabilizasse investimentos em expansão e garantisse o alinhamento entre demanda e oferta de energia (Paschoalino & Loureiro, 2007).

Essa transformação de uma política de gerenciamento de riscos centralizada na figura do Estado em um novo modelo, baseado em ações individuais com maior flexibilidade, contribuiu para um crescente acúmulo de incertezas ao setor, que vão desde as perspectivas com relação à expansão da oferta até a gestão de riscos relacionados à variabilidade do consumo e preços de mercado (Zanfalice, 2007).

Outro fator significativo nesse novo ambiente é a própria variação dos preços de energia, que além de ser elevada, quando comparada a qualquer outra commodity (Rodrigues, 2007), apresenta origens complexas. No Brasil, no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), segmento no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre vendedores e distribuidores, os preços à vista são formados por otimização, sujeita a aspectos relacionados à temperatura, pluviometria, logística de operação, restrições de transmissão e disponibilidade de combustíveis (Felizatti, 2008). Paralelamente, no Ambiente de Contratação Livre (ACL) a negociação bilateral predomina, embora os preços à vista são fortemente influenciados por aqueles do ACR. Além de todas essas variáveis causais, a dinâmica dos preços no setor de energia também é influenciada pela sazonalidade, flutuações diárias na demanda, a impossibilidade de armazenamento,

dificuldade de transferência do produto, significativa presença de picos na série de preços, bem como a intensa volatilidade e a baixa liquidez do mercado, o que dificulta a modelagem e a previsão dos preços (Blanco, Gray, & Hazzard, 2003; Pilipovic, 1998; Rafal Weron, 2005).

Dessa forma torna-se claro que os diversos agentes do setor elétrico necessitam de procedimentos capazes de permitir o gerenciamento do risco e de ferramentas que facilitem a tomada de decisão em busca de maximização dos lucros. Nesse contexto, a utilização de metodologias com foco em derivativos é uma das alternativas de auxílio à mitigação de riscos associados ao setor, já que oferece a possibilidade de “decompor e negociar de modo separado os riscos que cercam determinada negociação” (Carvalho, Souza, Sicsu, Paula, & Studart, 2000, pág. 346).

Os derivativos permitem que os riscos envolvidos nas negociações sejam redistribuídos entre os agentes de acordo com suas preferências. Sob a perspectiva do usuário industrial, o propósito para uso de contratos envolvendo derivativos de energia elétrica é manter suas plantas em funcionamento sem desperdício ou falta de energia elétrica, e para tal o empresário está disposto a pagar um prêmio adicional ao preço da commodity para consumir a energia quando lhe for conveniente. Por outro lado, as comercializadoras requerem contratos com derivativos para fins de gerenciamento de suas carteiras e do risco contra a variação dos preços, garantindo assim um fluxo de caixa adequado ao longo dos anos.

Segundo Studart (1998) a possibilidade de distribuição dos riscos, proteção contra oscilações inesperadas e a flexibilidade para construção dos instrumentos de proteção justificam o uso de derivativos no segmento de energia. Este tipo de proteção pode ser empregado em diversas etapas do processo produtivo, como por exemplo, o controle de custos dos insumos através de derivativos crosscommodity, que protegem os geradores contra as oscilações dos preços dos insumos (gás, carvão e etc), permitindo repassar qualquer variação ao valor do produto final. Derivativos podem ainda ser utilizados em operações de financiamento, uma vez que estas envolvem grandes montantes de recursos e elevado tempo para maturação do negócio, o que expõe a empresa a riscos financeiros, cambiais e de taxa de juros.

Segundo Felizatti (2008), a inclusão de flexibilidades no mercado de energia no Brasil tem aparecido sobre a forma de cláusulas contratuais, aplicadas algumas vezes no ambiente de contratação regulado (ACR) e, mais frequentemente, no livre (ACL). Vale ressaltar que o uso de derivativos para fins de hedge está diretamente relacionado à liquidez, ao nível de padronização dos contratos e a existência de mercados futuros, o que dificulta sua aplicação no ACR. Logo, nessa fase inicial de reestruturação do setor, o ACL exerce um papel fundamental para o desenvolvimento de um mercado de controle de risco, pois sua flexibilidade permite a aplicação de metodologias baseadas em derivativos em seus contratos bilaterais.

Entre os contratos de derivativos presentes no setor elétrico mundial, pode-se destacar as chamadas *Swing Options*. Estes instrumentos são opções volumétricas que fornecem ao possuidor o direito, mas não a obrigação, de ajustar o volume nominal de recebimento ou entrega da commodity, aumentando-o ou reduzindo-o, por um determinado número de períodos e com alguma restrição de quantidade máxima e mínima, cuja violação pode impor penalidades. Segundo Felizatti (2008), sua aplicação no segmento de energia é justificada pelas próprias características do setor, cuja série de preços apresenta saltos e picos e, geralmente, tendem a reverter a média em grande velocidade. Dessa forma, as opções de *swing* são importantes mecanismos capazes de permitir ao comprador ajustar seu recebimento de energia de modo a absorver os riscos de alta nos preços. Além disso, esse mesmo tipo de opção pode ser utilizada para capturar as variações sazonais presentes no preço de energia intra-ano.

Dado que a precificação de qualquer derivativo perpassa por uma metodologia de previsão do nível do ativo base, é fundamental que este processo seja modelado especificamente para a commodity analisada, englobando suas características e valorando o prêmio justo associado àquele tipo de flexibilidade. Por essa razão, o presente estudo tem como objetivo analisar o comportamento dos preços de liquidação de diferenças (PLD) no setor elétrico brasileiro, identificando sua tendência e volatilidade através de um modelo de reversão a média de Ornstein-Uhlenbeck (OU). Ainda faz parte do escopo desse trabalho identificar a influência de parâmetros da modelagem dos preços no valor das opções de

swing (*swing options*) em um contrato de energia padrão hipotético, analisando-se a sensibilidade do prêmio destas em função do número de *swings*, do prazo contratual, da volatilidade, da velocidade de reversão a média dos preços e de alterações no valor da taxa livre de risco. Para atingir os objetivos mencionados, foi adotado método de programação dinâmica implementado no software Matlab®, utilizando uma árvore trinomial de multi-camadas (*Forest*).

O presente trabalho está organizado da seguinte forma: a seção 2 apresenta uma revisão de literatura, na parte 3 é descrita a metodologia adotada, na seção 4 são apresentados e discutidos os resultados obtidos e, por fim, são feitas conclusões e sugestões de trabalhos futuros na parte 5.

2. Revisão de Literatura

Existem diversas versões de *Swing Options* apresentadas na literatura, no entanto, metodologias de precificação desses derivativos têm sido introduzidas apenas recentemente. Ao contrário da maioria das commodities, cujos preços geralmente são modelados via Movimento Geométrico Browniano (MGB) (Hull, 2000), os preços de energia possuem tendência de reversão a uma média de longo prazo, o que impõe novos desafios para sua modelagem. Além disso, as ferramentas quantitativas clássicas que são freqüentemente utilizadas em outros mercados de energia não se aplicam no caso da energia elétrica, uma vez que suposições tais como normalidade, independência dos retornos e homocedasticidade são raramente encontradas (Souza, 2003). Segundo Pemberton Jr. (2006) mesmo modelos de difusão com reversão à média e saltos apresentam pouca aplicação, basicamente por duas razões: reduzido histórico de dados e o complexo procedimento para a formação de preços, atualmente modelados pelo operador do pool através dos programas NEWAVE e DECOMP.

Em relação aos trabalhos nacionais, ainda são poucos aqueles que discorrem sobre o tema opções no setor elétrico e menor ainda os que envolvem análise quantitativa, o que reforça e justifica a importância do presente estudo. Dentre as poucas iniciativas, Torres (2006) modelou contratos contendo flexibilidades do tipo Take-or-Pay, utilizando a teoria

clássica de opções desenvolvida por Black e Scholes (1973). O autor adotou como premissa que o comportamento estocástico do retorno dos preços segue um Movimento Geométrico Browniano. Segundo Fellizatti (2008), “essas suposições são pouco realistas para o mercado brasileiro, já que os PLD tendem se afastar da distribuição Log-Normal e, principalmente, não possuem variâncias constantes e nem são independentes no tempo”.

Gomes (2002) em sua tese de doutorado estudou o melhor instante para se investir em termelétricas no Brasil com o auxílio da teoria das opções reais, que corresponde a uma extensão dos conceitos de opções financeiras aplicados para fins de avaliação de investimentos. Em outro trabalho, Gomes et al (2005) utilizou os conceitos da teoria clássica de opções para flexibilidades contratuais no ambiente de contratação livre. Os prêmios das opções foram estimados com base em simulação dos preços spot mensais e os resultados demonstraram que o valor agregado das flexibilidades pode chegar ao significativo valor de 15% contrato.

No que diz respeito aos trabalhos sobre o assunto fora do Brasil, Black (1976) foi pioneiro no apreçamento de opções em contratos de commodities de futuro. Joskow (1985) examinou diversos contratos de carvão e concluiu que a maioria apresentava cláusulas do tipo “Take-or-Pay”, que podem ser consideradas uma versão simplificada das opções de *swing*. Em 1987 o mesmo autor examinou novos contratos de carvão e concluiu que os mesmos evoluíram, sendo agora especificados os níveis de entrega mínimos e máximos por período, ou seja, um indício de aplicação de opções de *swing* no segmento de carvão. As opções de *swing* e suas variações também foram objeto de estudo de Kaminski e Gibner (1995), Barbieri e Garman (1996) e Garman e Barbieri (1997), porém nenhum deles discutiu com detalhes como apreçar esses tipos de opções.

Schwartz (1997) analisou o comportamento estocástico dos preços de commodity através de três modelos, um MGB, um MRM OU e um modelo composto de um MRM OU e um processo de Poisson. Estes últimos foram objeto de estudo de Clewlow e Strickland (2000), que incorporaram saltos nos modelos de reversão a média, posteriormente analisados por Geman e Roncoroni (2006) e Weron (2008)

Lucia e Schwartz (2002) a partir de dados retirados do Nordic Power Exchange utilizaram um modelo de fator único para modelar o preço spot de energia. Posteriormente, e no mesmo trabalho, sugeriram a aplicação de um modelo de dois fatores como forma de corrigir a correlação perfeita encontrada nos preços spot de energia (limitação do primeiro modelo). No segundo modelo, Lucia e Schwartz (2002) incluíram um fator estocástico semelhante aquele apresentado por Schwartz e Smith (2000). Após testarem os dois modelos os autores concluem que na base de dados analisada a volatilidade depende das estações do ano, que sua modelagem pode ser feita via processo de reversão a média e que a inclusão de saltos é uma alternativa a ser incluída em trabalhos futuros.

Há ainda os métodos baseados em árvores trinomiais múltiplas, conhecidas como *Forest*. Jaillet, Ronn e Tompaidis (2004) adotaram essa metodologia trinomial e utilizaram diversas árvores simultaneamente para apreçar uma opção de *swing*. Apesar da complexidade, as árvores trinomiais ainda são aproximações das distribuições de probabilidade, o que pode gerar falhas no processo de precificação. Hambly, Howison e Kluge (2009) desenvolveram uma extensão do modelo apresentado por Jaillet, Ronn e Tompaidis (2004) ao usarem, além de múltiplas camadas de árvores capazes de capturar o movimento dos preços futuros, um processo de Poisson na tentativa de modelar os saltos presentes nos preços de energia elétrica. Os resultados demonstraram, para preços de energia elétrica, melhores aproximações quando comparados aqueles de árvores trinomiais baseadas em modelagem de um MRM puro, sem adição de saltos,. Vale ressaltar que a parametrização deste modelo baseou-se na existência de um mercado onde se pode utilizar contratos de opções e futuros através dos quais é possível calibrar a volatilidade devida aos saltos. Segundo Nadi Aydm (2010), o modelo que incorporou o maior número de características do setor elétrico foi desenvolvido por Cartea e Figueroa (2005), ao utilizarem dados históricos e estimativas futuras para calibração do modelo de difusão com reversão a média e saltos.

Mats Kjaer (2008) investigou o apreçamento de opções de *swing*, baseado em uma série histórica de preços do mercado elétrico do NordPool, utilizando um modelo de reversão a média que segue um processo de Ornstein-Uhlenbeck mais um componente que

incorpora saltos . Através de um algoritmo desenvolvido com o auxílio de programação dinâmica, o autor conseguiu demonstrar que há uma estratégia ideal ao se empregar opções de *swing*, sendo que o preço da opção pode ser incrementado em até 35% quando saltos são adicionados ao modelo de difusão básico de reversão à média.

3. Metodologia

3.1 Modelagem do Ativo base

No presente trabalho foi utilizada uma metodologia baseada na modelagem do ativo base (preços de energia elétrica) através de um modelo de reversão à média de Ornstein-Uhlenbeck, sem adicionar qualquer consideração sobre um processo de saltos. Embora a literatura revista indique a vantagem da incorporação de saltos ao processo de difusão para a modelagem de tal ativo, a ausência de mecanismos contratuais para a negociação de futuros ou opções no ambiente de contratação de eletricidade no Brasil tornaria ineficiente a parametrização desse processo. Assim, procurou-se seguir a literatura do setor no que diz respeito a tentativa de modelagem através de um MRM, mas ignorou-se a sofisticação adicional pelas razões apontadas.

Por outro lado, seria necessário verificar se o processo em questão realmente admitia a modelagem na forma efetuada. O ativo básico considerado foram os preços PLD semanais desde a primeira semana de 2003 até setembro de 2010, inclusive, totalizando 406 observações. Um gráfico dos dados de preço pode ser visto na **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

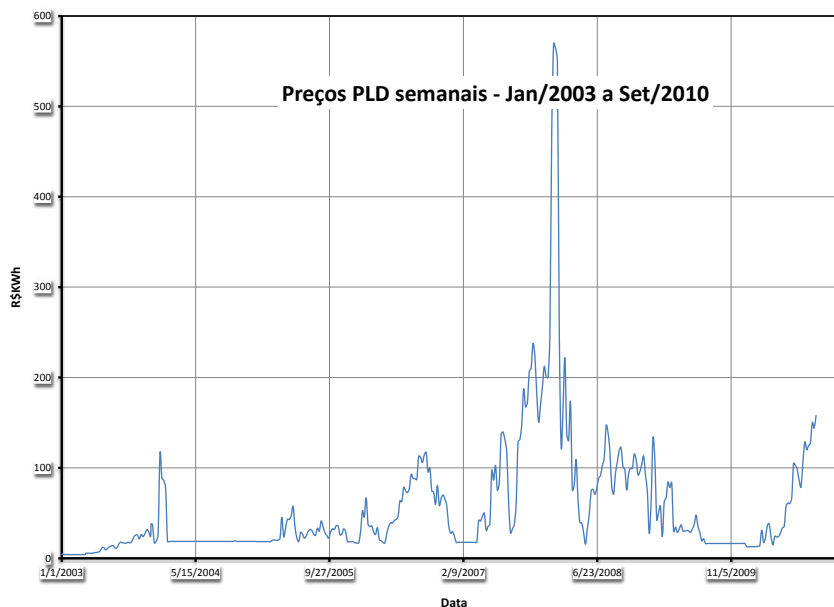


Figura 14 – Preços PLD semanais em R\$/kWh

Para decidir pela modelagem da série de preços em mãos como um movimento de reversão á média, em primeiro lugar optou-se por testar a estacionaridade dos dados disponíveis, uma vez que um MRM implica em dados estacionários. A modelagem utilizada baseia-se nos logaritmos dos preços (Hambly, Howison, & Kluge, 2009):

$$x = \ln(s) \quad (1)$$

Onde: s é o preço à vista.

Para testar a estacionaridade dos dados foi usada a prática de análise confirmatória (Brooks, 2008), efetuando-se um teste de raiz unitária ADF⁴⁶⁰ e um teste estacionaridade KPSS⁴⁶¹ na série de logaritmos dos preços, sendo os resultados de ambos listados nas tabelas 1 e 2, abaixo:

⁴⁶⁰ ADF = Augmented Dickey Fuller

⁴⁶¹ KPSS = Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin

Tabela 1 – Teste de Raiz Unitária ADF

Null Hypothesis: MEDIA_BRASIL has a unit root			
Exogenous: Constant			
Lag Length: 8 (Automatic - based on SIC, maxlag=17)			
		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-2.664142	0.0813
Test critical values:	1% level	-3.446608	
	5% level	-2.868601	
	10% level	-2.570597	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.			

Tabela 2 – Teste de Estacionaridade KPSS

Null Hypothesis: MEDIA_BRASIL is stationary		
Exogenous: Constant		
Bandwidth: 15 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel		
		LM-Stat.
Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin test statistic		0.593065
Asymptotic critical values*:	1% level	0.739
	5% level	0.463
	10% level	0.347
*Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (1992, Table 1)		

As estatísticas de teste obtidas estão destacadas em negrito nas respectivas tabelas, e a sua interpretação é a seguinte: o resultado do teste ADF, não consegue rejeitar a hipótese de existência de raiz unitária mesmo a 5% de nível de significância. Por outro lado, a estatística KPSS não consegue rejeitar a hipótese nula da mesma série ser estacionária a um nível de significância de 10%.

Desta forma, conforme Brooks (2008) pág. 331, os resultados conflitantes não suportam com robustez uma hipótese do processo de difusão seguir um MGB. Por outro lado, a literatura é enfática ao declarar que preços de energia elétrica são mais precisamente modelados através de um processo de reversão à média do que por um processo explosivo como um movimento geométrico browniano.

Assim, a observação visual da série de dados disponíveis levou-nos a preferir uma modelagem pelo primeiro processo, especificamente um Movimento de Reversão à Média (MRM) aritmético, particularmente um do tipo Ornstein-Uhlenbeck (Aydm, 2010; Cartea &

Figueroa, 2005; Hambly, et al., 2009; Jaillet, et al., 2004). Por outro lado, optou-se pela utilização de um MRM simples, sem a adição de um processo de Poisson, uma vez que a inexistência de contratos futuros e outros derivativos tornariam a parametrização deste último processo mais difícil e inexata.

A seguir foi feita a parametrização do processo de difusão escolhido através de seu ajuste aos dados disponíveis, os logaritmos dos preços PLD (Aydm, 2010; Bastian-Pinto, 2009). Um MRM aritmético de Ornstein-Uhlenbeck, é definido na forma da equação (2) que reproduzimos abaixo:

$$dx = \eta(\bar{x} - x)dt + \sigma dz \quad (2)$$

onde: x é a variável estocástica

\bar{x} é a média de longo prazo da variável estocástica

η é a velocidade de reversão à média

σ é a volatilidade do processo

dz é o processo padrão de Wiener, $dz = \varepsilon\sqrt{dt}$

e $\varepsilon \sim N(0,1)$

Este processo tem sua média e variância dados pelas equações (3) e (4) abaixo (Dixit & Pindyck, 1994):

$$E(x_t) = \bar{x} + (x_0 - \bar{x})e^{-\eta(t-t_0)} \quad (3)$$

$$var(x_t) = \frac{\sigma^2}{2\eta} (1 - e^{-2\eta(t-t_0)}) \quad (4)$$

A discretização do modelo é feita de acordo com a equação (5) e sua parametrização pode ser obtida conforme abaixo. Para uma boa descrição de todo o processo ver o trabalho de Bastian-Pinto (Bastian-Pinto, 2009):

$$x_t = x_{t-1} e^{-\eta \Delta t} + \bar{x} (1 - e^{-\eta \Delta t}) + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\eta \Delta t}}{2\eta}} N(0,1) \quad (5)$$

$$x_t - x_{t-1} = \bar{x} (1 - e^{-\eta \Delta t}) + (e^{-\eta \Delta t} - 1)x_{t-1} \quad (6)$$

A equação (6) é expressão de um processo auto-regressivo que pode ser expresso conforme a equação (7), com o erro normalmente distribuído e com variância σ^2 :

A partir da equação (7) temos que $(b - 1) = (e^{-\eta \Delta t} - 1)$ e

$$x_t - x_{t-1} = a + (1 - b)x_{t-1} + \varepsilon_t \quad (7)$$

$$\eta = \frac{-\ln(b)}{\Delta t} \quad (8)$$

O mesmo tipo de raciocínio leva a $a = \bar{x}(1 - e^{-\eta \Delta t})$ e

$$\bar{x} = \frac{a}{b - 1} \quad (9)$$

$$\sigma = \sigma_\varepsilon \sqrt{\frac{2\ln(b)}{(b^2 - 1)\Delta t}} \quad (10)$$

A volatilidade pode ser encontrada a partir da variância dos erros da regressão $\sigma_\varepsilon^2 = \frac{\sigma^2}{2\eta} (1 - e^{-\eta \Delta t})$ e da observação de que $b^2 = e^{-\eta \Delta t}$, o que leva a equação (10):

Assim, a regressão e parametrização dos dados de PLDs semanais na forma de logaritmos, levou aos parâmetros apresentados na Tabela **iError! No se encuentra el origen de la referencia.**

Tabela 3 – Parâmetros MRM-OU da série de logaritmos dos PLDs

Dependent Variable: DLOGBR				
Method: Least Squares				
Date: 10/06/10 Time: 15:42				
Sample (adjusted): 2 406				
Included observations: 405 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.170484	0.052513	3.246502	0.0013
LOGBR1	-0.045649	0.014341	-3.183174	0.0016
R-squared	0.024526	Mean dependent var		0.009075
Adjusted R-squared	0.022106	S.D. dependent var		0.277876
S.E. of regression	0.274787	Akaike info criterion		0.259287
Sum squared resid	30.42973	Schwarz criterion		0.279059
Log likelihood	-50.50556	Hannan-Quinn criter.		0.267113
F-statistic	10.1326	Durbin-Watson stat		1.969893
Prob(F-statistic)	0.00157			
Cálculos dos Parâmetros do OU				
	a =	0.170484		
	b =	0.954351		
	x_barra =	3.73467108	preço médio de longo prazo =	41.87
	eta (anualizado) =	2.42963504		
	sigma (anualizado) =	2.02798521		

3.2 Apreçamento das Opções de *Swing*

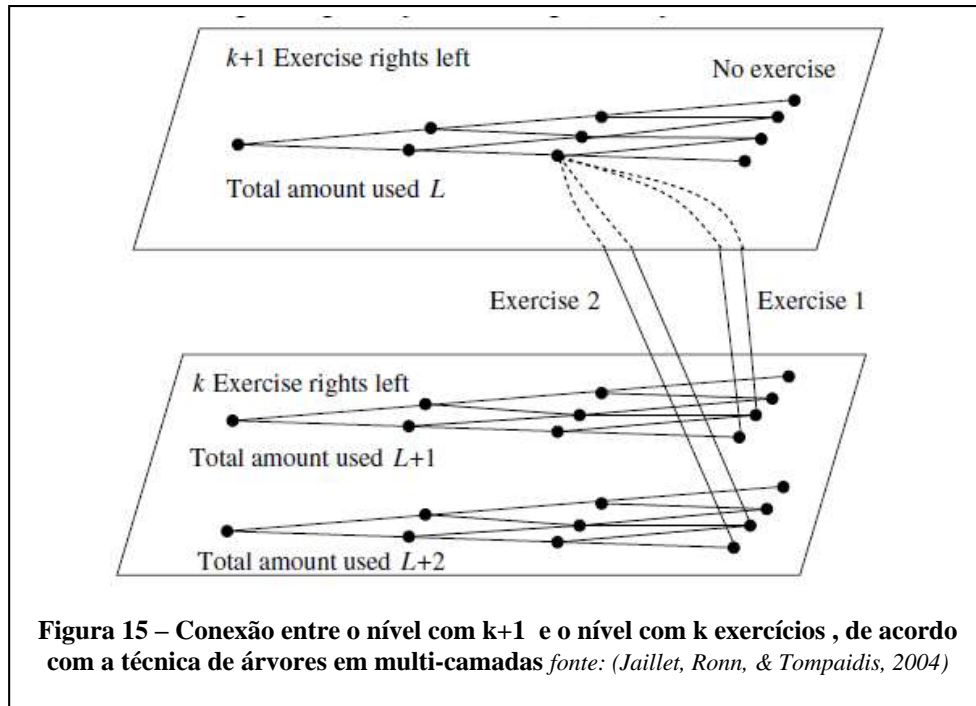
As opções foram apreçadas usando o método de aproximação trinomial do processo de difusão do ativo base. O processo de difusão foi modelado através do ajuste de um movimento aritmético de reversão à média de Ornstein-Uhlenbeck, conforme metodologia descrita anteriormente.

O método para apreçamento das opções utilizado neste trabalho foi o mesmo usado por Aydm (2010), que utiliza uma técnica de programação dinâmica com abordagem backwards, utilizando uma técnica de árvores em múltiplas camadas (*forest*).

A necessidade da utilização de uma técnica de múltiplas árvores em camadas vem da dinâmica das opções de *swing* que, enquanto semelhantes às opções americanas comuns, que podem ser exercidas apenas uma vez mas a qualquer tempo (em que seja ótima esta ação) durante a duração do contrato, diferem daquelas quando permitem que o exercício seja feito em múltiplas ocasiões discretas (e bem definidas) durante a vigência deste (Hambly, et al., 2009; Jaillet, et al., 2004; Keppo, 2004; Kluge, 2006).

Assim, a cada ponto no tempo o valor do exercício da opção em uma árvore deve ser comparado àquele de uma árvore idêntica porém *com menos uma opção*. A visão

especial de uma situação como a descrita acima pode ser vista na Figura 2 retirada de Tompaidis (2004):



A implementação do algoritmo está bem descrita em Aydm (2010), e sua aplicação no presente trabalho seguiu os passos descritos nesta referência. A rotina foi desenvolvida com o auxílio do software Matlab® e encontra-se no Apêndice.

É importante notar que a rotina para apreçamento utilizada contempla o uso de um processo de Poisson em conjunto com o processo de difusão MRM-OU, mas as variáveis correspondentes a este processo foram zeradas, fazendo com que o cálculo reverta a um processo mais simples, com uma dimensão a menos.

Para o cálculo da sensibilidade do valor das opções de *swing* adicionais, em função dos vários parâmetros do contrato e do ativo base, foi utilizado um contrato padrão com as seguintes características:

Tabela 4 – Condições da Opção Padrão de Estudo

prazo	1	eta	2,43
-------	---	-----	------

taxa livre de risco	5%	valor inicial	0
média de longo prazo	0	preço strike	1
detalhes no eixo X (tempo)	100	Obs: contrato apenas com <i>swings</i> para cima e sem penalidades.	
intervalos de tempo	365		

Obs: tempo em anos e preços em R\$/kWh

Ao observar a tabela 4 podemos verificar que os parâmetros referentes ao número de intervalos de tempo (365) e à quantidade de refinamentos no eixo dos X (100) referem-se ao algoritmo Matlab®, e não ao contrato de opções propriamente dito. No caso de ambos a escolha foi feita baseando-se nos mesmos valores usados no trabalho referêcia, onde a implementação do algoritmo foi obtida.

O valor referente aos intervalos de tempo indica o número de intervalos usados para discretizar a variável tempo, de forma ampla, e o número de refinamentos no eixo X (100) traduz o número de passos em que é dividido cada unidade de tempo anteriormente especificada conforme a equação (11) abaixo:

$$dx = \sigma \sqrt{\Delta t} \frac{1}{n_x} \quad (11)$$

onde: x é a variável estocástica

σ é a volatilidade do processo

Δt é o intervalo de tempo

A razão deste parâmetro está diretamente ligada ao algoritmo numérico construído que prevê a simulação de um processo de difusão que não só admite variações ao longo do eixo X (difusão de acordo com o MRM), mas também ao longo do eixo Y, isto é, de acordo com um processo de saltos simultâneo ao primeiro.

Como já discutido acima, no presente trabalho a modelagem utilizada contemplou o uso de um processo no qual há apenas uma variável estocástica, especificamente aquela que varia ao longo do eixo X. Assim, o refinamento neste eixo passa a ser o único necessário

e qualquer fator que altere os intervalos ao longo do eixo Y tornam-se inócuos, não sendo utilizado durante a execução do algoritmo. Conforme Aydm (2010), página 62, a razão desta sofisticação está relacionada à manutenção de uma malha heterogênea em X e Y, necessária para a precisão numérica dos cálculos quando da existência de um processo de saltos.

4. Resultados e Discussão

Com o objetivo de testar a estabilidade da rotina de Matlab®, o parâmetro referente ao valor do intervalo de tempo (*nofp*) foi variado, mantendo-se constante os demais parâmetros e com o número máximo de *swings* de 60. Os resultados obtidos são apresentados na figura 3, a seguir, onde são expostos os valores marginais das opções de *swing* acrescentadas (ordenadas), contra o número de *swings* incorporados no contrato (abscissas), para diferentes intervalos de tempo (*nofp*).

Como se pode observar, há uma clara inconsistência numérica na solução do algoritmo implementado, quando o valor de *nofp* é inferior ao máximo de opções de *swing* examinadas: não só o valor marginal do primeiro *swing*, para o caso de $n_x = 30$ é diferente dos demais casos para valores maiores do que 30, como o eixo das ordenadas apresenta-se como uma barreira absorvente quando o número de opções de *swing* se iguala ao valor de n_x . Por outro lado, quando o número de refinamentos no eixo X é aumentado, os valores marginais dos *swings* acrescentados apresentam-se decrescentes, porém a taxas menores.

Ao longo do restante deste trabalho, o número de intervalos de tempo foi de 365 e o número máximo de possibilidades de *swing* examinado foi de 60, com as demais variáveis conforme a tabela 4.

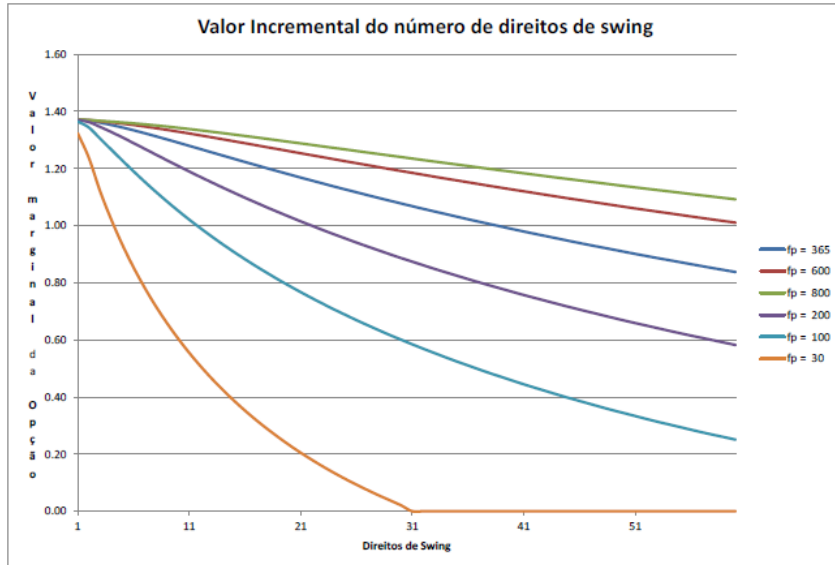


Figura 16 – Influência da variação do valor do intervalo de tempo

Nas figuras 4 a 8, a seguir, são apresentados os resultados referentes a simulação dos valores marginais de opções de *swing* adicionais em função da variação dos parâmetros volatilidade, velocidade de reversão do modelo de difusão do ativo base, da taxa livre de risco considerada e dos parâmetros contratuais preço de exercício e prazo de maturidade.

Como esperado, a volatilidade do ativo base influencia o valor marginal das opções de forma direta, isto é, quanto maior a volatilidade maior o valor destas. O fato interessante que pode ser observado na figura 4 é que valores mais altos de volatilidade têm peso maior nos valores dos primeiros *swings* incluídos, com sua influência decaindo naqueles adicionais, enquanto que volatilidades menores parecem causar variação constante.

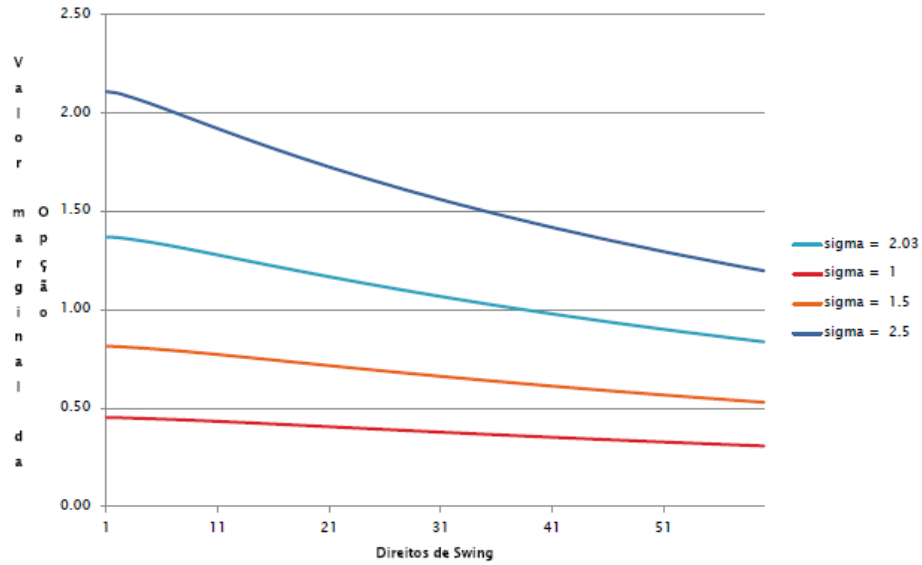


Figura 17 – Influência da volatilidade do ativo base

De forma inversa, porém esperada para o caso de somente *swings* para cima, a velocidade de reversão à média influencia inversamente o valor marginal dos *swings*, mais intensamente no caso das primeiras opções, embora estas influências tendem a convergir com o aumento do número de opções. Aparentemente este fato confirma o esperado, de que os prazos contratuais comportam quantidades fixas deste tipo de opções, com valor, em função do tamanho do tempo necessário para o comportamento cíclico dos preços.

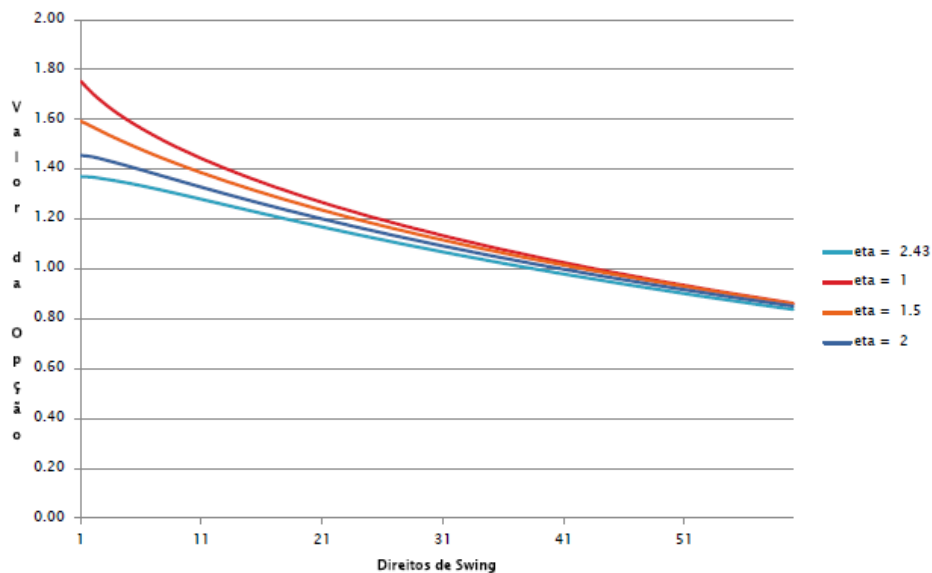


Figura 18 – Influência da variação da velocidade de reversão à média do ativo base

Nos casos da variação da taxa livre de risco (figura 6) e do prazo contratual (figura 7), não há maiores surpresas, sendo as influências nos valores marginais das opções inversa e direta, respectivamente. Em ambos os casos, mais notadamente para com a taxa livre de risco, é digno de nota que a variação não parece ser linear, havendo certa curvatura entre os valores extremos do número de *swings* adicionados.

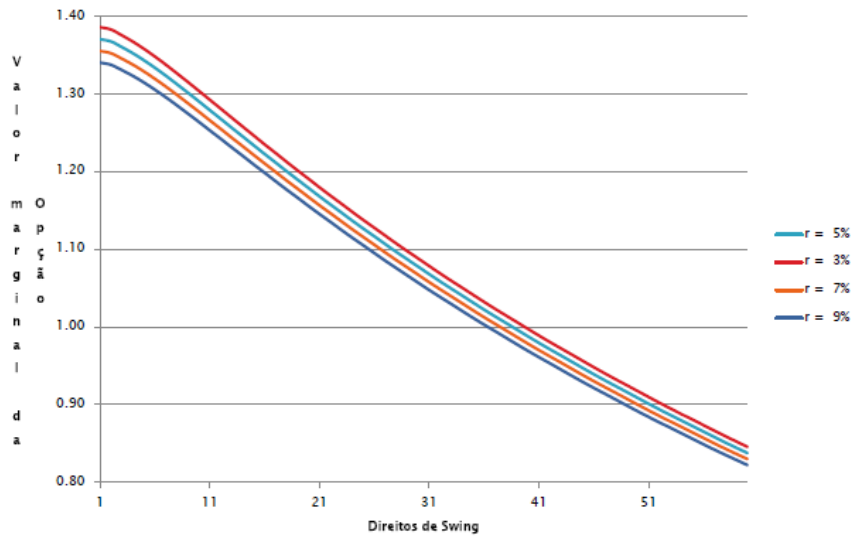


Figura 19 – Influência da taxa livre de risco

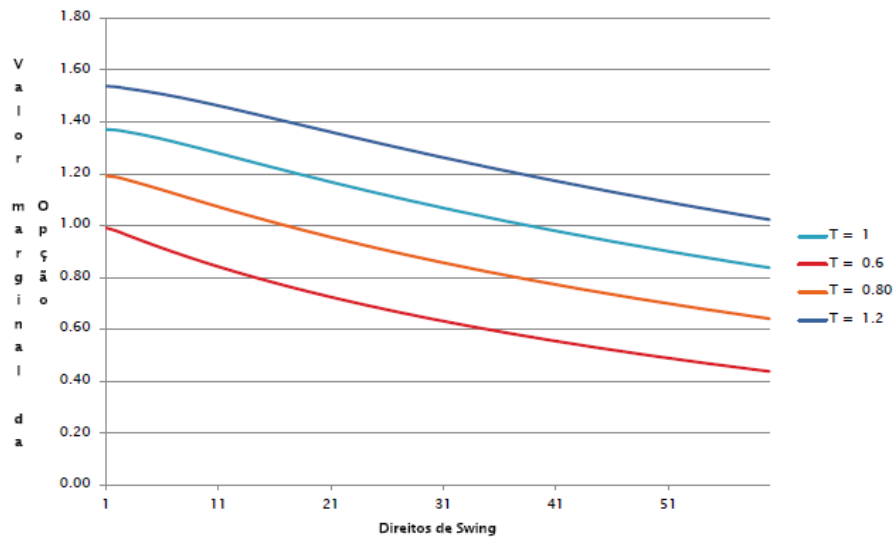


Figura 20 - Influência do prazo de maturidade contratual

Finalmente, na Figura 8 é possível observar que preços de exercício decrescentes claramente tornam mais valiosas as opções adicionais, o que está em perfeito acordo com o comportamento esperado de opções do tipo *call*, representadas por direitos de *swing* para cima.

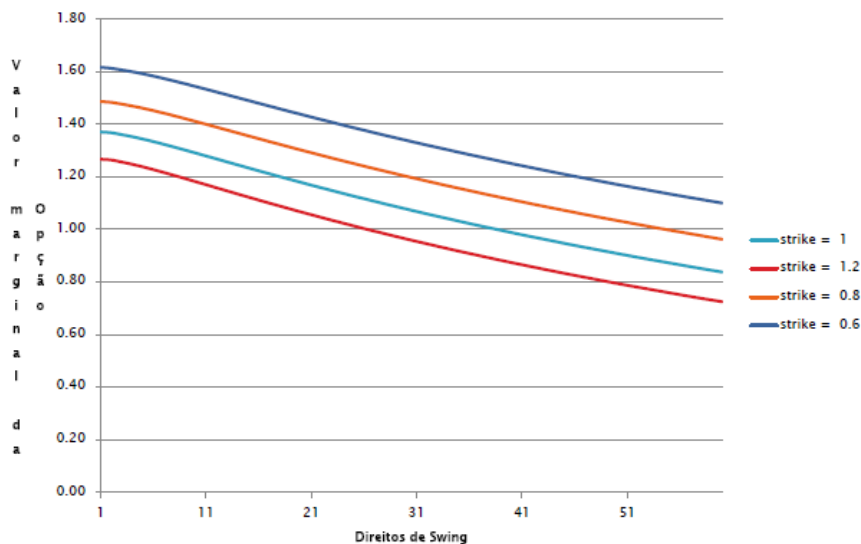


Figura 21 – Influência do preço de exercício das opções

5. Conclusão

Com presente trabalho procurou-se testar as condições do mercado brasileiro de comercialização de energia elétrica, no que diz respeito às condições de implementação de contratos de fornecimento incorporando opções do tipo *swing*.

Com esse objetivo, a modelagem do ativo base, baseada em série de preços PLD de Jan/2003 a Set/2010, foi feita através de um modelo de difusão de reversão à média aritmético de Ornstein-Uhlenbeck, após revisão da literatura a esse respeito e testes confirmatórios de que a série de dados em mãos não seria bem modelada por movimento geométrico browniano de características explosivas.

De forma geral, foi possível observar que as principais expectativas em relação ao valor marginal de opções de *swing* acrescentadas a um contrato de fornecimento de energia tem valor decrescente com o aumento do número destas. Este é um dado que pode ser de particular valia para comercializadores que pretendem precificar tais contratos e utilizá-los ordinariamente em suas transações, aliás, como já praticado em mercados mais maduros desta *commodity*.

Por outro lado, alguns comportamentos interessantes puderam ser indicados, como a influência crescente do valor da volatilidade sobre *swings* adicionais, porém com peso variável em função da magnitude desta. Também de particular interesse é o fato de que embora velocidades de reversão à média do ativo base sejam influentes de forma inversa no valor marginal de opções de *swing*, o peso da influência desta velocidade de reversão tende a convergir com o incremento do número de *swings* possíveis.

Nos demais casos o comportamento do valor marginal de direitos de *swing* corresponde ao esperado, no caso de variações da taxa livre de risco, do prazo contratual e do valor de exercício das opções do tipo *call*, com peso inverso em todos os três casos.

Entretanto, os comportamentos não esperados das influências dos parâmetros de difusão volatilidade e velocidade de reversão à média podem se provar extremamente importantes para os operadores comerciais desse mercado.

Como limitações do presente trabalho, seria importante notar os seguintes pontos, ao mesmo tempo em que se recomenda sua investigação adicional:

- a rotina de cálculos utilizada, desenvolvida para o software Matlab[®], contempla apenas o uso de opções de *swing* positivas (*up-swing*);
- a existência de saltos foi omitida da modelagem do ativo base;
- foi observada a existência de algum tipo de inconsistência numérica na implementação da rotina de cálculos.

O estudo aprofundado destas limitações, em pesquisas adicionais, é recomendado de forma que as influências destas fiquem mais claras.

6. Referências

- Aydm, N. S. (2010). *Pricing Power Derivatives: Electricity Swing Options*. University of Ulm.
- Barbieri, A., & Garman, M. B. (1996). Putting a price on Swings. *Energy and Power Risk Management*, 1.
- Bastian-Pinto, C. d. L. (2009). *Modelagem de Opções Reais com Processos de Reversão à Média em Tempo Discreto: Uma Aplicação na Indústria Brasileira de Etanol*. Unpublished Doctoral dissertation, PUC-Rio, Rio de Janeiro.
- Black, F. (1976). The Pricing of Commodity Contracts. *Journal of Financial Economics*, 167-179.

- Black, F., & Scholes, M. (1973). The Pricing of Options and Corporate Liabilities. [Article]. *Journal of Political Economy*, 81(3), 637.
- Blanco, C., Gray, J., & Hazzard, M. (2003). Power Price Simulation using Hybrid Models. *The Risk Desk*, III(5).
- Brooks, C. (2008). *Introductory Econometrics for Finance* (second ed.). New York: Cambridge University Press.
- Cartea, A., & Figueroa, M. (2005). Pricing in electricity markets: A mean reverting jump diffusion model with seasonality. *Applied Mathematical Finance*, 12(4), 313–335.
- Carvalho, F. J. C., Souza, F. E. P., Sicsu, J., Paula, L. F. R., & Studart, R. (2000). *Economia Monetária e Financeira. Teoria e Política*. Rio de Janeiro: Editora Campus.
- Clewlow, L., & Strickland, C. (2000). *Energy Derivatives – Pricing and Risk Management*. London: Lacima Publications.
- Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton, NJ: Princeton University Press.
- Felizatti, H. L. (2008). *Teoria de derivativos aplicada ao mercado de energia elétrica brasileiro: avaliação e gestão de risco de contratos contendo flexibilidades*. Unpublished masters dissertation, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, BRA.
- Garman, M. B., & Barbieri, A. (1997). Ups and Downs of Swing. *Energy and Power Risk Management*, 2.
- Geman, H., & Roncoroni, A. (2006). Understanding the fine structure of electricity prices. *Journal of Business*, 79(3), 1225-1262.
- Gomes, L. L. (2002). *Avaliação de termelétricas no Brasil: Estudando o melhor momento de investimento por modelos de opções reais*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Gomes, L. L., Silva, B. N., Souza, J. V., & Santos, L. S. R. (2005). *Valor Adicionado aos Consumidores Livres de Energia Elétrica no Brasil por Contratos Flexíveis: Uma Abordagem pela Teoria das Opções*. Paper presented at the Encontro da ANPAD.
- Hambly, Howison, & Kluge. (2009). Modelling spikes and pricing swing options in electricity markets. *Quantitative Finance*, 9(8), 937 - 949.
- Hambly, B. M., Howison, S., & Kluge, T. (2009). Modelling spikes and pricing swing options in electricity markets. *Quantitative Finance*, 9, 937-949.
- Hull, J. C. (2000). *Options, Futures, & Other Derivatives*: Prentice Hall.
- Jaillet, P., Ronn, E. I., & Tompaidis, S. (2004). Valuation of Commodity-Based Swing Options. [Article]. *Management Science*, 50(7), 909-921.
- Joskow, P. (1985). Vertical Integration and Long-Term Contracts: The Case of Coal-Burning Electric Generating Plants. *Journal of Law, Economics, and Organization*, 1, 33-80.
- Joskow, P. (1987). Contract Duration and Relationship-Specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets. *American Economic Review*, 77, 168-185.
- Kaminski, V., & Gibner, S. (1995). Exotic Options in Managing Energy Price Risk. *Risk Publications*.
- Keppo, J. (2004). Pricing of Electricity Swing Options. [Article]. *Journal of Derivatives*, 11(3), 26-43.

- Kjaer, M. (2008). Pricing of Swing Options in a Mean Reverting Model with Jumps. *Applied Mathematical Finance*, 15(5), 479 - 502.
- Kluge, T. (2006). *Pricing Swing Options and other Electricity Derivatives*. University of Oxford, Hillary.
- Lucia, J. J., & Schwartz, E. S. (2002). Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange. *Review of Derivatives Research*, 5, 5-50.
- Paschoalino, F. F., & Loureiro, T. Y. C. (2007). *Previsão de Demanda de Energia Elétrica no Brasil com base em Redes Neurais de Elman*. Universidade Federal Fluminense, Niteroi.
- Pemberton Júnior, T. O. (2006). *Modelando o preço spot de energia elétrica no Brasil: um modelo estocástico com reversão à média, mudança de regime markoviano e difusão com saltos*. Faculdade Ibmec de São Paulo, São Paulo.
- Pilipovic, D. (1998). *Energy risk: valuing and managing energy derivatives*. New York: McGraw-Hill.
- Rodrigues, R. D. B. (2007). *Gerenciamento de risco no setor elétrico Brasileiro através do uso de derivativos*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Schwartz, E. (1997). The stochastic behavior of commodity prices: implications for valuation and hedging. *Journal of Finance*, 52, 923-973.
- Schwartz, E. S., & Smith, J. E. (2000). Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices. *Management Science*, 46(7), 893-911.
- Souza, R. (2003). *Modelagem Estrutural aplicada a Previsão do Preço Spot de Energia Elétrica do Brasil*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Studart, R. (1998). *Securitização, derivativos e investidores institucionais: um novo padrão de financiamento de longo prazo*. Rio de Janeiro: Editora Garamont.
- Torres, R. (2006). *Avaliação de Portifólios de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Weron, R. (2005). *Heavy tails and electricity prices*. Paper presented at the The Deutsche Bundesbank's 2005 Annual Fall Conference. Retrieved from <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.130.7029&rep=rep1&type=pdf>
- Weron, R. (2008). Market price of risk implied by Asian-style electricity options and futures. *Energy Economics*, 30, 1098-1115.
- Zanfelicce, F. R. (2007). *Estratégia de contratação ótima na comercialização de energia elétrica*. Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

7. Apêndice

Rotina Matlab® utilizada para os cálculos neste trabalho:

```
function [value,gridXA]=swing(T,N,D,r,nofx,nofy,nofp,alpha,sigma,beta,mu_J,lambda)
```

%Entradas:prazo do contrato (T); número de swings (N); preço de %exercício

```

% (D); taxa livre de risco (r); número de refinamentos nos eixos x
% e y e de intervalos de tempo (nofx, nofy, nofp); taxas de
% reversão à média (eta e beta); volatility (sigma); tamanho médio
% dos saltos (muJ); frequência dos saltos (lambda).

%
%
if mu_J==0 nofy=1; else end
dt=1/nofp;
X0=0;
Y0=0;
dX=2*sigma*sqrt(T)*(1/nofx);
gridY(1)=10^(-10);
for i=2:49
    dY(i-1)=(10^(-10))*(1.6)^(i-1);
    gridY(i)=gridY(i-1)+dY(i-1);
end
dY=dY';
gridY=gridY';
pdfY=((1/(gamma(lambda/beta)*mu_J^(lambda/beta)))*(exp(-(gridY)/mu_J)...
-exp(-(gridY)*exp(beta*T)/mu_J)).*((gridY).^(lambda/beta-1)));
prob=pdfY.*[gridY(1);dY];
gridX=[nofx/2:-1:-nofx/2+1]*dX+X0;
gridY=[gridY;0];
for i=1:nofy
    grid((i-1)*nofx+1:(i-1)*nofx+nofx,:)= repmat(gridY(i),nofx,1),gridX,...
    repmat(gridY(i),nofx,1)+gridX];
end

%Transition probabilities

gridXA=repmat(gridX,1,nofx);
gridXB=gridXA';
piX=normpdf(gridXB,gridXA*exp(-alpha*dt),sqrt((sigma^2/(2*alpha))*...
(1-exp(-2*alpha*dt))))*dX;
if (mu_J==0) piY=1;
else
    piY=prob;
    piY(end+1,1)=1-sum(piY);
end
piXYA=repmat(piX,nofy,nofy);
for i=1:nofy
    piXYB(1:nofx*nofy,(i-1)*nofx+1:(i-1)*nofx+nofx)=piY(i);

```

```

end
trans=piXYA.*piXYB;
%clc;

%Apuração do Swing

fprintf('Swing valuation started...\n');
layerdown=repmat(0,nofx*nofy,T*nofp);
pricedown=layerdown;
priceup(:,T*nofp)=exp(grid(:,3))-D;
for j=T*nofp-1:-1:1
    priceup(:,j)=max(trans*priceup(:,j+1)*exp(-r*dt),(max(exp(grid(:,3))-D,0)+...
        trans*pricedown(:,j+1)*exp(-r*dt)));
end
priceup_initial=priceup;
%
fprintf('\n\nSwings sendo avaliados para %g direitos. Progresso: ',N);
if N==1 price=priceup;
    if mod(1*100/N,10)==0;
        fprintf('%g %% ',1*100/N);
    end
else
    for i=2:N
        clear pricedown;
        pricedown=priceup;
        clear priceup;
        priceup(:,T*nofp)=max(exp(grid(:,3))-D,0);
        for j=T*nofp-1:-1:1
            priceup(:,j)=max(trans*priceup(:,j+1)*exp(-r*dt),...
                (max(exp(grid(:,3))-D,0)+trans*pricedown(:,j+1)*exp(-r*dt)));
        end
        if mod(i*100/N,10)==0;
            fprintf('%g %% ',i*100/N);
        end
        if i==N
            fprintf('\n');
        end
    end
    price=priceup;
end

% Valor da Option de Swing
piX0=normpdf(gridX,0,sqrt((sigma^2/(2*alpha))*(1-exp(-2*alpha*dt))))*dX;

```

```
piXYA0= repmat(piX0,nofy,1);  
for i=1:nofy  
    piXYB0((i-1)*nofx+1:(i-1)*nofx+nofx,1)=piY(i);  
end  
piXY0=piXYA0' .* piXYB0';  
value=piXY0*price(:,1);
```

SESIÓN 18

IMPACTOS SOCIAIS DE HIDRELÉTRICAS E A NECESSIDADE DE LEGISLAÇÃO PARA O REMANEJAMENTO: O CASO BRASILEIRO

Luciane Lima Costa e Silva⁴⁶²

Mestranda em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente

Universidade Federal de Rondônia – UNIR

BR 364, sentido Rio Branco, Porto Velho – Rondônia - Brasil

lucianecostaesilva@yahoo.com.br

(55)(69) 8432-0890

Resumo. O artigo pretende examinar os impactos sociais derivados da construção de usinas hidrelétricas a partir do processo de privatizações e a retomada do papel planejador do Estado.

Palavras-chave: impactos sociais, hidroeletricidade, energia.

Classificação JEL: Q48

Abstract. This paper seeks to examine the social impacts of hydroelectric plants with reference to the changes experienced by the Electric Power Industry, the End of the Single Tax Electric Energy, privatization and the resumption of the role of the state planner.

Keywords: Social Impacts, Hydroelectricity, Energy.

Introdução

A energia elétrica no Brasil tem grande percentual de geração hídrica e segundo Müller (1995, p. 45) “de todas as fontes energéticas hoje exploradas a hidroeletricidade se destaca por ser “extraída” da água, recurso renovável, não poluente, sem resíduos e que permite sua reutilização a jusante, para o mesmo fim”. Entretanto para implementar essa tecnologia contingentes

⁴⁶²Bacharel em Secretariado Executivo, pela Universidade Estácio de Sá, Analista de Políticas Públicas pelo Instituto de Economia da UFRJ, e pesquisadora associada do Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) do Instituto de Economia da UFRJ. Este trabalho foi realizado para avaliação da disciplina de Políticas de Desenvolvimento, para o curso *stricto sensu* de Pós-Graduação em Desenvolvimento Regional e Meio Ambiente, da Universidade Federal de Rondônia.

populacionais são deslocados e estes “viram suas bases de sustentação econômica e seus valores socioculturais repentinamente solapados” (1995, p. 45b).

Efetivamente, se desejamos um desenvolvimento sustentado – um empreendimento que, ao favorecer o crescimento nacional, gere benefícios reais à população afetada pelo aproveitamento – temos que criar maior número de opções para um maior número de pessoas e por muito mais tempo, pensando nos personagens, ainda que involuntários do processo. (MÜLLER, 1995, p. 100)

Do início dos anos 1960 até o final dos anos 1980 a Eletrobrás – empresa estatal - cumpria o papel do Estado brasileiro no planejamento determinativo, para a geração da energia elétrica. Na década dos anos 1990 o planejamento foi repassado à responsabilidade do mercado em função das reformas de cunho neoliberal, que objetivavam transferir aos agentes privados a total responsabilidade em relação ao aumento da oferta de energia elétrica.

Autores como Ildo Sauer afirmam que a Crise do Apagão se deu não por eventos da natureza, mas por falta de investimentos na geração, o que após mudança de governo no Brasil, em 2004, se buscou resolver com mudança no modelo energético brasileiro. O Setor de Energia Elétrica sofreu alterações em seu formato, ainda que não estruturais, pois as privatizações e os contratos foram mantidos, mas as empresas públicas ganharam reforço e voltaram a competir de forma mais igualitária e até mesmo conjuntamente. Novo Modelo do Setor Elétrico o Estado assumiu maior responsabilidade nas políticas de energia elétrica no país. Há dois pontos que merecem destaque: o primeiro refere-se ao fato de que em ambos os modelos o papel da hidroeletricidade continua sendo predominante. O segundo, em nenhuma modalidade de planejamento (determinativo e indicativo) o aprendizado no tratamento dos impactos sociais constituiu regras, que direcionassem para soluções socialmente justas.

Nestes termos considerando a disponibilidade de recursos hídricos na América Latina; e a crescente necessidade da geração de energia para o desenvolvimento das economias nesses países o objetivo desse artigo é a análise do caso brasileiro de fundamental importância, na busca de soluções socialmente justas.

Para tanto se apresenta a metodologia analítica do trabalho, para em seguida apresentar a evolução do pensamento sobre impactos sociais nas últimas décadas, com ênfase para o conceito de atingido por barragem, mas especificamente o diretamente atingido, segundo Vainer (1990/2008), aquele que terá que se descolar de seu local de moradia, ou que terá alterações em suas terras, seus meios econômicos de sobrevivência, seus modos de vida, etc. Falar-se-á sobre o processo de transformação do setor elétrico brasileiro e os impactos sociais de hidrelétricas a partir da constituição de 1988 e uma rápida explanação sobre a Legislação Ambiental Brasileira, para demonstrar que o remanejamento não está incluído.

Metodologia

Os impactos sociais decorrentes da construção de uma hidrelétrica podem ser percebidos de duas maneiras: (i) dos que compreendem o aproveitamento dos rios, para geração de energia como

fundamentais para o crescimento e desenvolvimento econômico da América Latina; e (ii) dos que focam mais nas questões dos impactos sociais defensores dos direitos humanos e ambientais.

No caso do Brasil a legislação é suficientemente protetora do meio ambiente se seguida e observada em sua totalidade. Quanto aos impactos sociais, no entanto, não há legislação e há problemas e inconsistências com relação a disparidades no remanejamento. De acordo com Vainer (2008) a Eletrobrás, acumulava conhecimentos importantes que foram interrompidos a partir das privatizações, abrindo-se uma lacuna legal, já que a estatal brasileira, principal *player* do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), no ambiente de Investimentos Públicos, de acordo com Castro e Fernandes (2007) ficou restringida nas suas ações de fazer investimentos e de agir como instrumento de Política Energética.

Dessa forma, para compreender como são estabelecidas as negociações sobre os impactos sociais usou-se como método a análise a partir de autores que acompanham os movimentos sociais, para poder identificar quais são os problemas levantados e compreender historicamente essas relações conflituosas. E por outro lado, desenvolveu-se uma revisão literária de autores que compreendem a geração hídrica como necessária ao desenvolvimento econômico do Brasil.

1 O CONCEITO DE 'ATINGIDO POR BARRAGEM'

Com a pressão internacional e a experiência adquirida ao longo do tempo a Eletrobrás se voltou às questões sociais e ambientais e buscou estudar mais a fundo os impactos negativos que as hidrelétricas causavam para as populações locais. É comum num primeiro momento achar que se trata do deslocamento das pessoas na área do reservatório e do empreendimento. Na verdade, obras de engenharia dessa magnitude têm reflexos muito mais extensos que o seu local de instalação, e os efeitos negativos um alcance bem maior do que simplesmente a área do reservatório.

Para VAINER (2008, p. 40) "... a noção de *atingido* diz respeito, de fato, ao reconhecimento, leia-se, legitimação de direitos e de seus detentores".

"...estabelecer que determinado grupo social, família ou indivíduo é, ou foi, atingido por certo empreendimento significa reconhecer como legítimo – e em alguns casos como legal – seu direito a algum tipo de ressarcimento ou indenização, reabilitação ou reparação..." (VAINER, 2008, p. 40).

VAINER identificou o conceito de atingido sob duas ópticas: a Concepção Territorial-Patrimonialista e a Concepção Hídrica⁴⁶³.

⁴⁶³ Note-se que o trabalho do professor Vainer (IPPUR/UFRJ) foi feito inicialmente em 1990, antes da privatização do setor, portanto estamos falando de políticas de investimento público. No entanto, esse texto foi atualizado e republicado em 2008, já em ambiente público-privado, não havendo grandes mudanças.

Concepção Territorial-Patrimonialista

O atingido é unicamente o proprietário de terra, não há 'atingido'. Há o dono da terra que o empreendedor comprará, conforme o direito brasileiro, que concede o direito de desapropriação ao empreendedor se reconhecida a utilidade pública do empreendimento. Desse modo, durante muito tempo empresas do setor elétrico se limitavam a indenizar os proprietários de terras alagadas.

Não se reconhecia a existência de impactos ambientais e sociais, o único problema era o patrimonial-fundiário (VAINER, 2008). Havia relações de negociação sobre o valor da terra para aqueles que tivessem documento comprobatório de sua posse. Caso o proprietário discordasse do valor proposto o empreendedor poderia depositar 80% do valor em juízo, assumindo imediatamente o domínio da propriedade. Caberia ao desapropriado provar em juízo, que o valor proposto pelo empreendedor não era justo. Levando em conta a falta de assessoramento, os custos e os problemas de lentidão da justiça, bem como a capacidade dos departamentos jurídicos das empresas, segundo VAINER, não seria exagero afirmar que “quase sempre o detentor do poder desapropriatório detém, de fato, o poder de arbitrar o valor.”

A perspectiva e a ação do empreendedor, neste caso, são determinadas pela aquisição do domínio, isto é, da propriedade da área. Seguindo a tradição do direito brasileiro que quando reconhecida a utilidade pública do empreendimento, concede ao empreendedor o direito de desapropriação, durante longo período as empresas do setor elétrico limitavam-se a indenizar os proprietários das áreas a serem inundadas. (VAINER, 2008 p.41)

A perspectiva territorial-patrimonialista vê a população como um obstáculo a ser removido, para garantir a viabilidade do empreendimento. O território atingido é tido como a área a ser alagada e a população atingida é constituída pelos proprietários de terras da área a ser inundada.

1.2 Concepção hídrica

O atingido é o inundado, ou seja, não mais apenas o proprietário, mas os posseiros, meeiros, ocupantes etc., o que amplia o conceito. Para VAINER, neste caso, “o atingido passa a ser o inundado e, por decorrência, o deslocado compulsoriamente”. Amplia-se o conceito, mas este não dá conta dos verdadeiros efeitos sociais negativos, que grandes barragens causam.

Em sua obra VAINER cita o *Resettlement Handbook da International Financial Corporation – IFC* (2001), que inova e amplia a compreensão do que seja, ou de quem seja o 'atingido' ao utilizar o termo 'pessoas economicamente deslocadas':

O objetivo da política de reassentamento involuntário é assegurar que as pessoas que são fisicamente ou economicamente deslocadas, como resultado de um projeto, não fiquem em situação pior, mas melhor do que estavam antes do projeto ser empreendido.

O deslocamento pode ser físico ou econômico. Deslocamento físico é a recolocação física das pessoas resultante da perda de abrigo, recursos produtivos ou de acesso aos recursos produtivos

(como terra, água e florestas). O deslocamento econômico resulta de uma ação que interrompe ou elimina o acesso de pessoas aos recursos produtivos sem recolocação física das próprias pessoas (IFC, 2001 Tradução Própria).

...famílias que perdem parte ou toda a sua terra, mas não as suas casas, não são consideradas como “deslocadas”, ainda que a perda de uma pequena parcela de terra faça uma grande diferença entre subsistência e inanição. Populações que criam seu gado no vale dos rios sem um título legal de propriedade, como é o caso dos camponeses e dos índios na maior parte do mundo raramente recebem compensação pela perda de suas terras.(VAINER, 2008, p. 52. citando McCully).

A exemplo de sua declaração McCully afirma (in VAINER, 2008 p. 52) que até recentemente a Eletronorte se recusava a reconhecer as comunidades e os pescadores de Tucuruí a jusante como atingidos.

Sigaud (1989), porém, aborda o avanço do setor elétrico na avaliação de quem seja o atingido. Para a Eletrosul, ‘atingido’ designava ‘atingido pela água’ e seus sujeitos eram ‘água e população’, o que culminava na concepção de atingidos como sendo os proprietários. A partir desse momento, a empresa reduzia seu ‘problema’ à indenização de proprietários atingidos pela água e se propunha a negociar com indivíduos ‘proprietários’.

Pressionada pela [Comissão Regional de Atingidos por Barragens] CRAB, a Eletrosul assimila as famílias, mas associando-as ainda às propriedades. Com a intensificação das lutas a pressão internacional - via Banco Mundial, cria-se um impasse. Em 1987, a Eletrosul finalmente reconhece a CRAB como representante dos camponeses e com ela firma um acordo, fixando as condições para dar início as obras. Os atingidos nesse acordo compreendem não somente os proprietários, mas os ‘sem terra’ e os filhos dos ‘agricultores’ classificados como jovens sem terra pertencentes às famílias dos atingidos (SIGAUD, 1989, p.10)

VAINER (2008, p. 46-50) demonstra que entre 1994 e 2001 as agências multilaterais tais como a IFC, o Banco Mundial, o Banco Interamericano de Desenvolvimento avançaram no conceito e chegaram ao consenso sobre a noção de atingido: “remete ao conjunto de processos sociais e econômicos deflagrados pelo empreendimento que possam vir a ter efeitos perversos sobre os meios e modos de vida da população.” (VAINER, 2008, p. 50).

O Banco Interamericano (1998), afirmou que a administração de um reassentamento, além de considerar o número de pessoas afetadas, deve também considerar a severidade das conseqüências, pois os impactos não se limitam aos movidos fisicamente, mas podem também afetar a população anfitriã e ter um efeito de ondulação em uma área mais ampla como resultado das perdas ou rompimento das atividades econômicas. Para exemplificar melhor, imagine se essas pessoas, que viviam de atividades econômicas a jusante, agora passassem a concorrer com os

empregos das cidades que as recebessem. Provavelmente, a cidade anfitriã não estaria preparada para recebê-las e não haveria emprego, escolas e hospitais para acomodar os novos moradores.

O Banco Mundial, governos, empresas e organizações não governamentais constituíram a *World Commission on Dams*⁴⁶⁴, que alargou a definição de *deslocamento* englobando tanto o físico, quanto o “deslocamento dos modos de vida”. Para a WCD o deslocamento físico, seria propriamente dito o deslocamento de pessoas que vivem na área próxima do reservatório ou do projeto, ou seja, não só pelo enchimento do reservatório, mas também pelas obras de infraestrutura próximas ao projeto.

No entanto, a alteração dos ecossistemas e o alagamento de terras afetam os recursos disponíveis nessas áreas, bem como as atividades produtivas. No caso de comunidades dependentes da terra e de recursos naturais, continua a WCD, tem como consequência a perda de acesso aos meios tradicionais de subsistência, inclua-se então a pesca, a agricultura, a extração vegetal e a pecuária, por exemplo, deslocando as pessoas do seu acesso aos recursos naturais e ambientais essenciais ao seu modo de vida. Então conclui a WCD: assim, atingido refere-se às populações que enfrentam outro tipo de deslocamento (WCD, 2002, p. 102).

A noção da temporalidade dos efeitos da implantação de barragens é também muito importante, em particular para as populações a jusante da barragem, uma vez que esses impactos são sentidos apenas após o enchimento do reservatório. Para VAINER (2008, p. 51), os impactos podem ser sofridos em momentos diferentes da implantação de tais empreendimentos. Há grupos sociais, indivíduos e famílias, que os sofrem desde a divulgação das obras. Há quem sofra durante as obras e os que são afetados com o enchimento e a operação do reservatório, ou seja, ao longo do projeto diferentes atores sociais são afetados. Segundo Cortés, (in VAINER, 2008 p. 54), desde o início das obras os rumores geram os primeiros impactos já que produzem incertezas na população, que se questiona se pode continuar sua vida normal: período de semeadura, investimentos, aquisições, entrada nas escolas, etc.

Em meados da década de 1980, segundo VAINER (2008, p. 55), o Setor Elétrico Brasileiro como um todo começou a ser questionado na esfera de suas concepções, estratégias e práticas relativas ao equacionamento e tratamento das populações das áreas de implantação de seus empreendimentos. Na literatura nacional e internacional, e na própria legislação ambiental emergente, a resistência das populações foi um dos principais motivos para que o setor elétrico buscasse mais conhecimento sobre o assunto e revisse algumas atitudes, de modo a minimizar os conflitos.

A Eletrobrás liderou esse processo, primeiramente atentando para os verdadeiros impactos sociais e ambientais provocados por hidrelétricas, depois ampliando seu conceito de atingido para além daquele deslocado por conta do reservatório, incluindo as mudanças sociais, culturais, econômicas e territoriais.

⁴⁶⁴ Comissão Mundial de Barragens, que após dois anos de estudos e audiências divulgou seu Relatório Final, em 2000. (Vainer, 2008, p. 50)

No Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico⁴⁶⁵ (1990) a Eletrobrás expõe sua preocupação com os problemas social e ambiental na implantação de hidrelétricas e aponta diretrizes gerais a serem empregadas por todo o setor elétrico no planejamento e gerenciamento sócio-ambiental, respeitando as diferenças regionais, conforme indicado a seguir:

São expressivas as diferenças, não só entre as realidades regionais em que as empresas atuam, como também entre os quadros de recursos técnicos e financeiros com que contam. Portanto, o PDMA prioriza a formulação de um conjunto de diretrizes setoriais, que traduzam uma postura geral⁴⁶⁶ e que possam orientar a definição de diretrizes estratégicas ou programáticas, a serem detalhadas, por parte de cada empresa concessionária, para sua área de atuação. (II PDMA, 1990, p.16)

O remanejamento de contingentes populacionais em áreas onde são implantados empreendimentos do Setor Elétrico, em especial nos casos decorrentes da formação de reservatórios, constitui um 'processo complexo de mudança social'. Implica, além da movimentação de população, em alterações na organização cultural, social, econômica e territorial da área onde o mesmo ocorre.

É consenso geral que o Setor Elétrico - a par de um objetivo imediato de liberar áreas [*continua a concepção territorial-patrimonialista*] para implantação de empreendimentos, de acordo com os dispositivos jurídico-legais pertinentes - tem a responsabilidade⁴⁶⁷ de ressarcir danos causados a todos quantos forem afetados por seus empreendimentos. O cumprimento desta responsabilidade, no entanto, ainda se dá de forma diferenciada entre as concessionárias e até por empreendimento de uma mesma concessionária, no que diz respeito ao tratamento das várias categorias sociais afetadas, sejam elas assemelhadas entre si ou variadas.

Diante da magnitude dos deslocamentos populacionais estimados em função do plano de expansão do Setor, destaca-se a necessidade de um entendimento conceitual unificado e de procedimentos daí decorrentes, em busca de um tratamento isonômico às categoriais sociais afetadas. Em especial, pressupõe-se que a negociação será a base do relacionamento do Setor Elétrico com a sociedade e, particularmente, com os grupos envolvidos.

Nos últimos anos, vem crescendo a importância das ações relativas à reorganização do espaço regional no planejamento dos empreendimentos elétricos, incluindo, além da aquisição de áreas para assentamentos populacionais, a relocação de elementos de infraestrutura e de equipamentos de apoio à população e às atividades econômicas. Um dos principais problemas que as concessionárias enfrentam para viabilizar estes programas é a ausência de estimativas

⁴⁶⁵ II Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico 1991/1993 – II PDMA (1990).

⁴⁶⁶ Note o termo 'postura' enquanto uma mudança de comportamento e uma humanização das relações.

⁴⁶⁷ Note o termo utilizado: responsabilidade.

orçamentárias adequadas para estes itens e de um fluxo de recursos compatível com o atendimento dos processos sociais deflagrados e com o cumprimento de acordos firmados com a população.

O gerenciamento do remanejamento, focado na sua complexidade sócio-ambiental, pressupõe, portanto ajustes em diversas rotinas e procedimentos internos por parte das empresas do Setor, com possíveis repercussões na sua organização interna, de forma a permitir a estruturação de um processo coordenado da ação dos departamentos afetos aos vários aspectos da questão. (II PDMA, 1990, p.38-39 - grifo nosso).

No texto acima, observa-se que, embora a Eletrobrás estivesse fazendo algum esforço para avançar sobre às questões sociais e às populações afetadas, esta reconhece o foco e a urgência do setor quando diz: “a par de um objetivo imediato de liberar áreas para implantação de empreendimentos, de acordo com os dispositivos jurídico-legais pertinentes...” (ELETROBRÁS, 1990 p.38). É essa concepção territorial-patrimonialista o retrocesso que se teme hoje no Brasil.

A dificuldade de financiamento do setor e conseqüentemente de cumprimento dos acordos com os atingidos se deveu ao fim do imposto de energia. Fica claro que embora a Eletrobrás, leia-se, o setor elétrico, estivesse convencida – seja por pressões internacionais ou dos movimentos organizados – das questões sociais postas e da necessidade de solucioná-las, a política governamental naquele momento e a falta de financiamento para o setor a impediam de por em prática suas conclusões, como observado no II PDMA.

“...principais problemas que as concessionárias enfrentam para viabilizar estes programas é a ausência de estimativas orçamentárias adequadas para estes itens e de um fluxo de recursos compatível com o atendimento dos processos sociais deflagrados e com o cumprimento de acordos firmados com a população” (ELETROBRÁS, 1990 p. 39).

Diante do exposto, pode-se assinalar que: ‘atingido’ diz respeito a todo aquele que sofre interferências negativas em seu modo de vida por conta da construção de hidrelétricas⁴⁶⁸, seja pelo enchimento do reservatório e as alterações, que os ecossistemas têm por decorrência, seja pelas edificações de infraestrutura, no início, durante, ao final, podendo haver conseqüências após a entrada em operação, ou muito tempo depois, uma vez que não sabemos ao certo as implicações de tanta interferência no ecossistema. Podendo tais implicações ser física, econômica, cultural e/ou social. É preciso assegurar àqueles prejudicados por estes projetos, devido à desapropriação, pelo reassentamento forçado, pela perda de emprego e relações de vizinhança, dentre outros, a efetiva oportunidade de reconstituírem suas condições de vida, em termos sócio-culturais e econômicos (SANTOS, 2003 p.99)

⁴⁶⁸ Este estudo aborda o conceito de atingido na construção de hidrelétricas, mas é perfeitamente aplicável a outros empreendimentos do setor, como as Linhas de Transmissão, por exemplo.

As idéias (ou propostas) da Eletrobrás não se concretizaram e o tratamento aos atingidos piorou, porque alguns anos após alcançar tal compreensão o setor foi privatizado e a negociação passou a ser com os empreendedores privados⁴⁶⁹. Há um abismo entre o planejado e o realizado. Pesquisas feitas com os atingidos no país inteiro demonstram, que para estes o progresso nunca chegou⁴⁷⁰. Seria preciso rever os marcos regulatórios ambientais e do setor de energia. O tratamento das questões sociais vinha sendo direcionado pela Eletrobrás, num ambiente de investimento público, a partir do momento que o setor é privatizado, nos anos 90, os empreendedores não têm uma regulação/legislação a seguir. A legislação ambiental não considera as questões sociais e a partir do momento em que a ANEEL aprova a concessão, e concede a declaração de utilidade pública, não há na legislação indicação de sua responsabilidade sobre a matéria em questão⁴⁷¹. Assim como não há também, por parte do IBAMA, a responsabilidade de assessorar esses atingidos.

Absorver essa realidade e elaborar uma política de tratamentos das questões sociais a serem apresentadas e discutidas com a sociedade (movimentos sociais, IBAMA etc.), colocaria o setor à frente e seria de suma importância, inclusive para a viabilidade do empreendimento, pois as resistências dos movimentos sociais continuarão, visto que os tratamentos desumanos persistem conforme relatos dos próprios atingidos em diversos estudos de caso⁴⁷².

2 O PROCESSO DE TRANSFORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A Constituição Federal, promulgada em 1988, extinguiu⁴⁷³ a cobrança do Imposto Único Sobre Energia Elétrica (IUEE), base do Fundo Federal de Eletrificação (FEE), criado em 1954. A principal fonte de financiamento do Setor deixava de existir. O BNDES passou a direcionar seus investimentos em favor da privatização, a partir de 1990 com a criação do Programa Nacional de Desestatização. O fim do imposto da energia se deu no contexto de retorno do pensamento liberal. O novo liberalismo, iniciado nos anos 1980, resultou em reformas estruturais aplicadas em toda América Latina. No Brasil, ganhou contornos definitivos no final dos anos 1980. Esta reengenharia neoliberal era parte de um movimento de abertura econômica mundial: a chamada internacionalização do capital.

A desvalorização dos ativos financeiros mundiais reordenou os rumos da economia⁴⁷⁴ (SAUER, 2003 p.15). A crise das finanças públicas dos países subdesenvolvidos fragilizou as políticas

⁴⁶⁹ Um novo problema: o empreendedor recebe o direito de expropriação e sem legislação corremos o risco de voltar às concepções territoriais-patrimonialistas.

⁴⁷⁰ ROTHMAN, Franklin Daniel. Política Ambiental e Lutas de Resistências a Barragens em Minas Gerais: um estudo de caso. Raízes, Campina Grande, vol. 21, nº 01, p. 45-52, jan./jun. 2002

⁴⁷¹ Ainda que esta seja como reguladora da concessão responsável solidariamente.

⁴⁷² VIANA, Raquel de Mattos (2003). Grandes Impactos e Reparações: um estudo de caso sobre a barragem de Ita. Dissertação de Mestrado. UFRJ/IPPUR.

⁴⁷³ CF88, Art. 155 §3º

⁴⁷⁴ SAUER, Ildo. 2003. A Reconstrução do Setor Elétrico. Ed. UFMS Campo Grande/MS

macroeconômicas centradas no desenvolvimento econômico, por força da incapacidade de financiamento público dos setores de infraestrutura⁴⁷⁵ (CASTRO, 2007).

Sob este cenário, acadêmicos, técnicos das Nações Unidas, agências multilaterais - como o Fundo Monetário Internacional (FMI), Banco Mundial, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), o governo norte-americano e economistas de diversos países das Américas se reuniram, em 1989, para definir a estratégia de adaptação ao modelo liberal a ser adotada pelos países latino-americanos. O fruto desse encontro ficou conhecido como 'Consenso de Washington'⁴⁷⁶.

Esse nome se deu porque ao final dos trabalhos foram relacionados dez pontos 'consensuais' entre os participantes, que consistiam, dentre outros, na: privatização de estatais; reformas constitucionais, especialmente fiscais e tributárias; flexibilização dos direitos trabalhistas; desregulamentação da vida econômica; redução dos investimentos do Estado em políticas públicas básicas; e reforma do Estado com redução do funcionalismo (SAUER, 2003 p.16a).

As agências multilaterais passaram a adotar tais diretrizes como contrapartida para conceder empréstimos aos países latino-americanos. Foi nesse contexto de imposição externa, que se deu a abertura das economias ao capital internacional, com o único interesse de fomentar a globalização, criando novos mercados para os países desenvolvidos. Dessa forma, como dito por Castro, o modelo de privatização pura não foi implementado por agentes do SEB, mas veio de fora para dentro. Fruto de uma política de reforma institucional e de ajuste econômico, atribuída pelo FMI, não observando a trajetória do setor e suas particularidades.

A privatização do SEB teve início em 1990, durante o Governo Collor, com o Plano Nacional de Desestatização⁴⁷⁷ (PND). No entanto, foi durante o Governo Fernando Henrique Cardoso (1994-2002), sob a justificativa de que a crise institucional e econômica impedia o Estado de investir na expansão do sistema - seja para ampliar o atendimento, o aperfeiçoamento tecnológico, para melhorar a qualidade dos serviços ou ainda na redução das tarifas - que se deu a profunda mudança no setor com a venda das empresas estatais (SAUER, 2003 p.16b).

O modelo de privatização pura, sem um planejamento adequado que ponderasse a forma de organização do SEB, consistiu na desverticalização do setor, distinguindo os segmentos monopolistas (transmissão e distribuição) dos não-monopolistas (geração e comercialização), além de uma política de privatização, colocada num ambiente de competição entre os agentes, com regulação técnica e econômica a cargo de uma agência independente a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Para Castro e Fernandez (2007), foram relegados dois fatores estratégicos: a velocidade do processo de construção e consolidação do novo marco regulatório e a desestruturação completa do planejamento de médio e longo prazo.

A política econômica daquela conjuntura considerava investimentos como déficit público. De acordo com o PND, as estatais estavam proibidas de realizar gastos e de investir em usinas e linhas

⁴⁷⁵ CASTRO, Nivalde J. e FERNANDEZ, Paulo Cesar. 2007. XIX SNPTEE Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica: A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: passado recente, presente e tendências futuras.

⁴⁷⁶ Latin American Adjustment: How Much Has Happened? Washington, 1989. Promovido pelo Institute for International Economics.

⁴⁷⁷ Instituído no Gov. Collor, pela Lei nº8.031/90.

de transmissão, pois tais empresas seriam vendidas em seguida. Os segmentos monopolistas são mais fáceis de privatizar, porque, como no caso da Distribuição, têm sua rede definida, assim os custos são mais previsíveis. Ainda assim, no caso da transmissão, também um segmento de monopólio natural, os investimentos não aconteceram.

a tentativa de construção do novo modelo se deu de forma rápida e incompleta, centrando-se quase que exclusivamente no segmento da 'Distribuição'. Este fato paralisou as decisões de investimentos em novas usinas e linhas de transmissão, na medida em que as empresas estatais estavam proibidas, pelo PND, de realizar os gastos necessários, em especial porque estas empresas a seguir seriam privatizadas. (CASTRO E FERNANDEZ, 2007, p.2)

Para Sauer (2003) foram medíocres os resultados alcançados com a privatização pura sobre um ponto de vista macroeconômico e acarretaram prejuízos concretos à economia e à população. A começar pelos baixos valores alcançados na venda das concessões versus o real valor econômico das estatais, os danos sucessivos foram: a perda da qualidade dos serviços com a dispensa de quadro técnico especializado⁴⁷⁸ com décadas de formação; o aumento progressivo das tarifas, favorecendo a ampliação da exclusão; e a queda acentuada nos investimentos em expansão e manutenção dos sistemas de geração e distribuição e se deram tanto por aspectos político econômicos, como pela alegação de falta de atratividade, mediante excessivos riscos da prestação desses serviços no país.

Do ponto de vista estratégico a perda foi ainda maior com a renúncia, pelo Estado, de seu papel de planejador e orientador de políticas em um setor de vital importância para o desenvolvimento social e econômico do Brasil (Castro, 2007; Sauer, 2003; Vainer, 2007). Sauer (2003) afirma que a constituição de setores de infraestrutura bem organizados e aptos ao pleno cumprimento de seu papel é influenciada pela existência e pelos critérios, que orientam as políticas econômica, industrial e de desenvolvimento, sua sustentabilidade e abrangência, além da trajetória de formação das instituições, seu fortalecimento e a coesão da sociedade em torno delas.

A trajetória de formação do SEB e a coesão com a sociedade, em se tratando dos empreendimentos de grande impacto para a população que os recebe, avançava ao longo de 20 anos, se tomarmos como referência o início da organização social de atingidos na região Sul com a Comissão Regional de Atingidos por Barragens (CRAB), ainda na década de 1970. Desta forma, o desmonte do aparelho estatal, sem observar as particularidades do setor no Brasil, além de graves problemas estruturais e econômicos para o próprio, causou grave retrocesso à compreensão e absorção dos conceitos sobre os impactos negativos sociais e ambientais causados pelos empreendimentos do setor elétrico.

Pode-se concluir que foi perdido o amadurecimento adquirido por meio de **(i)** diversos estudos, inclusive com a participação do setor acadêmico; **(ii)** luta dos atingidos; **(iii)** movimentos ambientalistas; **(iv)** pressão da sociedade como um todo; **(v)** agentes multilaterais; **(vi)** relação dos

⁴⁷⁸ Sauer, Ildo. 2003. p.123, aponta que em 1995 os empregados do setor eram 209.387, passando a 92.396, em 2001.

empreendimentos com as cidades e comunidades que os recebiam; **(vii)** possíveis ações mitigadoras; e **(viii)** forma de tratamento a essa população.

No que concerne à questão ambiental, tem-se uma larga legislação conceitual, ampliada e preservada inclusive pela Constituição de 1988, que impede, ou pelo menos deveria impedir, o uso dos recursos naturais de forma inadequada. No entanto, para os efeitos sociais, a experiência do SEB não foi transformada em lei e não há até hoje regulamentação legal. No ambiente de investimento público, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. sabia das diferenças regionais sob as quais suas subsidiárias se encontravam o que poderia diferenciar as políticas adotadas entre elas. Ainda assim, apesar da falta de orçamento/investimento para solucionar os problemas e mesmo para cumprir os acordos com a população, buscava-se, na medida do possível, dar conta das questões sociais e ambientais, tendo reconhecido publicamente a dívida do setor elétrico com a sociedade, por conta das circunstâncias em que geralmente essa população vive após a instalação das hidrelétricas.

Pode-se observar nos estudos elaborados pela Eletrobrás como o 'I e II PDMA' (1986 e 1990); o 'Referencial para Orçamento das Questões Sócio-ambientais' (1994) e vários outros, que os conceitos adquiridos pela Eletrobrás não são utilizados pelos órgãos licenciadores e muito menos pelas empresas privadas, na medida em que os Estudos de Impacto Ambiental, não abrangem todos os apontamentos colocados por esta da maneira como deveria. Vejamos como exemplo, tópicos pedagogicamente detalhados no Manual de Estudos de Impacto Ambiental (2002):

Repercussões Sociais: as repercussões sociais podem ser analisadas segundo dois campos distintos: da sociologia urbana e da sociologia rural, de tal maneira, porém, que ao final seja possível a análise de forma agregada.

A nível urbano podem ser usadas como variáveis representativas do impacto: a população atingida; **o padrão e a qualidade de vida da população atingida; a expectativa da população frente à necessidade de uma mudança compulsória.**

Relativamente à área rural, a análise das repercussões pode ser avaliada, entre outras, através das seguintes variáveis: a população atingida; a área alagada com a formação do reservatório; **padrão de vida da população atingida; grau de associativismo; estrutura fundiária; atividade econômica e recursos naturais; expectativa da população frente à necessidade de uma mudança compulsória.** (ELETROBRÁS, 2002. Manual de Estudos de Impacto Ambiental. p. 45 – ênfase nossa)

Como já foi exposto, a própria Estatal de energia elétrica havia compreendido a importância da aproximação com a sociedade, inclusive fazendo pesquisas de campo, como ela mesmo afirma no Manual, ir a campo e trabalhar em conjunto com a população, para que não houvesse problemas futuros para o próprio setor. Ao analisar os atingidos de Cana Brava e Serra da Mesa (Rio Tocantins) fica claro que o padrão e a qualidade de vida da população não foram mantidos. Muito

pelo contrário. Antes viviam de suas roças e pequenas plantações, após o reassentamento, passaram a receber cestas básicas do governo federal.

Verifica-se também uma grande diferença na linguagem/abordagem dos textos da Eletrobrás, no ambiente de investimento público e dos RIMA's elaborados por empresas contratadas pelos empreendedores, no ambiente privado. Este tem uma estrutura propagandística do empreendimento (VAINER, 2007). Aquela abordava os atingidos de uma forma socialmente responsável. E recomendava 'a análise' mais ampla possível, não como uma mera etapa burocrática do processo (pensamento mercadológico), e sim com preocupação em relação aos impactos e conseqüentes problemas para os atingidos e para o próprio empreendedor a ser responsabilizado caso problemas futuros ocorressem sem a previsão e apontamento de ação no EIA.

Uma das conseqüências da instalação de uma UHE - pouco pensada nos estudos de impacto – é o deslocamento compulsório, ou seja, a retirada de pessoas de suas casas, para que esses empreendimentos sejam implantados. Segundo Santos (2003), tais projetos foram e são implementados sem levar em conta as tradições das populações locais e regionais e tampouco suas expectativas e aspirações.

A organização social, as relações familiares são de suma importância para quem vive no campo (ELETROBRÁS, 2002), e sendo assim elas devem ser reconstituídas. Como dito por Singh (2006), as hidrelétricas acarretam uma profunda modificação no uso do solo e de organização do território. Tal alteração se alastra tanto pelas áreas urbanas como pelas rurais⁴⁷⁹. Praticamente todos os efeitos decorrentes da implantação das UHE's rebatem diretamente sobre o espaço geográfico, o qual requer planejamento multiescalar, integrado e antecipado, além de gestão sistêmica, sob pena de perda do controle sobre a degradação do ambiente, a qualidade de vida das populações e a sustentabilidade da região e por fim do próprio desenvolvimento socioeconômico.

No entanto, Turatti⁴⁸⁰ verificou que o espaço não foi considerado por técnicos da CESP e constatou a reclamação dos reassentados, em suas palavras, uníssona: o isolamento. O convívio com as cidades do entorno e as antigas relações sociais travadas à beira do rio foram desfeitas.

O convívio com as cidades circunvizinhas, bastante valorizado, passa a ser raramente concretizado. Além dos reassentamentos localizarem-se a uma considerável distância dos municípios do entorno, eles encontram-se também distantes das vias de acesso, tornando-se difícil o deslocamento dos seus moradores. Por isso, as idas à cidade para participar das quermesses, visitar parentes ou namorar dão lugar às viagens exclusivamente de emergência (médico) ou de negócios (banco). A dimensão lúdica da vida, extremamente fértil nos bairros rurais tradicionais, não encontra correspondência nas agrovilas ou nos lotes agrícolas, nos quais pesa a sociabilidade forçada entre pessoas cuja vizinhança foi definida, mediante regras da CESP, por sorteio. (TURATTI, 2001, p. 315)

⁴⁷⁹ Parecer Técnico sobre Planejamento Regional e Urbano - MINISTÉRIO PÚBLICO DO ESTADO DE RONDÔNIA - Consultora: Rajindra Kaur Singh (Outubro/2006)

⁴⁸⁰ TURATTI, Maria Cecília Manzoli (2001) REVISTA DE ANTROPOLOGIA, SÃO PAULO, USP, 2001, V. 44 nº 1.

O Manual da Eletrobrás, quando utilizado de maneira adequada, seria fundamental para garantir a sustentabilidade da população afetada. No entanto, seria ilusório crer que empresas privadas, cujo objetivo é a maximização do lucro, tenham essa visão mais ampla das questões sociais e mesmo ambientais. A falta de regramento no arcabouço legal brasileiro é o grande viés que se coloca. Inclua-se também a necessidade de o Estado assumir seu papel de planejador e orientador das estratégias também nesta matéria. Entregar às empresas privadas a elaboração desses estudos, sem o acompanhamento e a participação da sociedade e da comunidade científica, não com estudos em paralelo, mas em conjunto e a partir de um Termo de Referência bem elaborado, pode resultar em omissões e conseqüências sociais e ambientais negativas.

Para Vainer: os documentos de orientação da Eletrobrás há muito tempo estabeleceram parâmetros cuja aplicação estrita teria certamente evitado muitos conflitos que se arrastam até hoje, elevando desnecessariamente custos – tanto financeiros quanto sociais, políticos e institucionais (VAINER, 2008. p. 59).

Neste novo modelo de investimento público-privado a linha política de tratamento dos problemas sociais dada pela Eletrobrás, desenvolvida num ambiente de investimento público, não cabe mais. Em ambiente privado não foi criado nenhum mecanismo, que garantisse a manutenção dos programas da Eletrobrás pelas empresas privadas. Assim, as novas empresas não tinham qualquer regramento que pautasse sua conduta, como não tem até hoje.

Segundo Vainer é esse processo que a reestruturação, já no primeiro mandato de Fernando Henrique, veio a interromper. Privatizando, sem critérios, empresas de geração e distribuição, ao favorecer de maneira atabalhoada a concessão de direitos de exploração de potenciais hidrelétricos a grupos privados, a privatização rompeu o processo anterior e ainda colocou em risco o muito que havia sido conquistado em termos sociais e ambientais (VAINER, 2007).

a privatização e a reestruturação do setor elétrico brasileiro pareciam ser um passo para trás, uma vez que empresas estatais haviam começado, até certo ponto, a institucionalizar questões ambientais e sociais, tendo se estabelecido as políticas de avaliação de impactos ambientais como um dos poucos instrumentos institucionais disponíveis às populações atingidas. (ROTHMAN, 2002)

Segundo Vainer, a Legislação de Concessão foi omissa quanto ao tratamento a ser dado aos problemas sociais e ambientais. As Leis de Concessões (Lei nº 8.987/95 e Lei nº 9.074/95), que tiveram por finalidade regulamentar o Art. 175 da Constituição, que dispõe sobre a prestação de serviços públicos, não fazem nenhuma menção ao compromisso social e/ou ambiental. Nas palavras de Bermann, em ROTHMAN: A Lei de Concessões de Serviços Públicos, de 1995, refinou a base do novo modelo, mas faltaram garantias dos direitos das populações atingidas (ROTHMAN 2002, BERMANN, 1995).

Vainer lembra que no processo de licitação um dos requisitos de pré-qualificação para a empresa participar do leilão de energia é a comprovação de qualificação do Responsável Técnico pelo empreendimento em obras e serviços de engenharia e similares, devendo as empresas apresentarem também certificados expedidos pelo Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura (CREA) que comprovem a qualidade de suas obras. Os consórcios privados recebedores das

concessões, ao participar do processo licitatório não são obrigados a comprovar qualquer aptidão e/ou qualificação anterior no tratamento das questões sociais e ambientais.

A ruptura atingiu também a articulação, desenvolvida ao longo de dez anos, entre a legislação para o setor elétrico, a legislação ambiental e o ciclo do projeto hidrelétrico. O processo de licenciamento ambiental foi subvertido sem que ficassem claras as responsabilidades e atribuições do poder concedente e da agência que o representa (ANEEL), da empresa concessionária e das agências ambientais (estaduais ou nacional), criando uma terra de ninguém na qual passou a vigorar a improvisação, cujos custos passaram a recair, como de hábito, sobre as populações atingidas e sobre o meio ambiente. (VAINER, 2007 p. 121)

O próprio setor de energia reconhece o rompimento nos avanços das questões sociais e a necessidade de retomá-lo, segundo a EPE (Tolmasquim, 2006), a implementação dessa política (até 1990), criou um novo patamar de entendimento entre o SEB, as agências públicas e os segmentos sociais envolvidos ou afetados por seus empreendimentos. E continua:

Entretanto, a privatização do setor, implementada a partir de 1998, mas não concluída, desarticulou as iniciativas de aperfeiçoamento então iniciadas. As funções institucionais de planejamento e de coordenação das questões socioambientais, exercidas pelo Comase, e apoiada na estrutura técnica e administrativa da Eletrobrás, e a dispersão dessas atribuições, no âmbito do MME e da ANEEL, só puderam ser retomadas quando da concepção e implementação do novo modelo institucional do setor elétrico, a partir de 2003 (Lei nº 10.847/2004 - EPE, 2006⁴⁸¹).

A partir de 2003, no Governo Lula foram lançadas bases legais e institucionais de um novo modelo para o setor, que pode ser denominado como 'parceria estratégica público-privada'⁴⁸². Uma grande mudança em relação ao modelo de privatização pura anterior, tendo como principal objetivo a retomada do planejamento, de modo estruturado e coordenado, procurando fornecer indicações claras e com o menor grau de incerteza possível.

Para Castro e Fernandez (2007), a forte mudança foi o retorno do investimento das empresas estatais em geração e transmissão e conclui que o objetivo principal desta reestruturação foi criar um marco regulatório mais estável e com capacidade de viabilizar um desenvolvimento auto-sustentável.

Pós-privatização, na reestruturação, a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2004, foi um marco fundamental para o SEB, uma vez que retoma pesquisas essenciais para o setor, do ponto de vista do planejamento, não apenas da geração, mas da cadeia como um todo e dos assuntos correlatos e essenciais, como a questão social e ambiental. A 'energia' é um bem primário e direito de todos, além de subsídio essencial de infraestrutura para o crescimento do país. É um dos 'gargalos' que o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) se propõe a

⁴⁸¹ EPE (2006). A questão socioambiental no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica.

⁴⁸² CASTRO, Nivalde J. e FERNANDEZ, Paulo Cesar. 2007. XIX SNPTTE Seminário de Produção e Transmissão de Energia Elétrica: A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: passado recente, presente e tendências futuras.

resolver, justamente pelo entendimento de que o desenvolvimento nos próximos anos pode ficar comprometido por falta de energia.

A EPE tem papel fundamental na retomada das questões sociais causadas pelos empreendimentos de energia. A falta de dimensionamento desses efeitos e seus custos é um problema para atrair investimentos. Mesmo num ambiente privado e com a visão mercadológica de garantir a expansão da geração e atrair investimento, há de se lembrar o papel do Estado também quanto às questões sociais e ambientais: não é papel da EPE se tornar uma consultora das empresas privadas, com vistas a elaborar os Estudos de Impacto apenas.

Ela possui um papel maior: o dever de garantir que os estudos reflitam a realidade dos impactos das usinas existentes e acompanhe a forma como os novos estudos estão sendo feitos, para garantir a 'sustentabilidade' ambiental e social destes empreendimentos. O Estado não pode repassar para o setor privado, uma responsabilidade que é intrinsecamente sua. A população, por exemplo, não tem que cobrar da empresa, ela tem que cobrar do Estado. É essa a relação de proteção que se espera do Estado. A EPE representa o Estado no planejamento também quanto às questões sociais decorrentes da implantação dos projetos do setor.

A EPE progrediu bastante ao buscar se aprofundar sobre o tema e chegando a conclusão da necessidade de legislação que regulamente a matéria⁴⁸³. Essa é também a conclusão que os acadêmicos chegaram (VAINER, 2007; ROTHMAN, 2002). No entanto, há necessidade de erradicar-se o discurso, onde as preocupações com o meio ambiente são um obstáculo ao avanço, desenvolvimento e crescimento econômico. O oposto, a tentativa de estabelecer um consenso deve ser priorizada, com o objetivo de diminuir os conflitos.

Essa foi a propaganda do Setor Elétrico Brasileiro durante todo o Governo Lula, mas que na verdade só beneficiou as grandes construtoras barrageiras.

3 A LEGISLAÇÃO AMBIENTAL BRASILEIRA E AS QUESTÕES SOCIAIS

A legislação ambiental brasileira é antiga e consistente. Nas primeiras décadas do Século XX, foram aprovados mecanismos, que regulavam a partilha de recursos hídricos, estabelecendo direitos e deveres, para o uso e conservação da qualidade das águas, como o Código de Águas/Decreto 23.793/34; a proteção às florestas por meio do Código Florestal/Decreto 24.643/34, o qual regulamentava a utilização das florestas e classificava os atos danosos ao meio ambiente como contravenções penais; e de exploração de pesca Código de Pesca/Decreto-Lei 794/38, entre outros. O Código de Águas aborda a regulamentação da Indústria Hidrelétrica no Livro III e sobre as questões sociais, trata em seus artigos 143 e 152:

Art. 143. Em todos os aproveitamentos de energia hidráulica serão satisfeitas exigências acauteladoras dos interesses gerais:

⁴⁸³ EPE, 2006. A Questão Socioambiental no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica. p.82

- a) da alimentação e das necessidades das populações ribeirinhas;
- b) da salubridade pública;
- c) da navegação;
- d) da irrigação;
- e) da proteção contra as inundações;
- f) da conservação e livre circulação do peixe;
- g) do escoamento e rejeição das águas.

Art. 152. As indenizações devidas aos ribeirinhos quanto ao uso das águas no caso de direitos exercidos, quanto a propriedade das mesmas águas, ou aos proprietários das concessões ou autorizações preexistentes, serão feitas, salvo acordo em sentido contrário, entre os mesmos e os concessionários, em espécie ou em dinheiro, conforme os ribeirinhos ou proprietários preferirem.

§ 1º Quando as indenizações se fizerem em espécie serão sob a forma de um quinhão d'água ou de uma quantidade de energia correspondente a água que aproveitavam ou a energia de que dispunham, correndo por conta do concessionário as despesas com as transformações técnicas necessárias para não agravar ou prejudicar os interesses daqueles.

§ 2º As indenizações devidas aos ribeirinhos quanto ao uso das águas, no caso de direitos não exercidos, serão feitas na forma que for estipulada em regulamento a ser expedido.

Além do Código de Águas, o Decreto nº 41.019/1957, que regulamenta os serviços de energia, ainda no Gov. Juscelino Kubitschek dizia:

Seção VII

Das Obrigações do Concessionário

Art. 104. Além das demais obrigações previstas na lei e neste Regulamento, o concessionário é obrigado a:

- f) indenizar os ribeirinhos nos casos do art. 107

Da Reserva de Água e de Energia

Indenizações aos Ribeirinhos

Art. 107. As indenizações devidas aos ribeirinhos quanto ao uso das águas, no caso de direitos exercidos quanto à propriedade das mesmas águas, ou aos proprietários das concessões ou autorizações preexistentes, serão feitas, salvo acordo em sentido contrário entre os mesmos e os concessionários, em espécie ou em dinheiro, conforme os ribeirinhos ou proprietários preferirem.

§ 1º Quando as indenizações se fizerem em espécie, serão sob a forma de um quinhão d'água, ou de uma quantidade de energia correspondente à água que aproveitavam à energia de que dispunham correndo por conta do concessionário as despesas com as transformações técnicas necessárias para não agravar ou prejudicar os interesses daqueles.

§ 2º As indenizações devidas aos ribeirinhos quanto ao uso das águas, no caso de direitos não exercidos, serão feitas na forma que for estipulada em regulamento a ser expedido.

De todos os documentos analisados, apenas no Código de Águas e no Decreto 41.019/1957, foi encontrada referência aos atingidos, citados como sendo os ribeirinhos. Essas regras que dão ao concessionário o poder de arbitrar o valor das terras e negociar diretamente com os atingidos, diante da experiência vivida não dão conta dos reais problemas sociais das represas e se referem única e exclusivamente ao conceito territorial-patrimonialista de atingido. Sendo assim, não envolve aspectos culturais e econômicos e não garante sobrevivência em condições iguais às em que se encontravam antes das grandes represas.

No início dos anos 1980, ratificada mais adiante pela Constituição, surge a Lei 6.938/81, alterada pela Lei 8.028/90, que estabelece a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação; constitui o Sistema Nacional do Meio Ambiente (Sisnama); e institui o Cadastro de Defesa Ambiental, tendo por finalidade a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando assegurar, no país, condições ao desenvolvimento socioeconômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana atendidos os seguintes princípios:

- I - ação governamental na manutenção do equilíbrio ecológico, considerando o meio ambiente como um patrimônio público a ser necessariamente assegurado e protegido, tendo em vista o uso coletivo;
- II - racionalização do uso do solo, do subsolo, da água e do ar;
- III - planejamento e fiscalização do uso dos recursos ambientais;
- IV - proteção dos ecossistemas, com a preservação de áreas representativas;
- V - controle e zoneamento das atividades potencial ou efetivamente poluidoras;
- VI - incentivos ao estudo e à pesquisa de tecnologias orientadas para o uso racional e a proteção dos recursos ambientais;
- VII - acompanhamento do estado da qualidade ambiental;
- VIII - recuperação de áreas degradadas;
- IX - proteção de áreas ameaçadas de degradação;
- X - educação ambiental a todos os níveis do ensino, inclusive a educação da comunidade, objetivando capacitá-la para participação ativa na defesa do meio ambiente. (Lei nº 6.938/81, Art. 2º)

Em 1987, é emitida a Resolução 006/87 do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), a qual estabeleceu regras para o licenciamento ambiental e regulamentou a obrigatoriedade de realização de Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e Relatórios de Impacto Ambiental (RIMA) para fins de licenciamento, para os empreendimentos conforme Art. 2º da Resolução Conama 001/86.

O EVTE – Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica e o Estudo de Impacto Ambiental e Social há muito deveriam ser feitos em conjunto. Ambos são processos que se aplicam principalmente no início dos projetos. Representam apenas um dos estágios do procedimento que devem ser empregados para a gestão ambiental, social, econômica e cultural do empreendimento. O Licenciamento tem como finalidade promover o controle prévio à construção, instalação e funcionamento de estabelecimentos e atividades que utilizam recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental⁴⁸⁴.

Como se pode observar a partir da Lei 6.938/81, ficou ratificado, que o meio ambiente é um patrimônio público a ser necessariamente assegurado e protegido, tendo em vista o coletivo. Esse dispositivo legal estabeleceu os padrões de qualidade ambiental; a avaliação de impactos ambientais; o licenciamento e revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras; a criação de reservas e estações ecológicas, áreas de proteção ambiental e as de relevante interesse ecológico pelo Poder Público Federal.

A Constituição Federal de 1988, no que se refere ao meio ambiente, não tem especificidades deixando claro que não há o que mudar em termos constitucionais sobre o tratamento dado aos recursos naturais. Ao contrário: ela é ampla e deixa para legislação posterior, bem como para os órgãos responsáveis, as normas e procedimentos para a elaboração dos estudos de impacto e emissão de licenças, dentre outros. Foi com a promulgação da Constituição Federal, em 1988, que se firmou um dos mais importantes marcos para o trato das questões ambientais no Brasil.

Na Carta Magna conceituou-se o meio ambiente como bem de uso comum do povo. Entre os temas que foram objeto de discussão no Artigo 225, destacam-se alguns itens importantes: a necessidade de regulamentação dos estudos de impactos ambientais; o zoneamento ambiental; o princípio do poluidor-pagador; o princípio da precaução e prevenção como norma institucional; a normatização da questão indígena; a conceituação do meio ambiente e do desenvolvimento sustentável e a criação de lei específica para os crimes ambientais.

A Resolução CONAMA 237/97, regulamentou os aspectos de licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional do Meio Ambiente, fortalecendo os mecanismos, flexibilizando as práticas até então vigentes. O grande avanço foi a descentralização do processo, que passou a ter a coordenação e a regulação nos níveis federal, estadual e municipal. Ainda no final dos anos

⁴⁸⁴ **LEI Nº 7.804/89.** Altera a Lei nº 6.938/81, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação.

90 outras Leis importantes foram implementadas, como a Lei 9.433/97, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Recursos Hídricos. Esta evolução histórica do regramento, por meio de leis, decretos, normas e a própria Constituição mostram o avanço dos mecanismos legais no Brasil e deixam evidente o enriquecimento das discussões ambientais no país ao longo dos anos.

Segundo Cordeiro (2003), no mundo inteiro o Estudo de Impacto Ambiental é considerado hoje um dos instrumentos jurídicos racionalmente necessários à proteção do ambiente e seus objetivos são diversos e multifacetários, podendo ser classificados em quatro categorias principais: prevenção do dano ambiental; transparência administrativa quanto aos efeitos ambientais de empreendimentos públicos ou privados; consulta aos interessados; e decisões administrativas⁴⁸⁵. Em face à pressão normativa e social, fortalecida ao longo dos anos, o aparato legal criou mecanismos para tratar os principais problemas ambientais. Se por um lado, a aplicação deste aparato viabilizou uma série de conquistas, por outro ele não deu conta de resolver os conflitos gerados pelo uso dos recursos naturais por diferentes atores sociais. Há fragilidades durante o processo de licenciamento e nos passos pós-licença, pois faltam fiscalização e acompanhamento do Estado, principalmente no tratamento aos atingidos por represas hidrelétricas. Mesmo assim os Estudos prévios elaborados com responsabilidade diminuem bastante os riscos, mas para isso seria necessária maior participação social e da comunidade científica e não das empresas viciadas em copiar e colar EIA/RIMAS.

A nova legislação para viabilizar a entrada das empresas privadas no setor elétrico também não incluiu os aspectos ambientais e sociais. Como dito por Vainer o Art. 23 da Lei 8.987/95, estabelece 15 cláusulas essenciais dos contratos de concessão, mas nenhuma delas trata das questões sociais e ambientais. Fazendo uma única menção no artigo 29, incluindo entre as incumbências do poder concedente estimular a preservação do meio ambiente e conservação. Embora esta lei não aborde as questões sociais e ambientais, ela confere às empresas concessionárias o poder de promover as desapropriações. Vainer também aponta a omissão da Lei 9.074/95, que estabelece o regime de concessão dos serviços de energia, que também não faz nenhum apontamento neste sentido, porém determina que:

Art. 10. Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à implantação de instalações de concessionários, permissionários e autorizados de energia elétrica. (Lei nº9.074/95).

Isto leva a crer que a ANEEL tem, enquanto poder concedente e como declarante da utilidade pública, co-responsabilidade ou responsabilidade solidária sobre as questões sociais provocadas por empreendimentos do SEB. Na inexistência de um órgão responsável pelas questões sociais no âmbito Estatal, em última instância, a legislação deixa claro o papel da ANEEL, enquanto órgão regulador e fiscalizador das concessões.

⁴⁸⁵ [Suzi Huff Theodoro, Pamora M Figueiredo Cordeiro, Zeke Beke \(UnB\):Gestão ambiental: uma prática para mediar conflitos socioambientais.](#)

A grande preocupação com essa omissão, para Vainer, é o retorno da concepção territorial-patrimonialista, que indeniza os 'proprietários' de terras, no valor das terras, o que não os permite se recolocar, sem considerar, como visto anteriormente, a efetiva oportunidade de reconstituírem suas condições de vida, em termos sócio-culturais e econômicos.

somente reconhece na área afetada aqueles que detêm direitos de propriedade. Não há população, não há trabalhadores ou moradores, há apenas propriedade. E, nestes termos, o deslocamento se resume e se resolve através de uma infinidade de ações individuais de compra e venda. (VAINER, 1990, p.114)

Segundo Vainer (2007, 124) a Declaração de Utilidade Pública concede de *facto* ao concessionário o poder de impor a margem de qualquer negociação o valor das indenizações. Como oportunamente colocamos, aquele que detém o poder de desapropriação detém de fato o poder de arbitrar o valor da terra. Caso o proprietário discorde, este deverá levar o assunto à justiça. Vainer alega ser uma violência transferir esse poder de desapropriação a empresas privadas, para negociarem diretamente com os proprietários ribeirinhos. O Banco Mundial, em Vainer, mostra que:

a simples compensação monetária das perdas patrimoniais sob a égide da legislação de desapropriação por utilidade pública não pode realisticamente gerar qualquer expectativa de promover resultados satisfatórios para as populações atingidas por barragens nos países em desenvolvimento. (THE WORLD BANK, 1994, p.1-8)

4 SOLUÇÕES ISOLADAS SÃO INSUFICIENTES

Não há na legislação ambiental, bem como na do setor de energia, nenhuma garantia de proteção aos direitos dos atingidos pela implantação de hidrelétricas. Como demonstrado, existe no Código de Águas e no Decreto de Regulamentação do Setor uma vaga citação. Há completa omissão da lei e, sobretudo, do Estado quanto às questões sociais. Ou seja, não há previsão legal de como deve ser o tratamento aos atingidos, de que maneira e respeitando a que princípios devem ser feitas as reparações.

Sendo assim, para muitos impactados a realidade não mudou. Em 2005, os atingidos do rio Tocantins, no município de Minaçú, Goiás, denunciavam a situação de abandono vivida por famílias, que se dividiam entre as que receberam R\$5.000,00 (cinco mil reais), ou carta de crédito, ou ainda àquelas que não receberam nada (Neiva e Brito, 2005). Apenas em 2007, por solicitação do Ministério de Minas e Energia, o Ministério das Cidades apresentou a possibilidade dos municípios terem acesso a recursos do Fundo Nacional de Habitação de Interesse Social (FNHIS), criado em 2005 para melhorar as condições de moradia. Para identificar as principais necessidades das famílias atingidas, foi realizado um diagnóstico social que apontou a falta de moradia como o principal problema. Como resultado foi criado então o Fundo de Desenvolvimento Sustentável, para o entorno das hidrelétricas de Serra da Mesa e Cana Brava, antiga reivindicação do

Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB) daquela região. A iniciativa é coordenada pelo MME e conta com recursos de Furnas Centrais Elétricas, CPFL Geração e Tractebel Energia, Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e SEBRAE/GO, com participação direta do Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB) e SEBRAE Nacional.

Recentemente foi expedida a Política Nacional de Segurança de Barragens (PNSB), por meio da Lei nº 12.334, de 20/09/2010, que criou o Sistema Nacional de Informações sobre Barragens (SNISB). Essa lei trata especificamente da segurança da Barragem enquanto sua estrutura física e as preocupações com a ruptura. Não leva em consideração nenhum aspecto relativo aos impactos sociais da construção e implantação de um empreendimento e, conseqüentemente, não inclui a necessidade da inserção dos dados socioeconômicos no novo Sistema Nacional de Informações sobre Barragens.

Em 26/10/2010, foi promulgado o Decreto nº 7.342, que institui o cadastro socioeconômico para identificação, qualificação e registro público da população impactada por empreendimentos de geração de energia hidrelétrica e criou o Comitê Interministerial de Cadastramento Socioeconômico, no âmbito do Ministério de Minas e Energia. Este decreto tem sua importância porque estabelece regras para o cadastro socioeconômico, conforme a experiência adquirida pelo SEB, que antes era feito sem orientação legal e centrado exclusivamente nos conhecimentos e interesses do empreendedor.

Antes desse decreto, conforme assinalado, por exemplo, nos impactados das UHE Cana Brava e Serra da Mesa a ANEEL se eximia de responsabilidade sobre tais impactos negativos, por entender que a partir da concessão do direito de desapropriação, pela declaração de utilidade pública das propriedades, a Agência nada mais poderia fazer.

Nesse sentido esse decreto não se constitui um marco legal para uma política social justa relativa aos impactos sociais de hidrelétricas, por dois motivos: deixa a cargo da Agência Nacional de Energia Elétrica, interessada no empreendimento, a fiscalização do Cadastro Socioeconômico, junto aos empreendedores; e não diz de que maneira as informações obtidas por esse novo instrumento devem ser utilizadas.

Apenas o cadastro socioeconômico não pode ser considerado uma Política de Remanejamento e enfrentamento dos impactos sociais na construção e implantação de hidrelétricas. É preciso estabelecer o que fazer a partir desse cadastro. Como por exemplo, o que fazer quando um morador cuida da terra de alguém e em contrapartida a usa para sua sobrevivência, os chamados meeiros. O proprietário será indenizado, mas o morador que usava aquela terra não foi contemplado no decreto nem para fazer parte do cadastro. É preciso, por exemplo, rever os critérios de indenizações, quais as modalidades; quais critérios serão considerados importantes no ressarcimento a essas famílias. Dessa forma, ainda há sérias indefinições que exigem uma política de remanejamento consistente cujo cadastro socioeconômico seria um instrumento da importante dessa política.

REFERÊNCIAS

LITERÁRIAS

CASTRO, Nivalde J. e FERNANDEZ, Paulo Cesar. (2007) **A Reestruturação do setor elétrico brasileiro: Passado, presente e tendências futuras**. XIX SINPTEE – Seminário Nacional de Produção de Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 14 -17 de outubro de 2007.

CASTRO, Nivalde J. e GOMES, Victor José Ferreira. **A Legislação ambiental e o desenvolvimento do setor elétrico no Brasil**. GESEL Disponível em:
http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/biblioteca/0014_legislacaoambiental_nc_vg.htm Acessado em setembro/2008

FERNANDES, Flávio e BERMANN, Célio. **Uma análise da responsabilidade social do estado sobre a população ribeirinha afetada por hidrelétricas**, Rio de Janeiro. Disponível em:
http://www.bgfconsultoria.com.br/pag/documents/responsabilidade_social_em_UHEs.htm
Acessado em setembro/2008.

FIANI, Ronaldo. **Notas de Aula do Curso de Analista em Políticas Públicas**. Rio de Janeiro, IE/UFRJ. 2007 (mimeo)

MÜLLER, Arnaldo Carlos (1995) **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: ed. Makron Books

REBOUÇAS, Lídia Marcelino. (2000) **O planejado e o vivido: o reassentamento de famílias ribeirinhas no Pontal do Paranapanema**, São Paulo, FAPESP/AnnaBlume.

ROTHMAN, Franklin Daniel. (2002) **Política Ambiental e Lutas de Resistência a Barragens em Minas Gerais: um estudo de caso**. Raízes, Campina Grande, vol. 21, nº 01, p. 45-52.

ROTHMAN, Franklin Daniel. (2005) Mobilização, resistência e participação das comunidades atingidas por barragens: o Projeto de Assessoria e o Movimento dos Atingidos por Barragens em Minas Gerais, Brasil. In: **Encuentro por una nueva cultura del agua en América Latina**, 2005, Fortaleza.

ROTHMAN, Franklin Daniel. (2008) Questões Nacionais nos Conflitos Socioambientais, na Construção de Barragens. In: ROTHMAN, Franklin Daniel. (Org.). **Vidas Alagadas - conflitos socioambientais**, licenciamento e barragens. 1 ed. Viçosa: UFV, 19-32.

SANTOS, Silvio Coelho dos. **A Geração Hídrica de Eletricidade no Sul e Seus Impactos Sociais**. Etnográfica, Vol. VII (1), 2003, pp. 87-103.

SAUER, Ildo. 2003. **A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro**. ed. Paz e Terra UFMS Campo Grande/MS

SCHERER-WARREN, Ilse e REIS, Maria. (2008) Do Local ao Global: A Trajetória do Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB) e sua articulação em redes. In: ROTHMAN, Franklin Daniel. (Org.). **Vidas Alagadas - conflitos socioambientais**, licenciamento e barragens. 1 ed. Viçosa: UFV, 64-82.

SINGH, Rajindra Kaur (2006). **Pareceres dos Consultores sobre o Estudo de Impacto Ambiental do Projeto para Aproveitamento Hidrelétrico de Santo Antônio e Jirau, Rio Madeira/RO**. Parecer Técnico sobre Planejamento Regional e Urbano. Disponível em:
<http://www.ibama.gov.br/licenciamento/index.php>

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno e FARIAS, José Carlos de Miranda (orgs.) (2006). - **A Questão Socioambiental no Planejamento da Expansão da Oferta de Energia Elétrica**. MME/EPE Rio de Janeiro/RJ Edição 1.

TURATTI, Maria Cecília Manzoli. **REVISTA DE ANTROPOLOGIA**, SÃO PAULO, USP, 2001, V. 44 nº 1.

VAINER, C. B. (2007) **Recursos Hidráulicos**: questões sociais e ambientais. Estudos Avançados, v. 21, p. 119-138. (mimeo)

VAINER, C. B. **Águas para a vida, não para a morte. Notas para uma história do movimento de atingidos por barragens no Brasil**. In: ACSELRAD, Henri; HERCULANO, Selene; PÁDUA, José Augusto. (Org.). Justiça Ambiental e Cidadania. Rio de Janeiro: Relume Dumará, p. 185-216, 2004.

VAINER, C. B. (2008) Conceito de "Atingido": uma revisão do debate. In: ROTHMAN, Franklin Daniel. (Org.). **Vidas Alagadas** - conflitos socioambientais, licenciamento e barragens. 1 ed. Viçosa: UFV, p. 39-63.

VAINER, C. B.; VIEIRA, F. B.; PINHEIRO, D. C.. (2001) Há que barrar as barragens. **Revista Tempo e Presença**, Rio de Janeiro, v. 23, n. maio/junho, p. 14-17.

VIANA, Raquel de Mattos. (2003) **Grandes barragens, Impactos e reparações: Um estudo de caso sobre a barragem de Ita/SC e RS**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Urbano e Regional) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ZHOURI, Andréa e OLIVEIRA, Raquel. (2007) **Desenvolvimento, Conflitos Sociais e Violência no Brasil Rural: o caso das usinas hidrelétricas**. Ambiente & Sociedade. Campinas v. X, n. 2. p. 119-135. jul.-dez.

LEGISLAÇÃO

Constituição Federal de 1988. Art. 155, 170, 175, 225, 231. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

DECRETO Nº 24.643, (1934) - CÓDIGO DE ÁGUAS. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

DECRETO Nº 41.019/1957 - regulamenta os serviços de energia. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

DECRETO Nº 6.327, (2007). Dispõe sobre a EPE e o CNPE. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

IBAMA INSTRUÇÃO NORMATIVA Nº 065, 13 de abril de 2005 – Regras para licenciamento Ambiental de UHE e PCH. Disponível em: www.ibama.gov.br Acessado em maio/2008.

Lei 10.847/2004, criação da EPE. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

Lei 11.516, de 28 de agosto de 2007. Dispõe sobre a criação do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - Instituto Chico Mendes. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

Lei 6.938/81 Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente.

Lei 7.804/89, de 18 de julho de 1989, altera a lei 6.938/81. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

Lei 8.987/95 - Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da CF88. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

Lei 9.074/95 - Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

Lei 9.433/97 Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos e cria o Sistema Nacional de Gerenciamento (SISNAMA). Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

Lei 9.605/98, Lei de Crimes Ambientais. Disponível em: www.planalto.gov.br Acessado em maio/2008.

Resolução Conama 001/86 - estabelece definições, responsabilidades, critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente. Disponível em: Resolução Conama 001/86 - estabelece definições, responsabilidades, critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente. Disponível em: www.ibama.gov.br Acessado em maio/2008.

Resolução Conama 006/87 - regras gerais para o licenciamento ambiental de obras de grande porte, especialmente aquelas nas quais a União tenha interesse relevante como a geração de energia elétrica, no intuito de harmonizar conceitos e linguagem entre os diversos intervenientes no processo. Disponível em: www.ibama.gov.br Acessado em maio/2008.

Resolução Conama 237/97 - normatiza procedimentos sobre o licenciamento ambiental e fixa competências dos órgãos licenciadores. Disponível em: www.ibama.gov.br Acessado em maio/2008.

DEMAIS DOCUMENTOS

Eletrobrás - II PDMA (1990) Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico Vol. II pp. 30-45

Eletrobrás – Manual de Estudos de Impacto Ambiental (2002)

Eletrobrás – Referencial para Orçamento das Questões Sócio Ambientais (1994)

MME/ANA - Geração de Energia Hidrelétrica - Caderno Setorial de Recursos Hídricos, 2006

MME/EPE PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 2007/2016

Tucci, Carlos E. M. (2007) Análise dos Estudos Ambientais dos Empreendimentos do rio Madeira – Atualização após as respostas da Consultora. MMA/IBAMA

WCD (2000) DAMS and DEVELOPMENT: A NEW FRAMEWORK FOR DECISION-MAKING. The Report of the World Commission on Dams / Earthscan Publications Ltd, London and Sterling, VA

PARÂMETROS PARA HABILITAÇÃO AOS LEILÕES DE GERAÇÃO NO BRASIL¹

Rafael Igrejas*

Marta Dalbem**

Leonardo Lima***

Katia Rocha****

Resumo

A reestruturação do setor elétrico brasileiro propiciou o surgimento de um mercado livre de energia e do Ambiente de Contratação Regulada (ACR); neste último, as licitações/leilões tornaram-se processos-chave para fomentar a competição, com os objetivos de modicidade tarifária e confiabilidade do sistema elétrico. No entanto, diversos projetos contratados em leilões apresentam atrasos. Neste contexto, o trabalho tem por objetivo, identificar as oportunidades de melhoria da metodologia de habilitação das empresas e/ou consórcios participantes dos leilões de geração e propor alterações e medidas complementares à atual metodologia. Foi realizada uma análise documental sobre leilões de energia no Brasil e uma revisão da literatura sobre leilões de energia no exterior e sobre análise de crédito, de modo a identificar quais, entre as melhores práticas, poderiam ser usadas para melhorar o processo de habilitação no Brasil. Tendo ainda por base o mercado de energia, foi feita uma reflexão sobre o problema à luz da Teoria de Opções Reais e Análises de Sensibilidade de um projeto hipotético às flexibilidades gerenciais que participantes do leilão podem estar considerando no seu processo de decisão. Por fim, conclui-se que o atual processo de habilitação pode ser mais consistente não só com a adoção de índices de endividamento e cumulatividade das exigências quanto ao Patrimônio Líquido nos *bid bonds* dos leilões, assim como aumento do *performance bond* aos empreendedores interessados na implementação de projetos de geração.

Palavras-chave: habilitação em leilões, energia no Brasil, volatilidade, opções reais.

Abstract

The restructuring of the Brazilian electric power industry has given rise to a free market of electricity and the Regulated Contracting Environment (ACR). In the ACR, auctions have become the key process to promote competition, keeping focus on low tariffs and the electric system reliability. However, bidders have delayed several projects contracted in auctions. In this paper we investigate some alternatives to improve the methodology used by the government to allow companies to place bids at energy auctions.

Amendments to the current methodology and supplementary measures are proposed in this paper. In order to identify best practices for the qualification process, we performed a documental analysis of energy auctions in Brazil and a literature review on credit analysis and energy auctions abroad. We also discuss this problem in the light of Real Options Theory, performing a sensitivity analysis on a hypothetical energy project, considering the managerial flexibilities bidders might be taking into account during their decision process. Finally, we conclude that the current qualification process may become more consistent not only with the adoption of debt-equity ratios and cumulative requirements regarding minimum equity, but also by increasing the performance bonds.

¹ Os autores agradecem o suporte do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA).

* Mestrando pela Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: rafael.igrejas@iag.puc-rio.br ** DSc. pela Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: martadalbem@iag.puc-rio.br.

***DSc., Prof. Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, Brasil. E-mail: leonardolima@iag.puc-rio.br.

****Diretoria de Estudos Macroeconômicos do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Brasil. E-mail: katia.rocha@ipea.gov.br.

1 - Introdução

Até 1996 o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) era basicamente administrado por empresas públicas federais e estaduais. A partir de 1997 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Um dos principais resultados foi a desverticalização das empresas de energia elétrica, passando a ser divididas nos segmentos de geração, transmissão e distribuição (Gomes & Luiz, 2009). O objetivo era incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização.

Naquele momento, foi identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica (o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE).

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que levou à necessidade de um plano de racionamento de energia elétrica. Visando adequar o modelo

em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, que gerou um conjunto de propostas e adequações ao SEB. Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, deu início ao aprimoramento do modelo para o Setor Elétrico Brasileiro.

Do ponto de vista institucional, o aperfeiçoamento do modelo propiciou a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (Empresa de Pesquisa Energética - EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Livre (ACL), segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados (Gomes, Brandao, & Pinto, 2010); e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia. No ACR, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras por meio de leilões – observado o critério de menor preço, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

Os leilões/ licitações passaram a ganhar cada vez mais importância, pela possibilidade de compra de energia pelas distribuidoras no ACR e pela licitação de novos projetos de geração. Em tese, os leilões favoreceriam a obtenção de modicidade tarifária e a confiabilidade ao sistema elétrico, ao viabilizar a competitividade e a adoção de medidas restritivas de habilitação aos leilões, de tal forma que as empresas participantes tivessem condições mínimas de desenvolver seus projetos de forma segura e dentro do prazo. A determinação dos parâmetros e pré-condições para habilitação aos leilões está prevista na lei 8.666, conhecida como *lei das licitações*, que inclui índices mínimos de liquidez corrente e seca, assim como um percentual mínimo do Patrimônio Líquido/Investimento.

No entanto, diversos projetos contratados em leilões apresentam hoje atrasos significativos, alguns inclusive com graves problemas para entrada em operação. Cerca de 17% da energia térmica licitada encontrase nesta situação. No caso das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), o percentual é ainda mais crítico, chegando a 32% da energia licitada, segundo dados consolidados da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG da ANEEL (2011).

Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo, *diagnosticar os problemas da metodologia atual de habilitação e recomendar nova*

metodologia para habilitação das empresas e/ou consórcios participantes dos leilões de geração.

Inicialmente, uma revisão documental identificará os principais projetos licitados que estão, hoje, com dificuldades de materialização, assim como as razões para o problema. Em seguida, uma revisão da literatura sobre a avaliação da capacidade econômico-financeira das empresas permitirá identificar os principais parâmetros e métodos usados na concessão de crédito e que servirão de inspiração para novos requisitos para habilitação. Por fim, se buscará construir um modelo simplificado de avaliação das empresas de geração utilizando a metodologia de Opções Reais, o qual servirá para refletir sobre quais fatores-chave de decisão são mais importantes durante o processo de habilitação, de modo a filtrar as empresas com maiores chances de concretizar os novos projetos.

Com os novos parâmetros identificados/escolhidos, e ainda à luz das restrições impostas pela lei das licitações que impede, por exemplo, o uso de índices de rentabilidade, será verificado por simulação e análises de sensibilidade, o grau de exigência que poderia ser atribuído a alguns parâmetros propostos, de forma a gerar maior eficiência ao vedar a habilitação dos projetos/empresas com baixa probabilidade de exercer a opção de implementação dos projetos.

Pretende-se, portanto, sugerir novos parâmetros e metodologias para habilitação aos leilões de geração no Brasil os quais, consistentes com o objetivo de manter a competitividade, contribuam também para filtrar de forma mais eficaz as empresas/projetos que teriam dificuldade de cumprir seus compromissos firmados em leilão.

O artigo está estruturado da seguinte forma: a Seção 2 descreve o modelo vigente de habilitação das empresas em leilões de geração no Brasil e o status atual dos projetos em andamento, a Seção 3 descreve a experiência de outros países em leilões de energia, na Seção 4 é feita uma revisão da literatura dos métodos de avaliação da capacidade econômico-financeira de empresas e na Seção 5 é apresentada a reflexão sobre o problema com base na teoria de Opções Reais. Na Seção 6 são propostos novos parâmetros para avaliação das empresas em leilões, seguido de uma ilustração da aplicação do modelo de Opções Reais a um exemplo prático. Na Seção 7 apresentamos as conclusões.

2 – O Modelo Atual de Habilitação em Leilões

O leilão tem como objeto a contratação de energia proveniente de empreendimentos de geração hidrelétrica com posterior outorga de Autorização e Concessão, conforme previsto no art. 2º, § 7º-A, da Lei nº 10.848 de 2004, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). São denominadas como COMPRADORAS, as Distribuidoras que

declararem necessidade de compra de energia e de VENDEDORAS, as Pessoas Jurídicas de Direito Privado nacionais ou estrangeiras, que não sejam concessionárias ou permissionárias do serviço público de Distribuição de energia elétrica, ou sociedades por elas controladas direta ou indiretamente.

Como parte do processo de licitação, o Vendedor de energia deve aportar algumas garantias. O primeiro aporte ocorre por meio das Garantias de Participação-*bid bonds* (1% do valor do projeto, nos casos em que ainda não há outorga⁴⁸⁶), cujas modalidades poderão ser Caução, Seguro Garantia, Fiança Bancária ou Títulos de Dívida Pública, as quais terão a ANEEL como beneficiária, à vigorar até o 5º dia útil após a data estimada para aporte das Garantias de Fiel Cumprimento-*performance bond*, sendo este equivalente a 5% do valor do investimento declarado à EPE. O percentual do valor da Garantia de Fiel Cumprimento a ser aportada poderá ser reduzido de acordo com o estágio de evolução da obra a ser realizada.

Na fase de habilitação, examinam-se, por meio dos documentos exigidos, as condições de idoneidade dos candidatos, incluindo a econômico-financeira. A situação financeira da VENDEDORA será aferida, com base nos índices de Liquidez Geral (LG) e Liquidez Corrente (LC), resultantes da aplicação das fórmulas abaixo, evidenciados nas demonstrações contábeis do interessado e de seus acionistas:

$$LG = \frac{AC}{ALP} \times 0,1$$

$$\frac{PC}{PLP}$$

(1)

$$LC = \frac{AC}{P} \times 0,1$$

$$\frac{PC}{C}$$

(2)

Onde:

LG – Liquidez Geral

LC – Liquidez Corrente

AC – Ativo Circulante

⁴⁸⁶ A outorga é o ato ou efeito de outorgar; consentir; neste caso, estando relacionado a concessão do serviço.

ALP – Ativo Realizável a Longo Prazo

PC – Passivo Circulante

PLP – Passivo Exigível a Longo Prazo

Adicionalmente, a VENDEDORA deverá comprovar o patrimônio líquido – PL - mínimo de 10% do valor do INVESTIMENTO, na forma dos §§ 2º e 3º, do art. 31, da Lei nº. 8.666, de 1993. Já no § 1º do art.31 da referida lei, é vedada a exigência de valores mínimos de faturamento anterior, índices de rentabilidade ou lucratividade.

No processo de habilitação, também é feita uma qualificação técnica e posterior qualificação jurídica a partir do Diagrama do GRUPO ECONÔMICO participante do leilão. O Diagrama deverá apresentar as participações diretas e indiretas, até seu último nível. A abertura deve considerar todo tipo de participação, inclusive minoritária superior a 5%. Participações inferiores a 5% também devem ser informadas quando o acionista fizer parte do Grupo de Controle por meio de Acordo de Acionistas.

Até a outorga da Concessão, não poderá haver movimentação no controle societário da PROPONENTE, exceto se expressamente anuído pela ANEEL e atendendo todas as condições estabelecidas no Edital. Para consórcios, sem prejuízo dos documentos já exigidos, deverá ser apresentado Contrato de Constituição de Consórcio, nos termos do Compromisso de Constituição apresentado na INSCRIÇÃO, devidamente registrado.

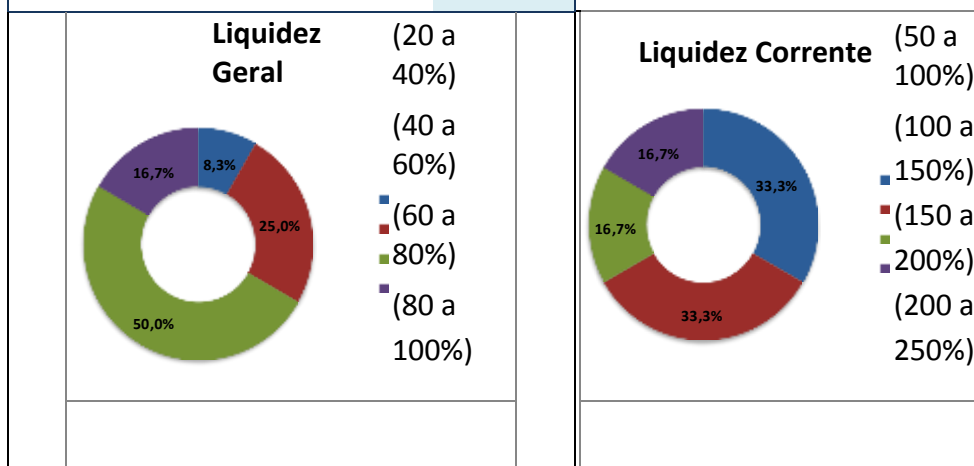
2.1 - Índices de Liquidez de empresas do setor

Com o objetivo de avaliar o critério de habilitação dos leilões de geração, buscou-se através do banco de dados *online* ("*Capital IQ*," 2011) extrair dados financeiros para cálculo dos índices de liquidez exigidos em leilões. Na Tabela 1 podem ser observados os índices de liquidez calculados para algumas empresas de capital aberto do setor de energia que têm participado de leilões. Observa-se que os valores são substancialmente maiores que 10%, percentual este considerado mínimo para habilitação das empresas, de acordo com a Lei 8.666.

Tabela 1: Índices de Liquidez

Empresas	AC	ALP	PC	LG	LC
AES Tiete		TL	PL	61%	97%
	867	201	893		
		1750	501		
Cemig	9444	1852	8722	61%	108%
	18591	10276			

Cesp	852	1340	1610	28%	53%
	7793	8523			
Chesf	1806	307	1709	65%	106%
	3264	15668			
Copel	3828	566		88%	208%
		1841	5003		
		8830			
CPFL	4244	2402	4585	56%	93%
	11787	5083			
Energias do Brasil	3038	880	4269	54%	114%
		267			
	1	7259			
Energisa	1318	508	803	66%	163%
		807			
		277			
	5				
Furnas	1923	2371	13682	65%	94%
	2040	6608			
Light	3373	1366	2887	73%	153%
	2211	6473			
Neoenergia	5765	1247	9135	86%	214%
	2692	8156			
Tractebel	1889	640	3681	42%	127%
		148			
	8	5973			



Fonte: CapitalIQ.

Figura 1: Análise dos Índices de Liquidez

2.2 – Índices de Liquidez de Empresas Participantes de Leilões

De modo a verificar o impacto, que a adoção de índices mais restritivos de liquidez no processo de habilitação causaria no universo de empresas interessadas em investir em geração, foram analisadas informações disponíveis publicamente em balancetes contábeis e demonstrativos de resultado de 68 empreendimentos, que participaram de leilões de geração ocorridos em 2010, tendo como principais parâmetros os índices de liquidez geral e liquidez corrente. Os dados correspondem a uma amostra pequena de empresas participantes de leilões de PCHs, Termelétricas (UTE) e Energia Eólica (EOL), não necessariamente representativa da população. Foi utilizado o *software* estatístico próprio SPSS, para viabilizar a análise.

Um dos procedimentos atuais para autorizar a participação das vendedoras de energia nos leilões é que as mesmas apresentem índices de LG e LC superiores ou iguais a 0,10. A Figura 1.1 representa visualmente as faixas de corte, em vermelho, que rejeitariam a participação das empresas e, como exposto pela mesma, nenhuma empresa da base de dados utilizada seria impedida de participar em função da restrição dos índices.

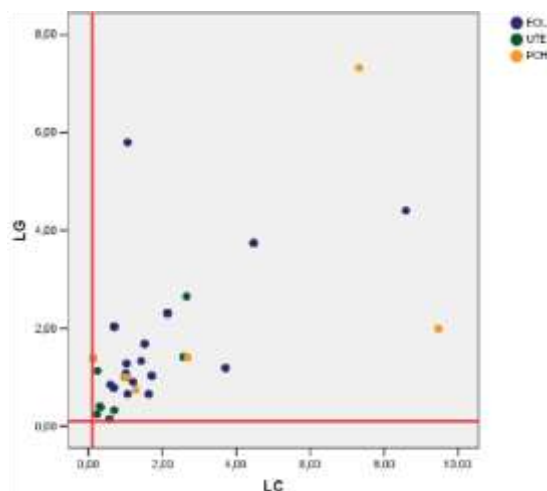
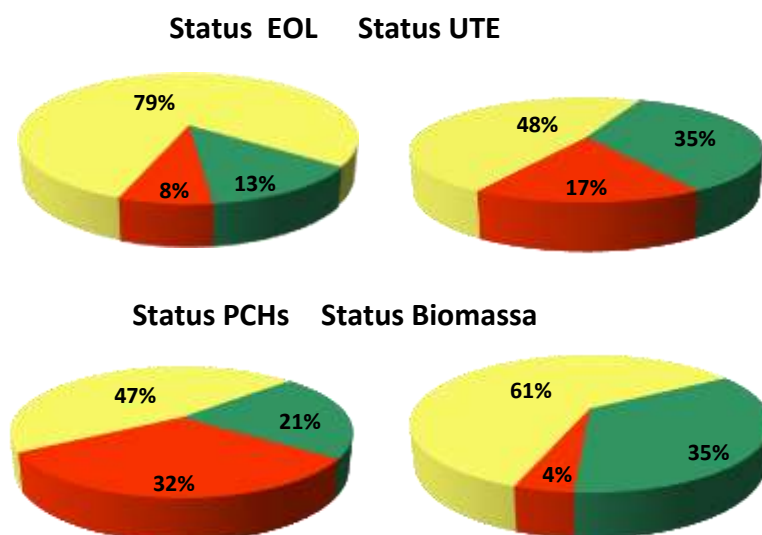


Figura 1.1– Qualificação Econômico-Financeira baseado nos Índices de Liquidez

2.3 – Status Atual dos Projetos em Andamento

Os diversos projetos contratados em leilões de energia nova apresentam hoje atrasos significativos, alguns inclusive com graves problemas para entrada em operação, como pode ser observado na Figura 2 a seguir. Cerca de 17% da energia Térmica (UTE) licitada encontra-se nesta situação. No caso das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), o percentual com graves problemas é ainda mais crítico, chegando a 32% da energia licitada.

Em relação à energia eólica (EOL), quase 80% dos projetos encontram restrições para entrada em operação, sendo que 8% encontram graves restrições para entrada em operação, estando relacionadas a licenças ambientais, restrições contratuais ou demandas judiciais. Os projetos de Termelétricas (UTE) e Biomassa são os que apresentam maiores avanços para entrada em operação – 35% destes não encontram restrições para entrada em operação entre os anos de 2011 e 2015.



- **Não existem restrições para a entrada em operação** (Contrato de Concessão assinado, Licença Ambiental vigente e obras civis em andamento)
- **Existem restrições para entrada em operação** (sem licença ambiental, obras não iniciadas)
- **Existem graves restrições para entrada em operação** (sem licença ambiental, rescisão contrato, demandas judiciais)

Figura 2 – Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração. Fonte:
Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG da ANEEL (2011)

3 – A Experiência de Outros Países em Leilões de Energia

O uso de leilões tem sido gradualmente introduzido no mercado de energia, sobretudo para contratos de longo prazo. O desenho dos leilões apresenta diferentes dinâmicas, as quais estão ligadas as estratégias de eficiência distintas adotadas em cada mercado ou país.

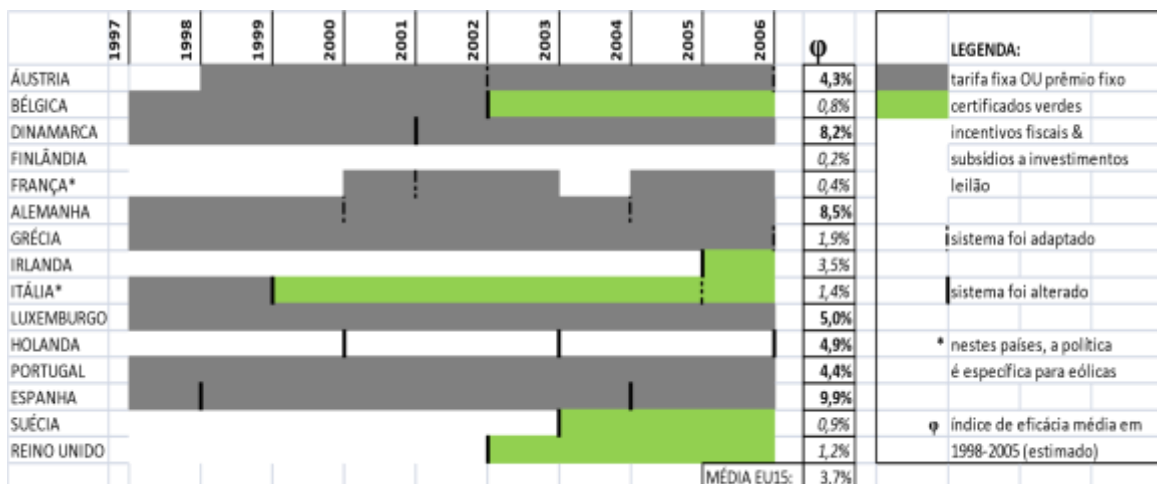
No que se refere a energia nova contratada nos países desenvolvidos, verifica-se que em grande parte tem sido energia baseada em fontes renováveis, de modo a cumprir as metas de redução de emissões e diminuir a dependência geopolítica de importados. Na

Europa, os parques eólicos representaram 39% do total de investimentos em energia em 2009 ("The European Wind Energy Association," 2010), patamar este que vem sendo observado desde 2007. Nos Estados Unidos, as eólicas também representaram 40% das adições em capacidade de geração – 10 GW, em 2009.

Assim como no modelo brasileiro, os contratos de energia renovável no exterior também têm sido fechados antes da concretização dos projetos e, portanto, correm o risco de não se materializarem. Deste modo, considerou-se que a literatura sobre contratação de energia renovável no exterior, sobretudo nos países europeus, poderia trazer contribuição a este estudo. Em países da América Latina como Chile e Colômbia, o modelo de leilões é ainda mais recente do que o do Brasil e é considerado por alguns autores como menos eficiente do ponto de vista de competitividade (Moreno, Barroso, Rudnick, Mocarquer, & Bezerra, 2010), de modo que não serão foco desta revisão. De qualquer forma, algumas informações obtidas da experiência do Chile, assim como da China e EUA, também serão relatadas ao final desta Seção.

Observou-se que os países europeus têm adotado diferentes políticas de incentivo a energias renováveis. As mais representativas são as políticas de tarifas fixas, prêmios fixos somados aos preços de mercado, e soluções de mercado como a comercialização de certificados verdes e leilões de preços. Da experiência européia, podem-se tirar três grandes conclusões. Primeiro, os países que inicialmente adotaram leilões para renováveis já migraram para tarifas fixas ou certificados verdes. Segundo, os três países mais eficazes na inserção de renováveis em sua matriz – Espanha, Dinamarca e Alemanha – adotam tarifas ou prêmios fixos e, surpreendentemente, pagam menos pela energia que o Reino Unido, por exemplo. Isso sinaliza que quando o risco percebido é menor, a inserção de renováveis se dá mais facilmente e a preço mais barato. Terceiro, mudanças na política energética têm sido usuais (Dalbem, 2010). A Figura 3 apresenta a evolução da política de contratação de fontes renováveis na Europa, por tipo de incentivo, e índice de eficácia de cada país para eólicas *onshore*⁴⁸⁷. A Figura 4 mostra a remuneração da energia eólica nos diversos países da Europa em 2006 (Ragwitz, Held, & Resch, 2007)

⁴⁸⁷ Índice de eficácia: média, em 1998-2005, da geração renovável agregada ao sistema a cada ano, dividida pela quantidade total de renováveis que teria que ser agregada na matriz, daquele ano até 2020.

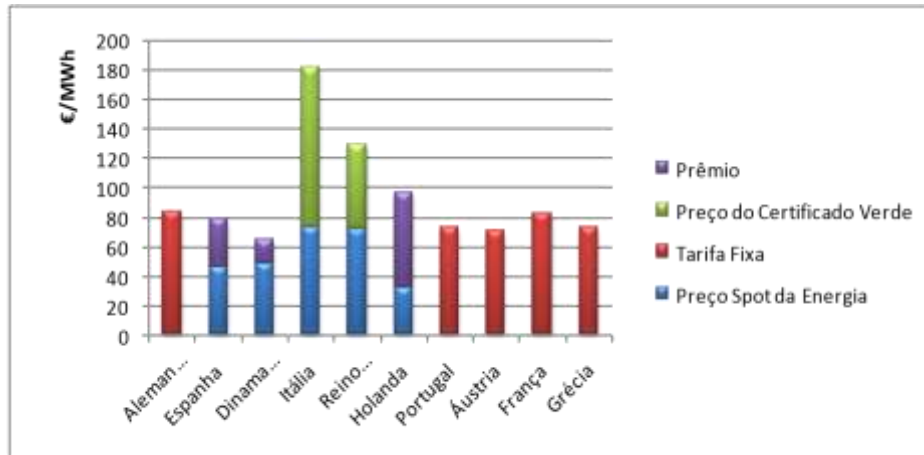


Fonte: adaptado com base em (Ragwitz, et al., 2007)

Figura 3: Evolução da política de contratação de fontes renováveis na Europa.

A experiência do Reino Unido é a mais detalhada na literatura. Inicialmente, o sistema britânico envolveu leilões de energia renovável, porém os investimentos ficaram aquém do esperado. No quinto e último leilão de energia eólica, por exemplo, apenas 33% dos projetos se materializaram: muitos contratos foram fechados a preços irrealisticamente baixos, que não cobriam os custos de geração (Costa, Casotti, & Azevedo, 2009; Dutra & Sklo, 2008), pois havia a expectativa de que os preços dos equipamentos caíram, o que acabou não ocorrendo. Outro problema foi a inexperiência dos empreendedores neste setor, exacerbada pela pressão dos leilões por menores preços (Molly, 2009). Toke (2010) também relata que a primeira tranche de contratações de energia eólica *offshore*, em abril de 2001, teve dificuldades de implantação, dado que somente 1000MW dos 1500MW originalmente contratados estão em operação hoje, quase dez anos depois.

Das contratações da segunda tranche de eólica *offshore* no Reino Unido, em 2003, as primeiras turbinas entraram em operação também com grande atraso, apenas em 2010 (Toke, 2010). Isso sinaliza que não é apenas a pressão dos leilões que tem levado os empreendedores a adotarem decisões mais agressivas, pois nesta segunda tranche os parques já foram contratados não via leilões, mas sim sob o regime de certificados verdes. Neste regime, os parques eólicos *offshore* tinham direito a um certificado verde para cada MWh gerado, que podem ser comercializados no mercado a preços estimados no estudo de Toke (2010) em £100/MWh, contribuindo para o preço de venda de energia renovável, que tem se situado em £ 40-80/MWh em 2006-2010.



Fonte: Molly (2009)

Figura 4: Remuneração da Energia Eólica na Europa, em Euros/ MWh, em 2006.

Infelizmente, não foram identificados na literatura os critérios de elegibilidade utilizados para filtrar os empreendimentos britânicos; o que se identificou, ao contrário, é que as medidas do governo para aumentar a eficácia na inserção de renováveis envolveram migrar para o sistema de preço fixo nos parques eólicos *onshore* de pequeno porte e aumentar o crédito de certificados verdes de parques *offshore* para 2€/MWh. Toke (2010) menciona ainda que há chances de que o sistema de preço fixo, semelhante ao modelo alemão, também seja adotado para os parques *offshore*.

A China é mais um exemplo da experiência nas contratações de energia eólica, via leilões de preço instituídos em 2002/2003. Projetos com menor preço, maior conteúdo nacional, maior sofisticação do equipamento e melhor viabilidade financeira ganharam os leilões. O preço da energia eólica caiu à metade, enquanto os lances de empresas alemãs e espanholas ficaram 50-70% maiores que os de empresas chinesas (Lema & Ruby, 2007). No entanto, muitos dos projetos atrasaram dada a impossibilidade de cobrir custos com os preços contratados em leilão.

Liu & Kokko (2010) mencionam que para desencorajar preços muito baixos, o governo chinês reformou a política em duas fases: em 2007, depois dos primeiros 4 leilões, o método de cálculo dos preços contratados mudou: ao invés de menor preço, passou-se a adotar preço médio. No mesmo ano, uma das províncias chinesas mais importantes adotou o sistema de preço fixo e em final de 2009 a entidade nacional para desenvolvimento e reforma - NDRC, divulgou nota abolindo os leilões para energia eólica. Embora a nova sistemática ainda não tenha sido regulamentada e divulgada, a expectativa é de que se instaurará o sistema de preço fixo. Infelizmente, os critérios de elegibilidade de participantes de leilões não só não foram detalhados nestes trabalhos, como tampouco foram apontados os pontos-chave sobre os quais os reguladores atuaram.

Nos sites governamentais da Europa e EUA, foram obtidos diversos documentos, mas que não detalham os critérios de qualificação. Apenas dois trabalhos encontrados em sites americanos, apresentam um pouco mais de detalhamento sobre os critérios qualitativos utilizados para filtrar empreendimentos que poderiam vender energia de longo prazo em uma região específica. Segundo o *Massachusetts Department of Energy Resources* (2010), os ofertantes precisam comprovar experiência bem sucedida no desenvolvimento, finanças, construção e operação de projetos similares anteriores, além de fornecer documentação com plano proposto de financiamento do projeto e comprovação de propriedade da área ou carta de intenção já firmada com o proprietário da área na qual será localizado o projeto. Pelo relatório sobre leilões de energia de Massachusetts, realizado pela *Charles River Associates* (2010), a principal contribuição consiste em um sistema de pontuação para o empreendimento de geração, o qual privilegia empreendimentos capazes de entregar energia mais cedo e leva em consideração os custos marginais envolvidos no processo de geração.

Outro exemplo de critério qualitativo em leilões de energia é o Chile: conforme o Edital da Licitação Pública 2006-1 ("Chilectra06: Memoria Anual," 2006) para compra de energia, feita pela Chilectra em conjunto com outras companhias distribuidoras do Chile, os ofertantes ou as companhias geradoras que não sejam companhias estabelecidas no Chile como geradoras de energia, devem aportar uma garantia adicional, além da garantia de seriedade da oferta.

4 – Critérios para a Avaliação da Capacidade Econômico-Financeira de Empresas

A análise de crédito está relacionada à análise dos riscos envolvidos e à capacidade de o tomador do empréstimo gerar caixa suficiente para honrar o serviço da dívida, aqui entendido como o pagamento de juros e principal (Damodaran, 1998). A estruturação da operação de empréstimo procurará, então, mitigar os riscos envolvidos por meio de garantias e, ainda, fazer com que as condições de amortização da dívida estejam coerentes, em termos de prazo e valor, com a geração esperada de caixa da empresa/projeto.

Chagas (2006) detalha as diferenças entre o *Corporate Finance* e o *Project Finance*. Estas diferenças entre as duas formas de análise/concessão de crédito advêm principalmente do fato de que o devedor é, no primeiro caso, uma empresa que já tem geração de caixa que viabiliza o pagamento da dívida e ativos de um ou mais negócios que podem ser oferecidos como potenciais garantias. No caso do *Project Finance*, uma empresa aberta especificamente para acomodar um determinado projeto ou portfólio de projetos (SPE - Sociedade de Propósito Específico) tem como fonte de repagamento de dívidas apenas a receita a ser gerada pelo projeto. Sob a perspectiva do *Corporate Finance* é importante que a empresa tenha índices projetados de liquidez, EVA (Valor Econômico Agregado) e de

cobertura do serviço da dívida, dentro dos parâmetros exigidos pelo mercado, em vista do novo projeto.

Siffert *et al* (2009, p. 27) lembram que o setor elétrico brasileiro reúne um conjunto de condições que propiciam a estruturação de projetos por meio de *Project Finance*, a saber:

- O setor é capital intensivo, o que exige grande alavancagem financeira e também dificulta a constituição das garantias reais que seriam exigidas, usando o racional tradicional Corporate Finance;
- Os ativos são facilmente segregáveis em uma SPE;
- As margens são boas e os projetos costumam apresentar um fluxo de caixa previsível, que pode ser controlado via contas centralizadoras de receita (escrow accounts).

Os autores notam, ainda, que o setor elétrico respondeu por 93 das operações de *Project Finance* feitas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em 10 anos, equivalentes a 67% do total de projetos e 78% do valor total financiado pelo banco através desta forma de operação. Grandes bancos comerciais brasileiros e internacionais também participaram dessas operações, seja como repassadores do BNDES, seja via captação própria.

Em financiamentos de longo prazo, especialmente em *Project Financing*, em geral se exigem cláusulas restritivas (*covenants*), protegendo os interesses do credor e estabelecendo o cumprimento de determinados atos. São comumente usados como balizamento para o acompanhamento da evolução do endividamento e em alguns casos do fluxo de caixa da empresa ou projeto (Borges, 2006). De modo a identificar os *covenants* financeiros usualmente exigidos pelos financiadores de empresas de energia, foi feita uma pesquisa nos *sites* de instituições financeiras brasileiras e também via os prospectos de emissão de ações e debêntures registrados na Comissão de Valores Mobiliários (CVM), assim como nos Demonstrativos Financeiros de dezembro de 2009 de algumas empresas do setor de energia. Foram analisadas especificamente as cláusulas restritivas impostas às empresas em seus financiamentos. Os índices a seguir foram os mais frequentemente observados (e apurados com base nos demonstrativos individuais ou consolidados, conforme o caso):

Índice Observado em:

Dívida Total /LAJIRDA	Neenergia, EDP
Dívida Total/Capitalização	Neenergia
Dívida CP/Dívida Total	Neenergia

Dívida Líquida/LAJIRDA	Neenergia, Duke (< 3,2), Energisa
Dívida Bruta/ LAJIRDA	EDP
Dívida Total/(Dívida Total+PL)	EDP
LAJIRDA/DESPESA COM JUROS	Neenergia
LAJIRDA/(Desp. Fin.-Rec.Fin.)	Neenergia, Duke (> 2,0)

Usualmente o BNDES, principal financiador do setor de energia, faz uso dos seguintes *covenants*:

- $ICSD = (LAJDA^{488} - \Delta \text{Capital Giro}) / (\text{amortização de principal} + \text{juros}) > 1,3$ ou 1,2, dependendo da TIR prevista no projeto. (EDP: >1,2; PLENA:>1,3)
- Garantias reais > 130% do valor da dívida; caso seja na forma de vinculação de receitas, a cobertura é sobre o serviço da dívida em determinado período
- Capital próprio dos acionistas > 20% do total do investimento (usualmente o BNDES tem financiado 50-60% do investimento)

Outros *covenants* também utilizados incluem a não permissão de troca do controle acionário ou reestruturação societária/organizacional (incluindo fusões, cisões, etc.) sem a aquiescência dos financiadores, cláusulas de *cross-default*⁴⁸⁹, não vender parte substancial dos ativos, não oferecer os ativos e recebíveis do projeto em garantia a terceiros. O BNDES dispensa avais ou fianças dos controladores caso haja cláusulas em que estes se comprometem a complementar o capital da empresa em montante suficiente para finalizar a implantação do projeto, caso os contratos de construção sejam *lump-sum turn key*⁴⁹⁰, e/ou existência de seguro garantia.

Em resumo, observa-se que as empresas de energia, ao levantarem financiamentos para seus novos projetos, têm usualmente que cumprir certos índices de gestão do passivo exigível (Brigham & Houston, 1998) índices de endividamento e índices de cobertura de juros ou do serviço total da dívida (Horne C.V & Wachowicz M, 1995). Desta forma, faria sentido que já no processo de habilitação para os leilões, índices desse tipo fossem considerados. Ressalva-se aqui que os índices de cobertura de dívida, embora não sejam tecnicamente índices de rentabilidade ou lucratividade (cujo uso é vedado pela lei 8666,

⁴⁸⁸ LAJDA: Lucro Antes dos Juros, Depreciação e Amortização.

⁴⁸⁹ Em caso de inadimplência em qualquer empréstimo local ou internacional, todas as obrigações são consideradas automaticamente vencidas.

⁴⁹⁰ Contratação entregue em condições de operação e a um custo fixo.

art.31, § 1º), usam em seu cálculo dados do Demonstrativo de Resultados da empresa, o que poderia levar a questionamentos por parte dos licitantes.

5 – Uma Reflexão sobre o Problema com Base na Teoria das Opções Reais

O comportamento observado na implementação dos projetos vencedores dos leilões de energia nova, como citado na Seção 2.2 do presente trabalho, leva a crer que as empresas participantes possuem percepções diferentes e assimétricas quanto ao modelo de concessão proposto pelo regulador (governo Brasileiro).

Dado que os fluxos de caixa futuros advindos dos projetos têm baixa volatilidade, algo mais deve estar causando os atrasos observados na construção dos projetos. Note-se que considerar os fluxos de caixa futuros do projeto como praticamente fixos é razoável, pois apesar de estarem sujeitos a incertezas tais como regime pluviométrico e de ventos ou ao preço de derivados de petróleo (incertezas de volume futuro e, ou, de custo futuro), a própria tarifa fixada no leilão é uma garantia de baixa volatilidade desse fluxo e, portanto de baixo risco financeiro. Assim, um dos motivos dos atrasos pode ser o próprio preço fechado em leilão, o qual pode não ser suficientemente alto para já viabilizar economicamente o projeto contratado em leilão. O que faria investidores travarem um preço de energia insuficiente, hoje, para já justificar fazer o projeto? Para esta reflexão, vamos primeiro fazer uma breve revisão dos conceitos envolvidos em uma decisão de investimento.

A decisão de investimento está tradicionalmente amparada em investir quando o preço exceder o custo de produção e a remuneração pelo capital investido. Nessa linha, comumente é utilizada a ferramenta de cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), segundo a qual o retorno marginal do investimento deve ser maior ou igual ao custo de oportunidade de capital determinado pelo mercado (Copeland & Antikarov, 2001).

De forma a operacionalizar a decisão de investimento, é necessário definir o Fluxo de Caixa Descontado (FDC) para avaliação do projeto. No entanto, este racional baseia-se em valores esperados, partindo-se do princípio que tais valores prevalecerão no futuro, não considerando, portanto, a volatilidade inerente em um ou vários dos componentes que influenciam o fluxo de caixa do projeto. Além disso, quando há flexibilidade para tomar novas decisões ao longo do caminho, o risco pode estar sendo alterado.

Caso haja a flexibilidade de tomada de melhores decisões, um projeto pode ter um valor maior. O apreçamento deste valor da tomada de decisão foi primeiramente disseminado pela Teoria das Opções Financeiras nos trabalhos de Black&Sholes (1973) e Merton (1976), para avaliação de projetos sujeitos a incertezas e com opções (flexibilidades) embutidas.

Tourinho (1979), foi o primeiro trabalho a aplicar a Teoria de Opções a projetos reais de exploração de recursos naturais, iniciando o que se passou a chamar de Teoria das Opções Reais (TOR). Uma opção é um direito, mas não uma obrigação, de tomar uma decisão (adiar, expandir, contratar, ou abandonar) a um custo predeterminado, denominado preço de exercício e por um período de tempo predeterminado (Copeland & Antikarov, 2001).

Entre as opções que podem ser embutidas em uma decisão, há a própria decisão de adiar o investimento: as empresas vencedoras dos leilões de energia nova têm a opção de investir nos projetos em um melhor momento, restando decidir o momento de fazê-lo ou, em último caso, abandoná-lo. A decisão sobre quando se deve parar de esperar e investir, equivale à decisão de quando se deve exercer uma *Call*⁴⁹¹, em função do preço do exercício (investimento necessário) e do custo imposto pelo governo para abandonar a opção de investir (*performance bond*).

Apesar da previsibilidade dos fluxos de caixa futuros, há ainda algumas incertezas relacionadas ao projeto, a principal delas é o Investimento (*Capex – Capital Expenditure*) necessário para sua realização. O comportamento de cada participante do leilão, portanto, varia conforme a sua percepção sobre esta incerteza, o que pode inclusive levar um investidor a vender energia a um preço que hoje levaria até mesmo a um VPL negativo do projeto, caso ele tenha uma expectativa de que pode haver uma redução do *Capex* no futuro, com uma certa probabilidade. Se tal redução no *Capex* não se realizar, o investidor tem a opção de abandonar o projeto – honrando o *performance bond* - ou, ainda, o investidor pode recorrer a sucessivas argumentações de “motivos de força maior” para justificar o atraso na implantação do projeto. Neste último caso, ele na prática conta com o processo jurídico lento para postergar o prazo de vencimento de sua opção de investir no projeto, o que aumenta o valor de sua opção de investir.

Como ilustração, as opções envolvidas neste processo podem ser observadas pela Figura 5.

⁴⁹¹ *Call* = opção de comprar um ativo que vale S a um preço X = opção de investir em um projeto que vale VP por um preço I .

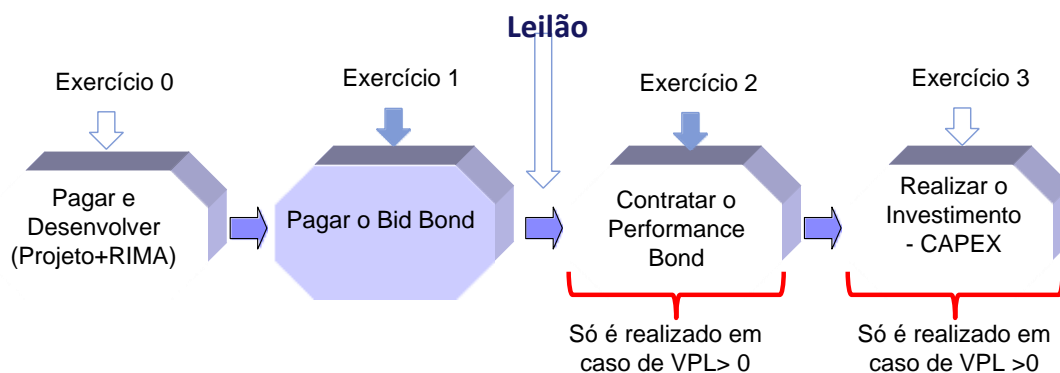


Figura 5 – Fluxo do Leilão de Geração

Um limitador a este processo, sem inibir a ampla concorrência, seria o aumento da penalidade por abandonar a opção de investir no projeto, isto é, aumentar o valor do *performance bond* inibiria esse comportamento mais especulador de alguns participantes do leilão.

As atuais barreiras de entrada aos leilões, os *bid bonds* e *performance bonds* detalhados na Seção 2, aparentam não ser suficientes para limitar a entrada de um número maior de competidores, os quais se por um lado estimulam a concorrência, por outro introduzem um risco à oferta futura de energia que, em última instância, gera um risco tarifário pelo acionamento de usinas térmicas de custo de operação mais elevado.

6 – Parâmetros Propostos para Avaliação das Empresas em Leilões

Partindo-se da premissa de que um dos principais problemas em licitações públicas no setor de geração de energia é a participação de empresas interessadas que não tenham condições hoje de desenvolver um projeto, serão propostas nesta Seção algumas alternativas de aprimoramento do modelo atual.

6.1 – Incluir Índices de Endividamento ou Estrutura de Capital

A lei 8.666, já citada anteriormente, não permite que sejam utilizados índices de rentabilidade ou lucratividade para a qualificação econômico-financeira das empresas participantes de licitações públicas. No entanto, nada é citado quanto aos índices de endividamento. A inclusão de índices de endividamento como restrição para a habilitação poderia enriquecer a análise para habilitação, sem ferir o arcabouço regulatório.

Investigando-se a amostra de 68 empreendimentos citados na subseção 2.2 e diante a limitação de outros dados, optou-se por desenvolver um índice de endividamento

bastante semelhante àquele praticado por instituições financeiras e também amparado pela literatura (Seção 4), formado pela razão Passivo Exigível/Patrimônio Líquido. Por outro lado, entende-se que poderia haver maior consistência ao se somar ao Passivo Exigível a parcela do investimento que poderá no futuro ser financiado por uma instituição financeira. A idéia é avaliar como ficaria a estrutura de capital dessas organizações após financiarem o projeto que está sendo ofertado no leilão, identificando aquelas que ficarão muito dependentes de obter novo capital acionário. Assim, o novo índice de endividamento (IE) seria calculado da seguinte forma:

$$IE = \frac{\text{Passivo Exigível Atual} + \text{parcela do projeto a ser financiado}}{\text{PL Atual}}$$

Para avaliação das empresas, optou-se pela adoção de uma escala, utilizada em uma instituição financeira brasileira, formada por seis níveis dispostos como na Tabela 2, a seguir:

Tabela 2 – Classificação das Empresas por Nível de Alavancagem

Score	Passível Exigível / PL	Descrição
1	< 0,65	Condições Financeiras e Lucrativa Superior
2	Entre 0,65 e 1,20	Condição Financeira e Lucrativa Fortes
3	Entre 1,20 e 1,50	Bom, sem risco significativos
4	Entre 1,50 e 1,75	Satisfatório, com risco moderado
5	Entre 1,75 e 2,00	Aceitável, atende aos requisitos mínimos de crédito
6	Entre 2,00 e 2,50	Aceitável em condições especiais

Obs.: Valores de Exigível / PL maiores que 2,5 foram também considerados como Classificação 6 – Não Recomendável

Esta classificação permitiu realizar uma análise de sensibilidade quanto ao nível de alavancagem das empresas, como pode ser observado na Figura 6. Percebe-se que, se ao considerar que o Passivo Exigível aumentaria em montante equivalente a 10% do valor do investimento, de modo a contemplar o impacto do novo projeto, no cálculo do índice de endividamento, cerca de 27% delas seriam classificadas como nível

“Não Recomendável”. Em outras palavras, sob a ótica do mercado, um número significativo de empresas do setor elétrico não conseguiria recursos para financiar seus empreendimentos, a menos que obtivessem novo capital acionário no mercado (via novos aportes de capital, IPOs, etc.).

Somando-se ao Passivo Exigível 30% do investimento previsto nos novos projetos (nova dívida), a porcentagem de empresas em situação “Não Recomendável” atingiria 45%.

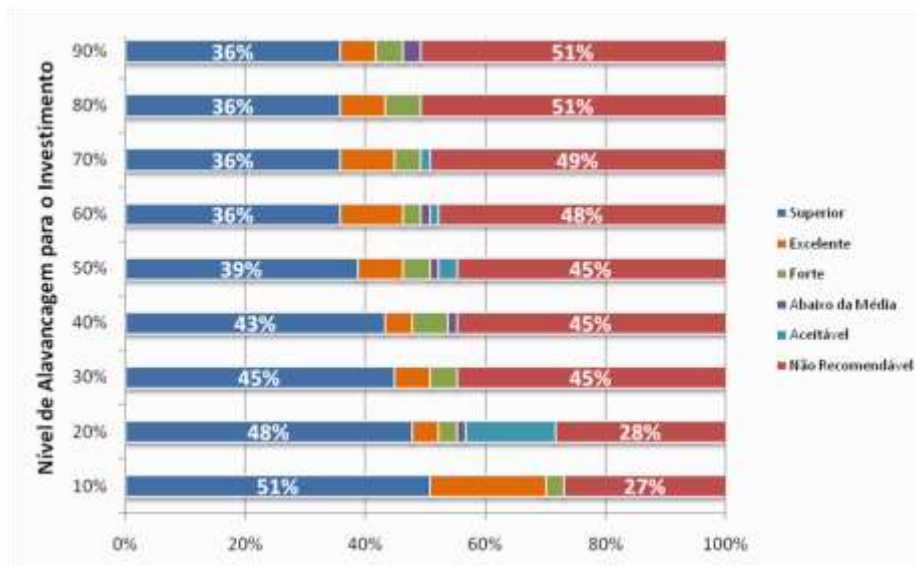


Figura 7 – Análise de Sensibilidade para o Nível

de Alavancagem

Com base nesta amostra de empresas, um índice de endividamento nos moldes acima sugeridos e usando uma parcela de 10% do novo Investimento, já poderia filtrar parte importante das empresas no processo de qualificação.

6.2 - Considerar Cumulatividade na Exigência de Patrimônio Líquido

Com base nos editais de leilões realizados em 2010, foi verificado que não há cumulatividade da exigência de Patrimônio Líquido (PL) de um leilão para o outro, ou seja, uma empresa que tenha ganhado leilões anteriores não tem sua possibilidade de participação em novos leilões reduzida pelo fato de já ter se comprometido com projetos anteriores (e ainda não concretizados). Dado que atualmente há uma exigência de um PL pelo menos igual a 10% do investimento, entende-se que este percentual deveria considerar a cumulatividade dos projetos já contratados em outros leilões e, ainda, todos os projetos daqueles empreendedores que estão participando em um mesmo leilão (atualmente, analisa-se projeto a projeto).

Esta medida é simples quanto à aplicabilidade e entende-se que poderá reduzir a entrada de empresas que possam estar participando de um número expressivo de licitações de forma simultânea, mas que não apresentariam capacidade financeira para realização dos investimentos propostos nos leilões.

6.3 – Aplicação da Teoria de Opções Reais a um Caso Prático

Como complemento aos parâmetros propostos nos itens 6.1 e 6.2, a Teoria de Opções Reais poderá contribuir para o entendimento do problema e para a reflexão sobre como melhor filtrar as empresas participantes dos leilões de geração.

A Teoria de Opções Reais permite utilizar um processo formal que leve em consideração as estratégias possíveis para os participantes de leilões, para se chegar a uma decisão ótima ao final. Para isso, vale notar que a tomada de decisão em ambiente de incerteza envolve: a definição de um critério de escolha das alternativas, uma estimativa das probabilidades, a quantificação do valor da informação e a solução do problema via, por exemplo, a representação gráfica do projeto utilizando uma Árvore de Decisão (Brandao, Dyer, & Hahn, 2005).

A Árvore de Decisão é um método gráfico de análise de projeto e de risco em que as decisões e incertezas são apresentadas cronologicamente. As soluções são intuitivas e baseadas em probabilidades. As árvores são compostas de nós (Círculos, Quadrados e Triângulos) interligados por galhos (caminhos alternativos para o projeto). Os nós representam eventos no tempo (Incerteza, Decisão e Finalização, respectivamente).

Para ilustrar essa abordagem de avaliação das empresas por Opções Reais, foi utilizado um exemplo prático e simulação do valor da opção de investimento no projeto, através de análise de sensibilidade com relação ao período de realização do projeto, às garantias exigidas pelo governo e à volatilidade do investimento (*Capex*). Para tanto, foi adotado o *Decision Programming Language* (DPL), *software* de análise de decisão disponível no mercado, que oferece uma modelagem simplificada de árvore, podendo ser agregada maior complexidade e interface visual simples e intuitiva.

Como exemplo, foi considerado um projeto de Termelétrica, cuja concessão foi obtida a partir de um leilão do governo brasileiro, seguindo as regras atuais do ACR. As previsões iniciais, com base nas tarifas definidas no leilão, sugeriam que o Fluxo de Caixa (FC) do projeto agregaria um valor presente de US\$ 265 milhões (VP), com um *Capex* previsto em US\$ 300 milhões, o que geraria um VPL negativo. Considerandose o modelo com opção de esperar para investir e usando como premissas: o empreendedor pode exercer a opção de investir ao final de 6 meses; uma taxa livre de risco (*rf*) de 2,47% ao semestre⁴⁹²; que a volatilidade dos resultados do projeto é basicamente originada pela variabilidade do *Capex*; a decisão por abandonar o projeto gera uma penalidade de 5% do *Capex*. A Figura 8, a seguir, demonstra a estrutura da flexibilidade da decisão.

⁴⁹² A utilização de uma taxa de desconto livre de risco e a não adoção de uma taxa de desconto ajustada ao risco, pode ser melhor entendida em (Cox, Ross, & Rubinstein, 1979)

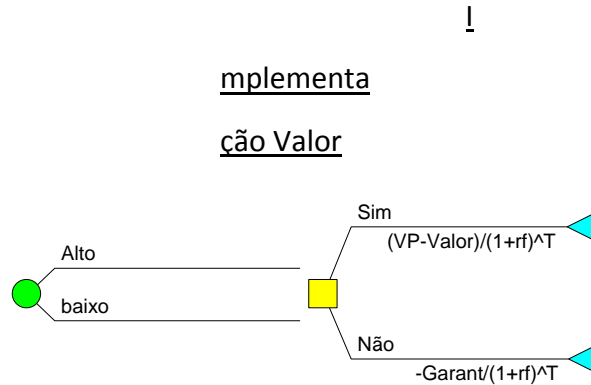
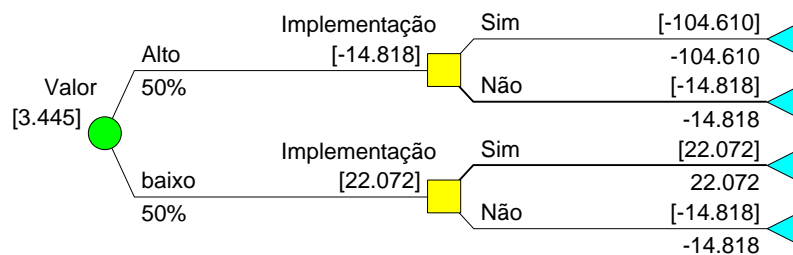


Figura 8 – Dinâmica do Processo de Decisão

Considerando-se, portanto a flexibilidade de se esperar para investir, o projeto passa a ter um valor positivo de US\$ 3,5 milhões, gerando atratividade para o empreendedor, conforme ilustrado na Figura 9.



Licensed by Sy ncopation Software for educational and non-commercial research purposes only .

Figura 9 – Dinâmica do Processo de Decisão

Uma vez que foram definidos os parâmetros do modelo, foram realizadas Análises de Sensibilidade do valor do projeto em relação aos seguintes parâmetros: o grau de exigência quanto ao *performance bond*; o nível de risco do projeto (volatilidade do *Capex*); e a variação do valor do projeto em função do prazo de exercício da opção.

Na Figura 10, pode ser observada uma simulação de como varia o valor esperado da opção de investir

(eixo vertical), com relação ao valor do *performance bond* (eixo horizontal), que segundo as regras atuais seria US\$ 15 milhões. Neste caso, os investidores avaliam os projetos como uma opção real e a princípio como tendo valor positivo. No entanto, se o *performance bond* for maior do que 8%, o projeto torna-se não atrativo, mesmo considerando-se a opção envolvida.

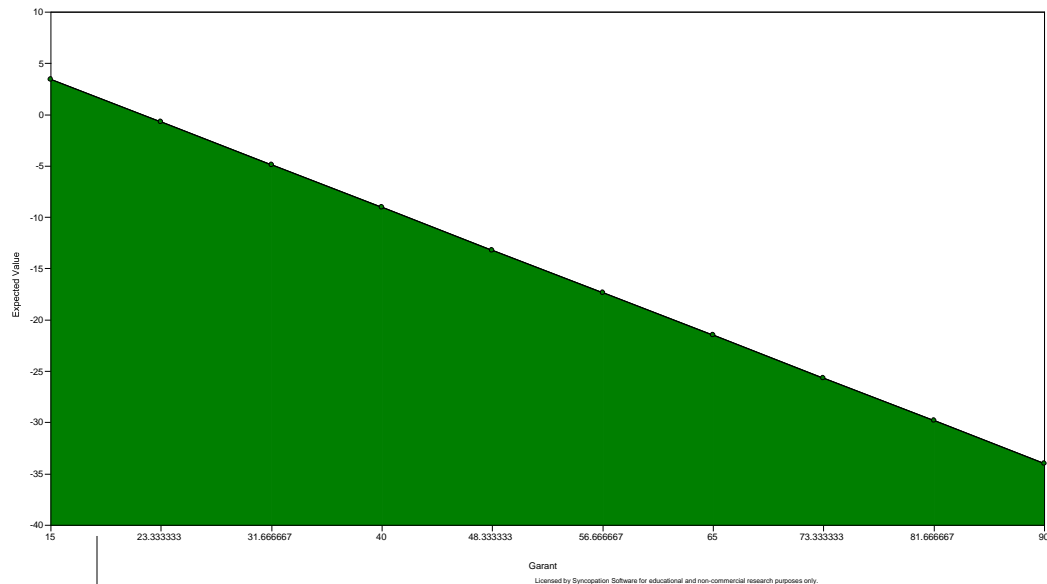


Figura 10 _ Análise de Sensibilidade do Valor da Opção em Relação ao Performance Bond

A Análise de Sensibilidade do valor esperado em relação à volatilidade do *Capex* (Figura 11) revela que quanto maior a incerteza percebida pelo empreendedor quanto ao *Capex*, maior é o valor da opção de esperar para investir. Supondo que inicialmente o licitante avalie a volatilidade em aproximadamente 0,27, o valor esperado seria zero. Por outro lado, quando a volatilidade do *Capex* aumenta, o valor do projeto também aumenta.

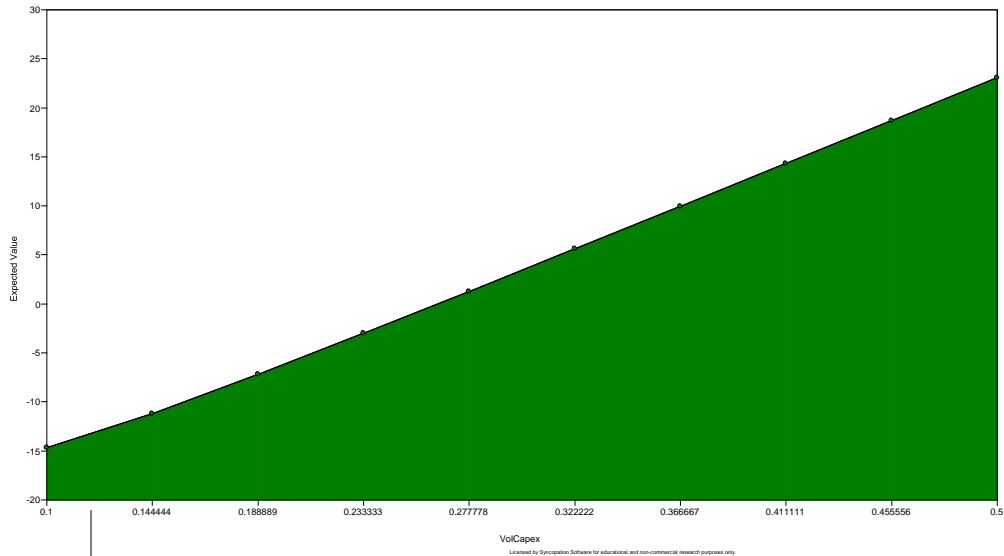


Figura 11 – Análise de Sensibilidade do Valor da Opção em Relação à Volatilidade do Capex

Finalmente, foi avaliado o valor esperado do projeto com a flexibilidade de exercício no prazo T (Figura 12). Essa flexibilidade no prazo de exercício equivale à percepção dos participantes do leilão de que conseguem postergar o início da entrega de energia via argumentação jurídica (exemplo: motivos de força maior).

Como resultado, percebe-se que a opção de investir que anteriormente foi calculada em US\$ 3,5 milhões, 6 meses após o leilão, pode chegar a US\$ 42 milhões, caso o empreendedor possa postergar sua decisão por 3 anos.

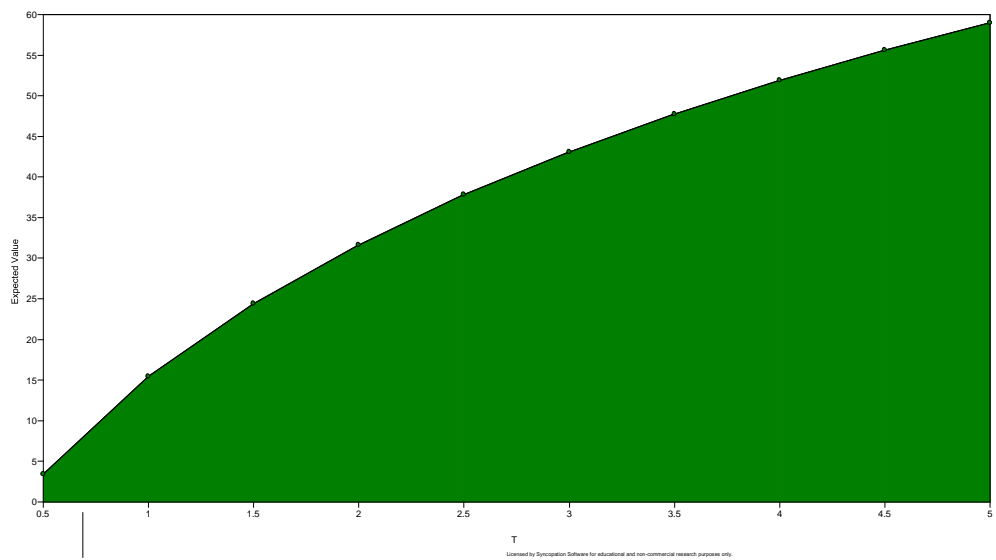


Figura 1 2 - Análise de Sensibilidade do Valor da Opção em Relação ao Tempo

7 - Conclusão

Este estudo tomou como referência o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e como parte deste, os critérios regulatórios atuais de habilitação de empresas para participação em leilões de geração de energia. Foram evidenciados os atrasos nos projetos e os riscos associados a não concretização dos mesmos.

A revisão da literatura, a análise prática e a experiência obtida em outros países, demonstraram que os parâmetros econômico-financeiros e de crédito exigidos nos editais dos leilões, pouco refletem a necessidade do governo brasileiro na concretização dos projetos. A utilização de índices de liquidez é pouco eficaz para avaliar as empresas participantes, mas por outro lado, pode ser complementada pela inclusão de índices de endividamento com critérios rígidos, assim como a exigência de cumulatividade do valor dos *bid bonds* até o limite de 10% do Patrimônio Líquido.

Se por um lado, estas mudanças parecem ser fundamentais, de outro demonstram não ser suficientes para comprometer e atrair as empresas para a realização efetiva dos projetos. O entendimento do perfil dos participantes e a abordagem de decisão de investimento por Opções Reais, contribuiu de forma complementar como um exemplo prático, simulando o valor da opção de investimento do projeto, através de análise de sensibilidade com relação às garantias exigidas pelo governo (*performance bond*), ao período de realização do projeto, e a volatilidade do investimento (*Capital Expenditure - Capex*).

O aumento do percentual de garantias exigidas, em última análise tem por objetivo oferecer robustez ao processo de habilitação de empresas aos leilões de energia no Brasil, uma vez que aumenta a percepção de custo para o investidor que busque desistir do projeto, como meio de obter ganhos especulativos com a concessão.

As análises de sensibilidade do valor esperado em relação à volatilidade do *Capex* e do prazo de exercício T , demonstram que o aumento do valor associado ao aumento da volatilidade e da postergação do prazo, tendem a explicar os prováveis motivos para muitos dos atrasos dos projetos de geração e agregar informação às decisões do governo em rever os critérios de preço atualmente vigentes nos *bids* dos leilões, os quais influenciam o preço da opção.

Apesar da abordagem avaliação de projetos por Opções Reais, com método de análise de decisão ser consistente com os métodos de análise financeira de projetos utilizados na prática, por simplificação, foi utilizado na Seção 6.3, um modelo de opções com apenas uma etapa de decisão com dados hipotéticos. Em trabalhos futuros, diante de uma maior disponibilidade de dados, poderão ser abordados modelos mais completos de opções, incluindo várias etapas de tomada de decisão do projeto.

Referências

- ANEEL. Agencia Nacional de Energia Elétrica. (2011). Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2011.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). The Pricing of Options and Corporate Liabilities. *The Journal of Political Economy*, 81(3), 637-654.
- Borges, L. F. X. (2006). Covenants: Instrumento de Garantia em Project Finance.
- Brandao, L. E., Dyer, J. S., & Hahn, W. J. (2005). Using Binomial Decision Trees to Solve Real-Option Valuation Problems. *Decision Analysis*, 2(2), 69-88.
- Brigham, E., & Houston, J. F. (1998). *Fundamentals of Financial Management: The Dryden Press Harcourt Brace College Publishers, Annotated Instructors Edition*, 8th ed.
- Capital IQ. (2011). Retrieved 15/11/2010: <https://www.capitaliq.com/home.aspx>
- Chagas, L. B. (2006). *Project Finance no Brasil: um estudo de caso múltiplo nos setores de concessão rodoviária e geração de energia elétrica*. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Chilectra: Memoria Anual. (2006). from http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/88da7a0040ad5d7192c5b27662638464/Memoria_Chilectra_2006.pdf?MOD=AJPERES&Tipo=DOC
- Copeland, T., & Antikarov, V. (2001). *Real options: A practitioner's guide*: WW Norton & Company.
- Costa, R. A., Casotti, B. P., & Azevedo, R. L. S. (2009). Um panorama da indústria de bens de capital relacionados à energia eólica. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n.29, p.229-278.

Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). Option pricing: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7(3), 229-263.

Charles River Associates Incorporated (1999). Final Report on PPA Auction Design. Alberta Department of

Resource Development, Canada. Retrieved 15/11/2010, from

<http://www.marketdesign.com/files/99cra-final-report-on-ppa-auction-design.pdf>

Dalbem, M. C. (2010). *Análise de Investimentos em Energia Eólica no Brasil*. PUC-Rio, Rio de Janeiro.

Damodaran, A. (1998). *Damodaran on Valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance*: John Wiley and Sons, 2nd ed.

Dutra, R., & Sklo, A. (2008). Incentive policies for promoting wind Power production in Brazil: scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the new Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy*, 33, p.65-76.

EWEA. The European Wind Energy Association. (2010). Retrieved 20/11/2010, from <http://www.ewea.org/>.

Gomes, L. L., Brandao, L. E., & Pinto, A. C. F. (2010). Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica através da Medida Ômega. *Revista Brasileira de Finanças*, vol. 8(1), pp. 45–67.

Gomes, L. L., & Luiz, I. G. (2009). *Valor Adicionado aos Consumidores Livres de Energia Elétrica no Brasil por Contratos Flexíveis: Uma Abordagem pela Teoria das Opções*. Paper presented at the 2^o Latin American Meeting on Energy Economics.

Horne C.V, J., & Wachowicz M, J. (1995). *Fundamentals of Financial Management*: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 9th ed.

Lema, A., & Ruby, K. (2007). Between fragmented authoritarianism and policy coordination: Creating a Chinese market for wind energy.

Liu, Y., & Kokko, A. (2010). Wind Power in China: policy and development challenges. *Energy Policy*, n.38, p. 5520-5529.

Massachusetts Department of Energy Resources(2010). Long-Term Contracts for Renewable Energy Projects.

Boston, MA. Retrieved 20/12/2010, from <http://www.massachusettsrenewableenergyrfp.com/myimages/Amended%20RFP%209-22010%20FINAL.pdf>

Merton, R. C. (1976). Option Pricing when Underlying Stock Returns are Discontinuous. *Journal of Financial Economics* 3, 125-144.

Molly, J. P. (2009). Energia Eólica: técnica, planejamento, economia e riscos. Seminário da DEWI. Rio de Janeiro, agosto.

Moreno, R., Barroso, L. A., Rudnick, H., Mocarquer, S., & Bezerra, B. (2010). Auction approaches of longterm contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy*, 38(10), 5758-5769.

Ragwitz, M., Held, A., & Resch, G. (2007). OPTRES. Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market

Siffert, N. F., Alonso, L. A., Chagas, E. B., Szuster, F. R., & Sussekind, C. S. (2009, março de 2009). O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance. *BNDES Setorial*, 29.

Toke, D. (2010). The UK Offshore Wind Power Programme: a sea-change in UK energy policy? *Energy Policy*. doi:10.1016/j.enpol.2010.08.043.

Tourinho, O. A. F. (1979). The Valuation of Reserves of Natural Resources: An Option Pricing Approach . University of California, Berkeley. Ph.D. Dissertation.

ESTIMATING THE COST OF IMPROVING QUALITY IN ELECTRICITY DISTRIBUTION: A PARAMETRIC DISTANCE FUNCTION APPROACH

Tim Coelli

(*University of Queensland*), Axel Gautier (*University of Liège*)

Sergio Perelman

(*University of Liège*) and Roxana Saplacan-Pop (*Electricité de France*)

Abstract

In this paper we are interested in the way electricity distribution operators anticipate and prevent potential outages by increasing maintenance activities and/or capital investments. We make use of the parametric distance function approach, assuming that outages enter in the firm production set as an input, an imperfect substitute for maintenance activities and investment. This allows us to identify the sources of technical inefficiency and the underlying trade-off faced by operators between quality and other inputs and costs. For this purpose, we use panel data on 92 electricity distribution units operated by ERDF (*Electricité de France - Réseau Distribution*) in the 2003–2005 financial years. Assuming a multi-output multi-input translog technology, it appears that technical efficiency is positively correlated with the share of underground lines and with the age of capital. Moreover, the results show that shadow price of quality varies dramatically: from 2.7 € to 15.7 €, by customer interrupted among the operators. Furthermore, as one would expect, marginal quality improvements tend to be more expensive as a network approaches 100% reliability.

Corresponding author:

Sergio Perelman

CREPP, HEC Management School

University of Liège

Bd. du Rectorat 7 (B31)
4000 Liège, Belgium
Phone: +32 43663098
Fax: +32 43669318
Email: sergio.perelman@ulg.ac.be

Introduction

The frequency and the duration of power outages are the two key measures of quality that electricity distribution utilities pay particular attention to. Other than direct costs of outages, represented by opportunity costs and repair expenditures, firms operating in a regulated framework also risk penalties, generally a fixed amount for each customer affected by long duration outages (CEER, 2008). To prevent outages and these related costs, operators have two main possibilities, either to increase maintenance or to make new investments, e.g. replace overhead lines by underground lines. In this paper we are mainly interested in this issue and, more precisely, in the way that electricity distribution operators anticipate and prevent potential outages by increasing maintenance activities and/or capital investments.

We make use of the parametric distance function approach proposed in the activity analysis literature to deal with undesirable outputs (Färe et al., 1993). The same approach is applied here, but instead of assuming that outages are an undesirable output, we assume that they enter in the firm production set as an input, i.e., that outages are an imperfect substitute for maintenance activities and investment. Therefore, following Growitsch et al. (2005), we postulate that the corresponding distance function is input oriented. This allows us to identify the underlying trade-off faced by operators, between quality and other inputs and costs.

In this study we use panel data on 92 electricity distribution units operated by ERDF (*Electricité de France - Réseau Distribution*) in France in the 2003–2005 financial years. Compared with similar studies, we have access to very comprehensive and comparable data, mainly on the value of capital. This database allows us to estimate a flexible translog multi-output multi-input technology. On the output side, we chose a specification that takes into account the main output dimensions of the electricity distribution activity: i) the number of customers; ii) the surface area served and; iii) the GWh of electricity distributed. On the input side, the three dimensions retained are: i) operational expenditures; ii) capital; and iii) quality, represented by the number of interruptions (longer than 3 minutes in duration).

Given the flexible nature of the translog distance function, we use for computation purposes a stochastic frontier approach (SFA) and a parametric (deterministic) linear programming approach (PLP). Both approaches give similar results, on average. For further analysis we select the parameters and the results obtained from PLP, as this approach allows us to impose restrictions implied by economic theory, in a very simple way, on the parameters of the distance function, such as monotonicity.

On the one hand, our results indicate that SFA technical efficiency (TE) is positively correlated with the share of underground lines and with the age of capital. On the other hand, using the computed PLP translog parameters, several measurements are done that allow us to describe the main characteristics of the underlying production technology. Among others, the distance function elasticities with respect to inputs and outputs at each point of the boundary surface. And using these measurements, shadow prices can be derived, for the quality (outages) measures.

These results are potentially useful for the operators themselves, who can obtain information regarding the marginal cost of reducing interruptions. They are also useful for regulators, who could use them for the design of incentive schemes that incorporate quality measures. Moreover, the results show that shadow price of quality varies dramatically: from 2.7 € to 15.7 €, by customer interrupted among the operators. Furthermore, as one would expect, marginal quality improvements tend to be more expensive as a network approaches 100% reliability.

The remainder of the paper is organized as follows. In Section 2 we survey the literature on benchmarking analyses in electricity distribution including service quality while Section 3 describes the electricity distribution sector in France. Sections 4 and 5 present the methodology and the data used in estimation, respectively. In Section 6 we report the main results of this study and in Section 7 we draw some conclusions.

2 Literature

Most benchmarking analyses in electricity distribution have involved models that incorporate standard output characteristics, such as energy supplied (in GWh), number of customers and network size (e.g., service area or network length). For example, see the literature review in London Economics (1999) and Jamasb and Pollitt (2001). Very few studies have included quality of service measures in these models. Exceptions are the studies by Giannakis, Jamasb and Pollitt (2005), Growitsch, Jamasb and Pollitt (2005), Coelli et al (2007) and Jamasb, Orea and Pollitt (2010).

Giannakis et al (2005) use data envelopment analysis (DEA) methods to measure technical efficiency (TE) and total factor productivity growth (TFP) in 14 UK distribution authorities over the 1991/92 to 1998/99 period. The DEA method is used to estimate a non-parametric input distance function that involves three output variables (energy supplied, customers and network length). Four models involving different input sets are considered: (i) operating expenditure (OPEX); (ii) total expenditure (TOTEX); (iii) number of interruptions (NINT) and total interruptions (TINT); and (iv) TOTEX, NINT and TINT. They find that the TE scores of the various models are positively (but not perfectly) correlated, and that the TE scores rise when the NINT and TINT quality variables are added to the TOTEX model (a result that is to be mathematically expected when variables are added to a DEA model).⁴⁹³

Growitsch et al (2005) use stochastic frontier analysis (SFA) methods to estimate an input distance function using data on 505 electricity distribution utilities from eight European countries in the 2002 financial year. Their models contain two output variables (energy supplied and customers) and either one input variable (TOTEX) or two input variables (TOTEX and TINT). They use the Battese and Coelli (1995) SFA model to investigate the effects of customer density (customers per network km) and country (using dummy variables) upon technical efficiency scores. They find that the inclusion of the quality variable reduces TE for all but the large firms, plus they find that the TE scores from the two models are significantly negatively correlated, both findings being in contrast to those of Giannakis et al (2005).

Jamasb et al (2010) estimate the marginal cost of quality improvements of 12 UK distribution companies for the period 1995-2003. For that, they run fixed-effect estimations of the link between the cost of electricity distribution (identified with TOTEX or CAPEX) and a series of cost drivers including the energy delivered, the network length, the network energy losses, the customers minute lost and a time trend. They found that the cost of reducing energy losses is positive and, in average, equal to 2.8 pence per kWh. This marginal cost of improving quality is

⁴⁹³ This is also seen in a DEA study by Korhonen and Syrjänen (2003) of Finnish electricity distribution operators, where the inclusion of a TINT variable into the DEA model led to increases in technical efficiency for a number of firms. For example, see their Figure 3. However, note that these results need to be treated with caution because their DEA model did not include a capital measure, which could lead to substantial biases.

smaller than the penalty/reward set by the regulator (4.8 pence per KWh) for lower/higher delivered quality. Moreover, the marginal cost of improving quality increases with the quality delivered.

The above studies are to be commended for introducing quality variables into these benchmarking models. However, these studies contain some shortcomings. First, they all make use of TOTEX measures which contain capital expenditure (CAPEX) measures which need not reflect the actual amount of capital services consumed in a particular year. Second, the UK studies suffer from small sample size problems while the inter-country study suffers from difficulties associated with deflating monetary values of TOTEX in order to obtain comparable measures of implicit input usage in each country.

In the current study we aim to address these problems by making use of a detailed database on the activities of electricity distribution units operated by ERDF Réseau Distribution in France in the 2003–2005 financial years. With these data we thus avoid the small sample size problem; we avoid the international comparability problem; and we also have access to comprehensive and comparable data on the value of capital items, so we can avoid the need to use CAPEX to measure capital input services. Coelli et al (2007) used a previous version of the same data and similar methodological strategy, but relying on a comparison of parametric and non parametric approaches.

3 Electricity distribution in France

In France, most electricity distribution grids are owned by municipalities, individually or grouped in communities. Municipalities are in charge of the public service of electricity distribution, which they delegate to a third party, the distribution system operator (DSO), within the framework of a concession. The concession contracts between parties follow a similar model. The public service requirements are, indeed, the same all over the country.

The concession contracts define the rights and obligations of the distributor regarding quality of supply, customers' connections and environmental conditions. These contracts state that the distributor is remunerated by the tariff applied to final users, which is supposed to cover operating costs and investments. This tariff is the same for all the concessions (one single price for all the customers in France) and for all DSOs. The rates for the use of public electricity grids, including transmission and distribution networks, are set by the French Regulator, the CRE (Commission de Régulation de l'Énergie).

Most of the municipalities delegate the management of their network to ERDF, a subsidiary of EDF, the historical electricity operator which is now publicly listed company. ERDF covers more than 95% of the territory and the remaining part is covered by local public companies.

There are 92 local distribution units. These units, known as Centers, are grouped in 23 URE (*Unité Réseau Electrique*) and further aggregated in 8 regions. During the sample period, centers were autonomous (within limits) for taking decisions regarding capital and operational expenditures. In 2006, the company was reorganized and the decision power moved to the URE, with the Centers remaining as administrative units.

The quality of electricity distribution is regulated by the CRE. The quality is measured by the minutes of interruption from which a series of exceptional events are removed (criterion B). The

regulator sets a quality target and rewards/penalties are set according to the fulfilment of the objectives.

4 Methodology

We model the production process using a multi-input, multi-output input distance function and introduce the quality variable as an input variable. The logic associated with including the quality variable as an input variable is that the operators can substitute between regular inputs (labour, capital etc.) and the inconvenience faced by the customers (interruptions). The rational operator will look at the “price of interruptions” (e.g., the penalty imposed by the regulator) and compare it with the price of other inputs (e.g., labour) before deciding upon the optimal (cost minimising) mix of inputs to use.

If the production technology (frontier) is known (which is rarely the case) we can measure the distance that each data point (firm) lies below the frontier by calculating the amount by which the input vector (\mathbf{x}) can be proportionally reduced while holding the output vector (\mathbf{y}) constant. That is, for each data point (\mathbf{x}, \mathbf{y}) we seek to find the smallest possible value of the scalar θ such that $(\theta\mathbf{x}, \mathbf{y})$ remains within the feasible production set bounded by the frontier. This is illustrated (for the case of a 2-input technology) in Figure 1, where the distance that firm A is inside the frontier is equal to $\theta=OB/OA$. This distance (i.e., technical efficiency score) equals approximately 0.7 in this diagram, suggesting that the firm could reduce input usage by 30% and still produce the same output vector.

INSERT FIGURE 1

In reality, the production frontier is rarely known. Instead it is estimated using sample data on a number of firms. This generally involves fitting an empirical frontier that aims to minimise these distances so that the frontier is a “tight-fit” to the data. In this paper we use parametric methods to estimate an input distance function.

The input distance function may be defined on the input set, $L(\mathbf{y})$, as:

$$D_I(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \max \{ \rho : (\mathbf{x} / \rho) \in L(\mathbf{y}) \}, \quad (1)$$

where $\rho = 1/\theta$ and the input set $L(\mathbf{y})$ represents the set of all input vectors, $\mathbf{x} \in R_+^K$, which can produce the output vector, $\mathbf{y} \in R_+^M$. That is,

$$L(\mathbf{y}) = \{ \mathbf{x} \in R_+^K : \mathbf{x} \text{ can produce } \mathbf{y} \}. \quad (2)$$

$D_I(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ is non-decreasing, positively linearly homogeneous and concave in \mathbf{x} , and increasing in \mathbf{y} . The distance function will take a value which is greater than or equal to one if the input vector, \mathbf{x} , is an element of the feasible input set, $L(\mathbf{y})$. That is, $D_I(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 1$ if $\mathbf{x} \in L(\mathbf{y})$. Furthermore, the distance function will take a value of unity if \mathbf{x} is located on the inner boundary of the input set.

Stochastic frontier analysis (SFA)

Following Coelli *et al* (2003), a translog input distance function for the case of M outputs and K inputs is specified as

$$\begin{aligned} \ln D_i = & \alpha_0 + \sum_{m=1}^M \alpha_m \ln y_{mi} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \alpha_{mn} \ln y_{mi} \ln y_{ni} + \sum_{k=1}^K \beta_k \ln x_{ki} \\ & + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{l=1}^K \beta_{kl} \ln x_{ki} \ln x_{li} + \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \delta_{km} \ln x_{ki} \ln y_{mi}, \quad i=1,2,\dots,N \end{aligned} \quad (3)$$

where i denotes the i -th firm in the sample of N firms.⁴⁹⁴ Note that to obtain the frontier surface (i.e., the transformation function) one would set $D_i=1$, which implies the left hand side of equation (3) is equal to zero.

Imposing homogeneity of degree +1 in inputs and rearranging we obtain

$$\begin{aligned} \ln(1/x_{Ki}) = & \alpha_0 + \sum_{m=1}^M \alpha_m \ln y_{mi} + \frac{1}{2} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^M \alpha_{mn} \ln y_{mi} \ln y_{ni} + \sum_{k=1}^{K-1} \beta_k \ln x_{ki}^* \\ & + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{K-1} \sum_{l=1}^{K-1} \beta_{kl} \ln x_{ki}^* \ln x_{li}^* + \sum_{k=1}^{K-1} \sum_{m=1}^M \delta_{km} \ln x_{ki}^* \ln y_{mi} - \ln D_i, \quad i=1,2,\dots,N \end{aligned} \quad (4)$$

where $x_{ki}^* = x_{ki} / x_{Ki}$.

The restrictions required for homogeneity of degree +1 in inputs are

$$\sum_{k=1}^K \beta_k = 1$$

and

$$\sum_{l=1}^K \beta_{kl} = 0, \quad k=1,2,\dots,K, \quad \text{and} \quad \sum_{k=1}^K \beta_{km} = 0, \quad m=1,2,\dots,M, \quad (5)$$

and those required for symmetry are

$$\alpha_{mn} = \alpha_{nm}, \quad m,n=1,2,\dots,M, \quad \text{and} \quad \beta_{kl} = \beta_{lk}, \quad k,l=1,2,\dots,K. \quad (6)$$

To estimate this model using SFA methods we replace the distance term with an error term that has two *i.i.d.* components. That is, we set $-\ln D_i = v_i - u_i$, where $v_i \sim |N(0, \sigma_v^2)|$ is a symmetric error to account for data noise and the u_i is a one-sided error to account for technical inefficiency. The technical efficiency score for the i -th firm is predicted using the conditional expectation: $E[\exp(-u_i | v_i - u_i)]$, which takes a value between 0 and 1. The model is estimated using maximum likelihood (ML) methods. Note that prior to estimation the variance parameters, σ_v^2

⁴⁹⁴ Note that in our application we have annual data on 92 units over a three year period. Hence we have 276 observations. Given the short time period we assume that there has been no technological progress over this period and hence pool the data as if it was a single year of data on 276 firms when estimating the production frontiers.

and σ_u^2 are re-parameterised as $\gamma = \sigma_u^2 / (\sigma_u^2 + \sigma_v^2)$ and $\sigma^2 = \sigma_u^2 + \sigma_v^2$ for computational convenience.

The u_i term is often modelled as a truncated normal distribution, of the form $u_i \sim |N(\mu, \sigma_u^2)|$. However, in this study we make use of the more generalised model proposed by Battese and Coelli (1995), which allows one to investigate the effects of various factors upon efficiency levels. In this model the inefficiency term is made an explicit function of a vector of exogeneous characteristics, \mathbf{z}_i , by specifying that the u_i are independently (but not identically) distributed as non-negative truncations of a general normal distribution

$$u_i \sim |N(m_i, \sigma_u^2)|, \quad (7)$$

where $m_i = \delta_0 + \sum_{j=1}^J \delta_j z_{ij}$ and the δ_0 and δ_j are unknown parameters to be estimated.

Within this framework, the values of the unknown parameters in (4) and (7) are obtained simultaneously using maximum likelihood estimation. The expressions for the likelihood function and first partial derivatives are presented in Battese and Coelli (1993), as well as the expression for $E[\exp(-u_i | v_i - u_i)]$.

Shadow prices

Furthermore, as well as measuring the effect of quality upon TE scores, we also make use of the methods described in Grosskopf et al (1995) and Coelli and Rao (1998) to derive measures of the shadow price of quality from the curvature of the estimated distance functions. This information could be quite valuable in allowing one to assess the degree to which rewards for quality outcomes could influence the services provided.

Shadow price information is obtained using the method outlined in Grosskopf et al (2005), Morrison Paul and Nehring (2005), and others. That is, we obtain ratios of shadow prices from the ratios of derivatives of the input distance function as:

$$\frac{v_{ik}}{v_{il}} = \frac{\partial D_i / \partial x_{ik}}{\partial D_i / \partial x_{il}} \quad (8)$$

for the case of inputs, and

$$\frac{u_{im}}{u_{in}} = \frac{\partial D_i / \partial y_{im}}{\partial D_i / \partial y_{in}} \quad (9)$$

for the case of outputs.

In order to compute ratios of shadow prices, we compute input distance partial elasticities with respect to inputs:

$$s_{ki} = \frac{\partial \ln D_i}{\partial \ln x_{ki}} = \beta_k + \sum_{l=1}^K \beta_{kl} \ln x_{li} + \sum_{m=1}^M \delta_{km} \ln y_{mi}, \quad (10)$$

and with respect to outputs:

$$r_{mi} = \frac{\partial \ln D_i}{\partial \ln y_{mi}} = \alpha_m + \sum_{n=1}^M \alpha_{mn} \ln y_{ni} + \sum_{k=1}^K \delta_{km} \ln x_{ki} . \quad (11)$$

These elasticities have also a direct interpretation as shadow shares. Shares of inputs in total input, for s_{ki} , and shares of outputs in total output, for r_{mi} . Moreover, combining r_{mi} we compute scale elasticities at each point:

$$e_i = \sum_{m=1}^M r_{mi} , \quad (13)$$

with $e_i > -1$, $e_i = -1$ and $e_i < -1$ indicating decreasing, constant or increasing returns to scale, respectively.

Furthermore, a well-behaved production function must satisfy some desirable properties, among them monotonicity and curvature conditions. Monotonicity implies that the input distance function analyzed here has to be non-decreasing in inputs ($s_{ki} \geq 0$) and non-increasing in outputs ($r_{mi} \leq 0$) (Färe and Primont, 1995). Curvature conditions imply that the input distance function satisfy convexity in outputs and quasi-convexity in inputs.

Unfortunately, we are unable to impose these well-behaved conditions on the SFA estimation using traditional econometrics techniques. The main reason is that these conditions cannot be introduced as simple restrictions on parameters. As a consequence, potentially the estimations will show monotonicity and curvature violations at specific points. In other words, incorrect computed values for shadow shares and shadow prices ratios at particular points.⁴⁹⁵

Parametric linear programming (PLP)

In this paper, we proceed in two steps. After verifying that SFA results satisfy monotonicity restrictions for average values but not for extreme points, we recomputed the input distance function using a parametric linear programming approach (PLP).

Values of unknown parameters in equation (3) are obtained by using LP as follows:

$$\text{Min } \sum_{i=1}^N \ln D_i ,$$

subject to the constraints that:

$$\ln D_i \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, N,$$

$$s_{ki} \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad k = 1, 2, \dots, K,$$

$$r_{mi} \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad m = 1, 2, \dots, M,$$

as well as to the same homogeneity and symmetry constraints in (4) and (5).

⁴⁹⁵ See O'Donnell and Coelli (2005) for an application of a Bayesian approach to impose regularity conditions.

5 Data

The selection and measurement of input and output variables is a key aspect of any efficiency analysis study. In this study we have drawn upon our knowledge of the key cost drivers in the French electricity distribution industry, along with reviewing the experiences gained in previous analyses. For example, see those studies surveyed in London Economics (1999) and Jamasb and Pollitt (2001), and more recent studies, such as Lawrence and Diewert (2006) and Edvardson et al (2006).

Three output variables are used in the present study: energy supplied, number of customers and the service area. The amount of energy supplied in giga-watt hours (GWH) is generally the first output variable thought of, since the aim of a distribution company is to “supply electricity to customers”. Although a distribution network operator cannot normally determine the amount of electricity distributed, it has to ensure that all its network assets have the capacity to deliver this energy to its customers. Hence, the total amount of energy supplied may be viewed as a proxy for the load capacity of the network. The measure used in this study is gross electricity distributed (which includes losses).

The number of customers (CUST) is also used as an output variable in our model because we believe that this variable is needed to ensure that the model does not unfairly discriminate against those operators which sell smaller amounts of energy per customer. Furthermore, a large part of distribution activities (relating to metering services, customer connections, customer calls, etc.) are directly correlated to the number of customers. Note that our measure only includes Low Voltage (LV) customers, since industrial customers who are connected to the Medium Voltage (MV) network are rather small in number.

The surface covered in square kilometres (KM²) is a measure of network dispersion. A lot of network operations, such as routine maintenance, overhaul, vegetation management for overhead lines, etc. are closely linked to the length of MV and LV lines or, indirectly, to the size of the area served. Moreover, the reliability of a distribution network and therefore the level of quality of supply is often affected by the length of feeders, in other words, by customers' density. In big cities, where the feeders are mostly short and underground, the number of outages should be lower than in less dense areas which tend to have a high proportion of overhead lines. As a consequence, the costs of repairs are expected to differ between urban and rural areas.

The net effect of using these three output variables in our model is to ensure that the key aspects of output heterogeneity are captured, so that when we conduct benchmarking comparisons using technical efficiency (TE) measures, we are conditioning on these factors and hence comparing like with like. That is, not comparing distribution units like Lille with the Southern Alps, and so on. Nevertheless, we are aware that with three output variables, we are unable to control for all environmental differences that could influence costs, such as influence of forests and mountainous terrain, ages of the assets, accessibility of lines or substations, climatic factors, etc.

The inputs used in electricity distribution are many and varied. In terms of capital inputs there are underground and overhead lines of various voltage levels, transformers, vehicles, computers, and so on. Plus we have various types of labour – technicians, engineers, managers, etc. – plus a variety of other materials and services. One could perhaps define dozens of input variables, but degrees of freedom limitations in the production model prevent us from doing that. Instead we

have chosen to define only two input variables – capital inputs (CAP) and non capital inputs (OPEX).

Capital is measured using gross (not depreciated) value. We have chosen gross in preference to net because we wish to avoid the situation where an operator that has conducted a lot of recent investment is labelled as inefficient because their net capital stock is high relative to others. In using this measure we implicitly make two assumptions. First we assume that asset age does not significantly affect service potential. Second we assume that all operators have assets with similar life spans and hence that annual service potential is proportional to the stock. These assumptions are arguably quite reasonable in the current study, since all the data come from a single distribution operator (ERDF) who defines and manages very similar policies for investment, operations and network asset development across the various local distribution units.⁴⁹⁶

In terms of non-capital inputs, we use network operating expenses net of depreciation and interest as our aggregate measure of these items. These are the direct operational costs of local distribution units, excluding centralized network service support and overhead costs. These operational costs relate to day-to-day operations, such as:

- operating, developing and maintaining distribution network assets: looking after substations and overhead lines, fault repairs, remote control and dispatching, and so on;
- running connections services;
- providing meter services and any other customer interventions;
- relations with local authorities and customers; etc.

We could have chosen to split this OPEX grouping into labour and non-labour groups, but given that labour expense dominates this category and that outsourcing is blurring the boundaries between these two categories, we decided to use a single variable.⁴⁹⁷

Finally, quality is measured as the total number of interruptions (NINT) – excluding short interruptions of three minutes or less.

The total number of interruptions NINT has been calculated as follows:

$$\text{NINT} = \text{SAIFI} \times \text{Total number of customers.}$$

According to the international standards relative to quality of supply, SAIFI (System Average Interruption Frequency) is the average number of sustained interruptions (>3 min) experienced per customer served per year:

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Total number of customer interruptions}}{\text{Total number of customers served}}.$$

⁴⁹⁶ The gross capital value is computed by ERDF using replacement values, with the exception of capital materials that have reached the end of their depreciation period (expected potential service life), in which case the gross purchase value is only adjusted for inflation.

⁴⁹⁷ CAPITAL and OPEX variables are expressed in 2005 prices using a gross industrial commodities price deflator.

Therefore, NINT represents the total number of outages. It includes unplanned interruptions, even those for which the distribution company is not responsible (e.g., due to transmission network outages), and also planned interruptions (e.g., to accommodate extensions, upgrades, etc.).

Explaining efficiency variations

We define a number of variables that can be used to investigate some of the reasons for variations in efficiency across different DSOs. The variables that we consider are as follows:

1. D2004 and D2005 are dummy variables that attempt to capture factors that vary from one year to another, such as the effects of temperature variations on demand patterns and the effects of storm events on outages.
2. UNDERG is the proportion of the network that is located underground (as opposed to being overhead on poles). We expect that the higher asset values for underground lines in CAP will be offset by the reduced maintenance requirements in OPEX and the reduced number of outages. However, there may be some other aspect to undergrounding that we have not captured in our model, and hence we include this variable to see if we can identify an additional effect.
3. DENSE is the proportion of customers that are located in towns involving less than 10,000 inhabitants.
4. AGE is the ratio of net book value to gross book value of assets. Hence it is an index of average asset age that varies between 0 and 1, with higher values indicating newer assets.
5. GROWTH is the ratio of customer numbers in the previous year to customer numbers in the current year.
6. HVCON is the amount of high voltage capacity that is contracted to industrial customers divided by total transformer potential. It is an indicator of the degree to which industrial customers are important to the DSO.
7. EXNINT is the proportion of NINT that is due to exceptional events.
8. EXMINT is the proportion of MINT (minutes of interruptions) that is due to exceptional events.

Descriptive statistics

The units of observation are the 92 ERDF Centres (Paris is not included in this study). All the values reported are in averages for the three-year period 2003-2005. Table 1 provides an overview of outputs, inputs and environmental factors. It illustrates the range of variation among Centres, not only on size, measured by the number of residential customers and the surface served, but particularly in terms of the share of underground lines and of small towns, as well as the percentage of outages, frequency and duration, due to exceptional events.

INSERT TABLE 1

Table 2 presents ratios obtained combining outputs and inputs quantities by customers' density quintiles. On the one hand, electricity consumption by customer (GWH/CUST) is on average invariant across quintiles but, as expected, capital density (CAP/KM2) varies dramatically following the evolution of customers' density (CUST/KM2). On the other hand, operational costs by customer (OPEX/CUST) diminishes from 91.4 € to 58.9 € from the first to the fifth quintiles, while the frequency of interruptions (SAIFI=NINT/CUST) varies in a similar manner, it is close to 1.5 per

customer per year among Centres in the low density quintile and close to 1.0 in the highest quintile.

These observations might be seen as indicating that costs are mainly driven by the level of outages. However, the distance function estimates presented later show that it is dangerous to look at a few measures in isolation, and that the relationships are much more complex. The direction and the importance of these relations will depend, among others, on the complementarity/substitutability between OPEX, capital investments and quality.

INSERT TABLE 2

6 Results

In this section we report the estimates obtained using Stochastic Frontier Analysis (SFA) including the effects of the environmental variables. We compare the parameter estimates and the technical efficiency (TE) scores with those obtained computing the same distance function model using Parametric Linear Programming (PLP) with monotonicity restrictions imposed. Finally, we report partial elasticities and quality shadow prices computed for the PLP model.

Table 3 presents parameters for both the SFA and the PLP models. Note that output (y_m , $m=1, \dots, M$) and input (x_k , $k=1, \dots, K$) variables are in logarithms and also in deviations with respect to means and environmental factors (z_j , $j=1, \dots, J$) in deviations with respect to means, except for dummy variables (z_1 and z_2).

INSERT TABLE 3

Note that y_1 =CUST; y_2 = KM2; y_3 =GWH; x_1 =OPEX; x_2 =CAP; x_3 =NINT. In SFA model, x_1 was chosen as the reference variable to impose homogeneity of degree + 1.⁴⁹⁸ Therefore, x_1 becomes the dependent variable and x_k are replaced by $x_k^* = x_k - x_1$ for $k = 2, \dots, k$.

The results presented in Table 3 can be summarized as follows:

- Given that variables are expressed in logarithmic deviations from mean values, first order coefficients associated with outputs and inputs may be interpreted as distance function elasticities with respect to outputs and inputs at the sample mean, respectively. In both models these coefficients have the expected sign, negative for outputs elasticities (r_{mi}) and positive for inputs (s_{ki}), and are very close each other. The only exception are the coefficients associated with the number of customers (y_1 =CUST) and with energy supplied (y_3 =GWH) that are lower and higher, respectively, under the PLP model with respect with SFA.
- Under the SFA model, in most cases these coefficients are statistically significant, with t-ratio tests higher than 1.7. Second order terms are significant for the squared capital variable (x_2 =CAP) and for the squared surface output (y_2 =KM2), but insignificant for most of the other terms.
- The sum of the output elasticities provides information on returns to scale. For the SFA model we see that the sum $e_i = -0.964$, implying increasing returns to scale at the sample

⁴⁹⁸ Results are insensitive to the choice of the reference variable, as illustrated in Coelli and Perelman (1996).

mean. That is, a 1% increase in outputs can be achieved using a 0.964% increase in inputs. For the PLP model, the results are on the other way around, $e_i = -1.030$, that is decreasing returns to scale at the sample mean.

- In the SFA model [2][2][2][2][2]. This implies that the error term is primarily associated with noise.
- Among the environment factors (z_j variables), we note that DENSE, GROWTH, HVCON, EXNINT and EXMINT, are statistically insignificant (the 5% level). UNDERG and AGE are the only two variables that are significant. Note that a positive (negative) coefficient corresponds to a decreasing (increasing) effect on technical efficiency.
- The coefficient of UNDERG (percentage of underground lines) is negative. As expected, this factor has a negative effect on inefficiency, because underground lines are less susceptible to storm damage, etc. The marginal effect indicates that an increase of 10 percentage points in underground lines implies a decrease of near 2.5 percentage TE points in average.
- The coefficient of AGE (the ratio of net (depreciated) to gross capital in book values) is positive. It was expected that this factor would have a negative effect on inefficiency, because we expected that newer assets would require less maintenance. However, likely newer assets have more “teething problems” and hence require extra adjustments in the early years.

Summing up, the coefficients reported in Table 3 show close results between SFA and PLP models at mean sample values. That is, independent of their stochastic and deterministic nature and the fact that SFA takes simultaneously into account the potential effect of environmental variables.

Technical efficiency (TE)

Table 4 reports average technical efficiency (TE) scores for the SFA and PLP models by quintile. ERDF Centres are classified in quintiles by customers’ density, quality (SAIFI) and underground lines (%). As expected, SFA technical efficiency scores are higher than PLP scores, 0.897 vs. 0.828 on average.⁴⁹⁹ This is due to the role played by noise under the SFA model, as indicated before. The Pearson correlation between both scores is 0.708.

In both cases, SFA and PLP, TE scores show the same evolution, increasing parsimoniously across Centres on behave of customers’ density, better quality (SAIFI) and with the percentage of underground lines. This confirms that TE in energy distribution is mainly drove by customers’ density and quality considerations. Even if underground lines imply huge capital investment, compared with surface lines, at the end of the day extra capital costs are compensated by diminishing OPEX costs and frequency of interruptions. In order to identify these relationships among inputs, we turn now to a more deeper study of the underlying production technology, looking to distance function elasticities and shadow prices at all points (92 Centres, 3 years). For this purpose, we rely exclusively on PLP results. Unfortunately, but as expected, the estimated SFA technology did not verify all monotonicity restrictions at all points.

INSERT TABLE 4

⁴⁹⁹ The distance measures derived from the estimation of input distance functions are, by definition, equal or higher than 1.0. For presentation purposes, we transform them into technical efficiency scores, with values between 0 and 1.0, by taking the reciprocal.

Input and output distance function elasticities and shadow price ratios

Table 5 contains information on distance function elasticities with respect to inputs (s_{ki}) and outputs (r_{mi}). They are computed using equations (10) and (11) and correspond to “output shares” and to “input shares, respectively. In both cases, partial elasticities vary systematically with customer density.

On the one hand, capital share decreases while the share of operational expenditures and quality increases. As expected, partial elasticities are higher among units operating with proportionally lower quantities of a given input resource, and vice versa.

On the other hand, distance function elasticities with respect to the number of customers increases dramatically with density while, simultaneously, surface and energy distributed elasticities decrease. Summing up, scale elasticities go from increasing returns in low density units to decreasing returns in high density units.

INSERT TABLE 5

We turn now to shadow price ratios. Input shadow ratios (eq. 8) correspond to marginal rates of substitution and output shadow ratios (eq. 9) to marginal rates of transformation. Table 6 reports shadow price ratios by customer density quintiles.

On the input side the three ratios represented increase with customers' density. The first two columns illustrate the trade-off between quality and other costs, OPEX and capital. More precisely, one customer interruption (>3 minutes) has a shadow price of 4.9 € of OPEX costs or 97.1 € of gross capital investments for a low density Centre, while it cost 7.5 € and 613.5 € for a high density (urban area) Center. At the same time, the marginal rate of substitution between operational costs and capital (OPEX/CAP) increases from 20.5 € to 75.7 €. Given an average asset age ratio of 0.62 and a weighted average cost of capital (WACC) of 8% approximately, the expected OPEX/CAP ratio is close to 20. Therefore, values higher than 20 likely imply an overuse of capital in more dense areas.

In the output side, as expected, we observe a huge increase of the surface (KM2) shadow price, with respect to costumers and GWh outputs, among high customer density Centres. At the same time, the marginal rate of transformation between customers and GWh is divided by ten when the first and fifth quintiles are compared.

Moreover, in some cases shadow price ratios can be converted into shadow prices. It is possible if one can reasonably assume that the observed price of one input variable equals its shadow price. For example, if we assume this for OPEX we can therefore conclude from our PLP results that the average shadow price of quality (NINT) is 5.1 € (because the price of a unit of OPEX is one Euro). That is, it will cost approximately Five Euros to reduce the number of customer interruptions by one.

INSERT TABLE 6

This shadow price information is also reported in Figure 2. The horizontal axis corresponds to quality (SAIFI) and the dots the ERDF units (92 Centres over the three year period analysed). In terms of the PLP model, the computed shadow price extreme values vary from 2.7 € to 15.7 €. And, as one would expect, marginal quality improvements tend to be more expensive as a network approaches 100% reliability.

INSERT FIGURE 2

7 Conclusions

In this paper we make use of the parametric distance function approach to identify the sources of technical inefficiency and the underlying technology in the energy distribution sector. Using panel data on 92 electricity distribution units operated by ERDF (*Electricité de France - Réseau Distribution*) over the 2003–2005 financial years, it appears that technical efficiency is positively correlated with the share of underground lines and with the age of capital. Moreover, the results show that shadow price of quality varies notably: from 2.7 € to 15.7 €, per customer interrupted among the operators. And, as one would expect, marginal quality improvements tend to be more expensive as a network approaches 100% reliability.

References

- Battese G.E. and T.J. Coelli (1993), "A stochastic frontier production function incorporating a model for technical inefficiency effects", *Working Papers in Econometrics and Applied Statistics No 69*, Department of Econometrics, University of New England, Armidale.
- Battese G.E. and T.J. Coelli (1995), "A model for technical inefficiency effects in a stochastic frontier production function for panel data", *Empirical Economics*, 20, 325-332.
- CEER (Council of European Energy Regulators), 2008, 4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, Brussels.
- Coelli, T.J., Crespo, H., Plagnet, M.-A. and E. Romano (2007), "Incorporating quality of service in a benchmarking model: an application to French electricity distribution operators", CIRED, Vienna, 21-24 May 2007 Conference Proceedings.
- Coelli, T.J. and S. Perelman (1996), "Efficiency measurement, multiple-output technologies and distance functions: With application to European railways", CREPP Working Paper 96/05, University of Liege.
- Coelli, T.J., Estache, A., Perelman, S. and Trujillo, L. (2003), *A Primer on Efficiency Measurement for Utilities and Transport Regulators*, World Bank Publications.
- Coelli, T.J. and D.S.P. Rao (2001), "Implicit Value Shares in Malmquist TFP Index Numbers", CEPA Working Papers, No. 4/2001, School of Economics, University of New England, Armidale.
- Coelli, T.J., Rao, D.S.P., O'Donnell, C.J. and Battese, G.E. (2005), *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*, 2nd Ed., Springer, New York.
- Färe, R., Grosskopf, S., Lovell, K. C. A. and Yaisawarng, S. (1993), "Derivation of Shadow Prices for Undesirable Outputs: A Distance Function Approach", *The Review of Economics and Statistics*, 75(2), 374-380.
- Giannakis, D., Jamasb, T., and Pollitt, M. (2005), "Benchmarking and Incentive Regulation of Quality of Service: An Application to the UK Electricity Distribution Utilities", *Energy Policy*, 33(17): 2256-2271.

Grosskopf, S., K. Hayes and J. Hirschberg (1995) "Fiscal Stress and the Production of Public Safety: A Distance Function Approach" *Journal of Public Economics* 57:277-296.

Growitsch, C., T. Jamasb and M. Pollitt (2005), "Quality of service, efficiency and scale in network industries: An analysis of European electricity distribution", IWH-DP 3/2005, IWH, Halle.

Fumagalli, E., Lo Schiavo, L. and F. Delestre (2007), *Service quality regulation in electricity distribution and retail*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Jamasb, T. and Pollitt, M. (2001) "Benchmarking and regulation: international electricity experience." *Utilities Policy*, 9(3): 107-130.

Korhonen, P. and M. Syrjänen (2003), "Evaluation of Cost Efficiency in Finnish Electricity Distribution", *Annals of Operations Research*, 121, 105-122.

Lawrence, D. and E. Diewert (2006), "Regulating Electricity Networks: The ABC of Setting X in New Zealand", in Coelli, T.J. and D. Lawrence (eds.), *Performance Measurement and Regulation of Network Utilities*, Edward Elgar Publishing, Cheltenham, 207-237.

London Economics (1999) "Efficiency and benchmarking study of New South Wales distribution businesses" Report commissioned by the Independent Pricing and Regulatory Tribunal (IPART) of New South Wales, <http://www.iprt.net/pdf/Rp13.pdf>.

Morrison Paul, C. J. and R. Nehring (2005), "Product diversification, production systems, and economic performance in U.S. agricultural production", *Journal of Econometrics*, 126, 525-548.

Newbery, D.M. (2000), *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, Cambridge, MA: MIT Press.

O'Donnell, C. J. and T. J. Coelli (2005), "A Bayesian approach to imposing curvature on distance functions", *Journal of Econometrics*, 126, 493-523.

Figure 1: Input oriented technical efficiency

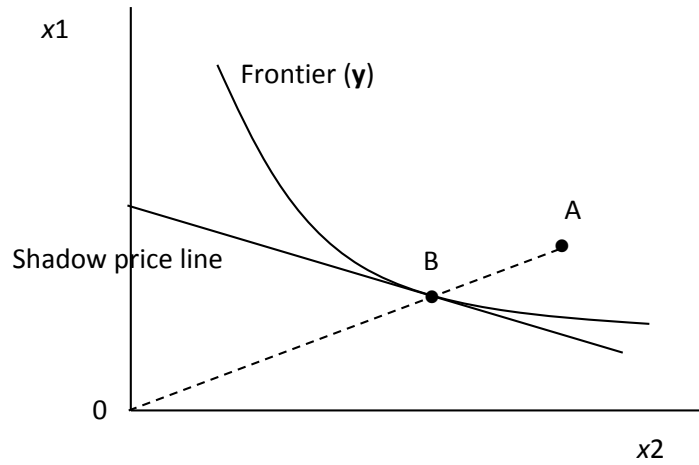


Figure 2: Quality shadow price

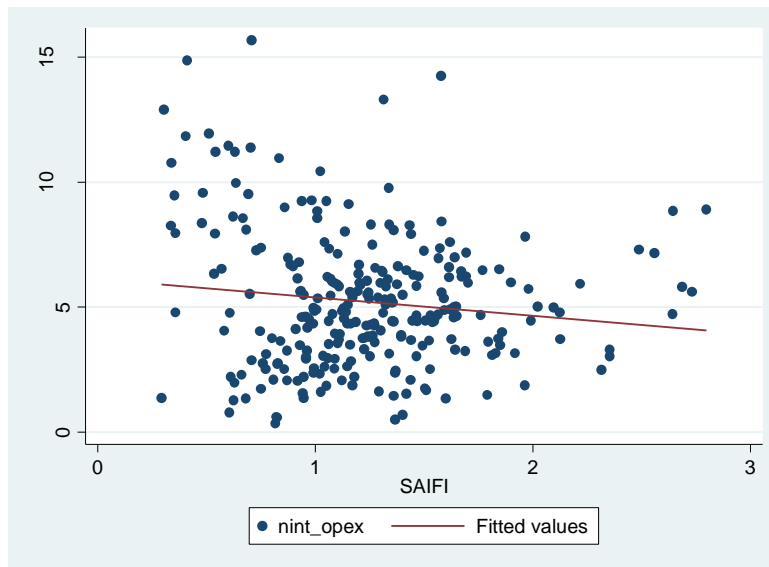


Table 1: Output and input variables. Descriptive statistics (n=276)

Variable	units	mean	std	min	max
<i>Inputs</i>					
Customers (CUST)	n	324,85	134,16		
Surface (KM2)	km ²	7	2	109,435	762,905
Electricity (GWH)	GWh	5,532	3,125	129	13,871
		3,557	1,477	1,001	7,976
<i>Ouputs</i>					
Operational expenditures (OPEX)	10 ³ €	22,804	8,401	10,575	57,591
		636,13	220,01		1,250,11
Capital (CAP)	10 ³ €	4	8	247,464	5
		384,47	204,56		1,632,33
Number of interruptions (NINT)	n	6	9	48,886	6
<i>Environmental factors</i>					
Underground lines (UNDERG)	ratio	0.39	0.19	0.13	0.88
Small towns (DENS)	ratio	0.44	0.23	0.00	0.86
Assets age proxy (AGE)	ratio	0.62	0.03	0.53	0.68
Customers growth (GROWTH)	%	1.97	1.81	-5.46	19.97
HV industrial capacity (HVCO)	ratio	0.24	0.06	0.14	0.42
<i>Exceptional events:</i>					
Frequency (EXNINT)	ratio	0.11	0.11	0.00	0.49
Minutes (EXMINT)	ratio	0.13	0.18	0.00	0.82

Table 2: Production characteristics

Customers ' density quintile	Outputs ratios		Input / Output ratios		
	<u>CUST</u> KM2	<u>GWH</u> CUST	<u>OPEX</u> CUST	<u>CAP</u> KM2	<u>NINT</u> CUST
Q1	23.0	11.0	91.4	63.9	1.53
Q2	36.3	12.2	77.6	84.5	1.27
Q3	55.5	12.2	73.4	118.4	1.33
Q4	88.2	11.9	67.7	163.9	1.05
Q5	1,223.0	10.6	58.9	1,384.0	0.97
Mean	288.6	13.1	73.7	366.7	1.23

Table 3: SFA and PLP coefficients

Explanatory variables	SFA		PLP	
	Coef.	(t-ratio)	Coef.	(t-ratio)
Intercept	0.154	(5.3) ***	-0.221	
ln(x ₁) (OPEX)	<u>0.501</u>		<u>0.501</u>	
ln(x ₂) (CAP)	0.457	(9.2) ***	0.456	
ln(x ₃) (NINT)	0.041	(2.0) **	0.043	
ln(x ₁).ln(x ₁)	<u>-0.706</u>		<u>-0.094</u>	
ln(x ₂).ln(x ₂)	-0.829	(-3.1) ***	-0.211	
ln(x ₃).ln(x ₃)	-0.136	(-1.7) *	-0.056	
ln(x ₁).ln(x ₂)	<u>0.699</u>		<u>0.124</u>	
ln(x ₁).ln(x ₃)	<u>0.007</u>		<u>-0.030</u>	
ln(x ₂).ln(x ₃)	0.129	(1.1)	0.087	
ln(y ₁) (CUST)	-0.757	(-15.4) ***	-0.696	
ln(y ₂) (KM2)	-0.101	(-5.3) ***	-0.107	
ln(y ₃) (GWH)	-0.106	(-2.4) **	-0.227	
ln(y ₁).ln(y ₁)	0.949	(1.6) *	0.263	
ln(y ₂).ln(y ₂)	0.028	(2.1) **	-0.014	
ln(y ₃).ln(y ₃)	0.284	(0.5)	-0.392	
ln(y ₁).ln(y ₂)	0.004	(0.1)	-0.136	
ln(y ₁).ln(y ₃)	-0.658	(-1.2)	0.169	
ln(y ₂).ln(y ₃)	0.091	(1.6) *	0.027	
ln(x ₁).ln(y ₁)	<u>-0.288</u>		<u>-0.083</u>	
ln(x ₁).ln(y ₂)	<u>0.055</u>		<u>0.058</u>	
ln(x ₁).ln(y ₃)	<u>0.243</u>		<u>-0.042</u>	
ln(x ₂).ln(y ₁)	0.188	(0.6)	0.065	
ln(x ₂).ln(y ₂)	-0.052	(-1.2)	-0.072	
ln(x ₂).ln(y ₃)	-0.168	(-0.5)	0.048	
ln(x ₃).ln(y ₁)	0.100	(0.6)	0.017	
ln(x ₃).ln(y ₂)	-0.003	(-0.2)	0.014	
ln(x ₃).ln(y ₃)	-0.075	(-0.5)	-0.006	
Environmental factors				
Intercept	-0.266	(-1.8) *		
z ₁ (D2004)	-0.005	(-0.3)		
z ₂ (D2005)	-0.097	(-4.7) ***		
z ₃ (UNDERG)	-0.226	(-6.2) ***		
z ₄ (DENSE)	0.025	(0.6)		
z ₅ (AGE)	0.629	(4.4) ***		
z ₆ (GROWTH)	-0.001	(-0.2)		
z ₇ (HVCON)	-0.027	(-1.2)		
z ₈ (EXNINT)	0.007	(0.7)		

z_9 (EXMINT)	-0.007 (-1.2)	
σ	0.008 (11.5)***	
γ	0.174 (6.0)***	
LLF	286.0	

***, ** and * significant at 1%, 5% and 10% level, respectively. Underlined parameters are calculated by applying the homogeneity conditions. Variables $\ln(y_m)$ and $\ln(x_k)$ are expressed in deviations from sample mean values.

Table 4: SFA and PLP Technical Efficiency scores by quintiles

Quintiles	SFA			PLP		
	Customers' density	Quality (SAIFI)	Underground lines	Customer density	Quality (SAIFI)	Underground lines
Q1	0.803	0.853	0.783	0.664	0.755	0.688
Q2	0.843	0.870	0.843	0.807	0.783	0.805
Q3	0.858	0.879	0.872	0.822	0.832	0.833
Q4	0.915	0.907	0.925	0.884	0.871	0.881
Q5	0.981	0.960	0.982	0.861	0.878	0.866
All	0.897	0.897	0.897	0.828	0.828	0.828

Table 5: Distance function elasticities (PLP)

Customers' density quintiles	With respect to inputs "output shares"			With respect to outputs "input shares"			Scale elasticity
	Operational costs (OPEX)	Capital (CAP)	Quality (NINT)	Customers (CUST)	Surface (KM2)	Electricity distributed (GWH)	
Q1	0.385	0.584	0.032	-0.387	-0.140	-0.381	-0.908
Q2	0.447	0.524	0.029	-0.594	-0.100	-0.241	-0.934
Q3	0.490	0.473	0.038	-0.700	-0.086	-0.203	-0.988
Q4	0.538	0.426	0.037	-0.833	-0.064	-0.142	-1.034
Q5	0.670	0.259	0.076	-1.079	-0.098	-0.122	-1.262
Mean	0.533	0.424	0.046	-0.784	-0.092	-0.193	-1.037

Table 6: Shadow price ratios

Customers' density quintiles	Inputs			Outputs		
	<u>Quality</u> OPEX	<u>Quality</u> Capital	<u>OPEX</u> Capital	<u>Surface</u> Customers	<u>GWH</u> Customers	<u>Surface</u> GWH
Q1	4.9	97.1	20.5	9.0	106.0	0.09
Q2	3.7	94.9	26.4	6.6	38.9	0.19
Q3	4.2	125.6	30.7	7.0	27.5	0.30
Q4	4.2	140.5	35.3	7.6	18.9	1.07
Q5	7.5	613.5	75.7	117.9	13.4	29.29
All	5.1	254.1	42.1	37.5	32.5	7.977

SESIÓN 19

A EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA BRASILEIRA E MEXICANA DE PETRÓLEO

Lizett López^b, Ildo L. Sauer^{a,b}

^a Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, Brasil

^b Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, Brasil

Av. Prof. Luciano Gualberto, 1289 - Cidade Universitária - São Paulo

Telefone: +55-11-30912656 / Email: lizlosu@usp.br

Resumo:

É objetivo do presente artigo, analisar as transformações acontecidas na evolução da indústria petrolífera do Brasil e do México. Com orientações diferenciadas no nascimento da indústria petrolífera, mas convergentes na nacionalização e estatização desta, atualmente se encontram nestes países duas das maiores petrolíferas estatais da América Latina, a PETROBRAS e a PEMEX. A criação destas empresas aconteceu na medida em que o petróleo foi considerado bem da União visando que este se constituiria em uma alavanca de desenvolvimento nacional e por que se configuravam como um importante instrumento de política pública. A evolução destas indústrias petrolíferas se analisaram à luz do método histórico, considerando o período de estudo desde os inícios da indústria até a atualidade. Assim, através das diferentes fases da sua história se observou a consolidação da indústria petrolífera com bases estatais, a submissão e as transformações acontecidas após os ajustes neoliberais e a fase atual do Pré-sal no Brasil e da Reforma Energética no México.

Palavras chave: Indústria petrolífera, PEMEX, PETROBRAS, Petróleo.

1. Introdução:

O petróleo como recurso natural não renovável cuja apropriação social, a partir da segunda fase da Revolução Industrial, permitiu o aumento da produtividade do trabalho socialmente incorporado de forma a gerar excedentes econômicos sobre a forma de renda diferencial e absoluta, propiciando a acumulação de capital. Foi a luta pelo controle dos excedentes que colocou em confronto ao capital

petroleiro e os Estados nacionais. Na América Latina, a presença do capital petroleiro foi significativa no México, no qual a partir de 1901⁵⁰⁰ a produção intensiva de petróleo foi orientada ao mercado externo e no Brasil o interesse do capital petroleiro estava na distribuição e comercialização de derivados. Com matizes diferenciados nos dois países aconteceu a nacionalização da indústria petroleira e posteriormente pela convergência dos movimentos políticos e sociais se possibilitou a criação das empresas petroleiras estatais para garantir o abastecimento interno de combustíveis, liderar o processo de industrialização dos seus países e a apropriar as vastas rendas geradas nesta indústria.

No mundo, o México foi o primeiro país em assumir o controle total da indústria petroleira que estava nas mãos do capital petroleiro estrangeiro e seu exemplo iria ecoar nos países da América Latina e do Mundo anos depois. À criação da PEMEX em 1938 iria seguir a PETROBRAS em 1953, estas duas empresas petroleiras estatais se constituem na atualidade em duas das maiores empresas da América Latina⁵⁰¹. E desde a sua criação tanto a PETROBRAS como a PEMEX, tem importante participação na atividade econômica dos seus países, entre as décadas de 1950 e 1970, a industrialização por substituição de importações liderada por estas empresas contribuiu em forma notável ao crescimento econômico do Brasil e do México. Os grandes descobrimentos da década de 1970 fizeram com que os Governos do Brasil e do México investissem mais em exploração de novos campos, ao mesmo tempo em que o México retomava o caminho exportador do petróleo. A partir de então a economia mexicana iria ficar petrolizada pela entrada de divisas, a PEMEX ocupou o lugar de entidade geradora de divisas e de superávit fiscal.

No transcurso das suas atividades estas empresas também têm sofrido alterações em suas políticas relacionadas a hidrocarbonetos, especificamente petróleo, as vezes na tentativa de tirar o privilegio monopólico das empresas. Assim, resistiram à onda privatizadora da década de 1980 e 1990, embora com certas modificações que alteraram a estrutura organizacional e o marco regulatório do setor de petróleo. Resultado disso, quebrou-se o monopólio da PETROBRAS mantendo de certa forma seu controle sobre as rendas petroleiras geradas⁵⁰².

⁵⁰⁰ Começou a exploração comercial, o Presidente Porfírio Díaz expede a “Lei do Petróleo” impulsionando a atividade petroleira, outorgando amplas facilidades aos investidores estrangeiros.

⁵⁰¹ Em 2010, as receitas da PETROBRAS foram US\$ 91.869 milhões e da PEMEX US\$ 80.722 milhões (FORTUNE, 2011). Em 2008, as reservas brasileiras de petróleo foram 12,6 bilhões de barris superiores às reservas mexicanas de 11,9 bilhões de barris (PETROBRAS; PEMEX, 2010). Segundo dados da OLADE (2009), o Brasil possui a segunda maior reserva de petróleo da América Latina e o México a terceira, em termos de produção o México ocupa o segundo lugar na América Latina e o Brasil o terceiro.

⁵⁰² Em 2006, a renda petroleira mexicana foi de US\$ 58.127 milhões e a renda petroleira brasileira US\$ 29.706 milhões (CEPAL, 2008). A diferença das rendas entre os dois países é devida à quantidade de petróleo explorado.

Na atualidade estas empresas se encontram diante de novos desafios e de novas oportunidades. No México, o processo de Reforma Energética, com ênfase no petróleo, foi aprovado em 2008 permitindo através do regime de contratos maior abertura da indústria ao capital interno e externo, tirando cada vez mais a PEMEX da sua função. No Brasil o desenvolvimento da tecnologia *offshore* levou ao Brasil a passar do campo de Guaricema (1969) ao Pré-sal (2006), o desenvolvimento da área do Pré-Sal, no qual se encontram grandes campos de petróleo que poderiam colocar ao Brasil no nível dos grandes produtores mundiais de petróleo, exige maiores investimentos, desenvolvimentos tecnológicos, um novo modelo a ser aplicado na indústria, embora já tenha sido aprovado o regime de partilha de produção, assim como um Projeto Nacional de Desenvolvimento Social e Econômico. Este artigo compila e sintetiza dados em relação à indústria petrolífera brasileira e mexicana, apresentando comparativamente as diferentes fases da sua evolução desde o início da indústria com participação privada estrangeira, a fase estatal, a fase neoliberal e a fase atual de Reforma Energética no caso mexicano e da descoberta do Pré-sal no caso brasileiro.

2. Nascimento e fase privada da Indústria petrolífera

A história do petróleo no Brasil começou em 1858 (LUCCHESI, 1998), no contexto de uma economia agroexportadora, e no México em 1863 (ALVAREZ, 2006), no contexto de uma economia mineira exportadora. Nestes países, procurou-se e utilizou-se o petróleo muito antes que apareceram nos seus territórios as grandes companhias petrolíferas estrangeiras, sendo que no começo a produção era em pequena escala e orientada à produção de querosene para iluminação. Tanto no Brasil como no México a partir do ano 1864 se outorgaram concessões para pesquisa e lavra de petróleo, mas ao contrário do Brasil, no qual os trabalhos de exploração realizados por empresas estrangeiras, especialistas e pelo SGMB⁵⁰³ não deram resultados satisfatórios⁵⁰⁴, no México se revelava uma alta potencialidade dos campos. Diante dessa atratividade do subsolo mexicano, petrolíferas americanas e inglesas disputavam o domínio da indústria, a qual desde seu nascimento foi controlada por capitais estrangeiros, dado que o capital nacional da época era muito fraco ainda para assumir os

⁵⁰³ Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro, criado em 1907.

⁵⁰⁴ O Relatório de I.C. White (geólogo americano) para a Comissão do Carvão, fazia menção da impossibilidade de encontrar petróleo no sul do país e indicava a Amazônia como a região mais indicada, embora suas justificativas fossem vagas (DIAZ, 1993).

investimentos intensivos desta indústria. Cabe mencionar que no contexto mundial dessa época se estava vivendo um processo de internacionalização do capital, tendo como eixo a indústria petroléira. Quando se iniciou a produção comercial do petróleo no México em 1901, participavam dela capitais privados nacionais e estrangeiros, embora estes últimos tenham tido a supremacia da indústria. O petróleo mexicano não iria ser destinado para satisfazer a demanda dos EUA, pois este país era auto-suficiente e se para atender a demanda dos mercados mundiais abastecidos pela indústria petroléira americana (MEYER, 1981). Dessa forma, a nascente indústria mexicana se orientou aos mercados externos e dadas as favoráveis condições de exploração e produção de petróleo, o México oferecia uma das melhores alternativas da época para captar rendas diferenciais.

No Brasil a situação foi diferente, o interesse das grandes petroléiras não era explorar campos na procura de petróleo, já que outras regiões do mundo se apresentavam com melhores condições para isso, orientando-se ao negócio da importação e refino de petróleo⁵⁰⁵. A indústria petroléira brasileira dava seus primeiros passos em 1938 com a legislação nacionalista (mesmo ainda sem possuir jazidas) e a criação do CNP⁵⁰⁶, substituto do DNMP⁵⁰⁷ na parte referente à pesquisa de petróleo, entidade responsável pela execução da política petroléira que só permitiria a participação de capitais nacionais na indústria. Só em 1939 quando o DNPM estava em fase de transição, este descobriu petróleo em Lobato em Salvador e em 1941, resultante dos trabalhos do CNP se descobriu o campo de Candeias no Recôncavo se configurando como o primeiro campo comercial de petróleo brasileiro. Assim sendo, o boom da produção petroléira acontecia no México com bastante antecedência em relação ao Brasil, a indústria mexicana nascia com abundante petróleo.

Nesse contexto de controle monopólico da indústria brasileira e mexicana por parte das petroléiras estrangeiras, favorecida pela existência de uma Legislação controvertida orientada a favorecê-las em temas como: propriedade do subsolo, isenção de impostos, exportação, importação, obrigações trabalhistas e outras; começou a se gestar o sentimento nacionalista sobre o setor petroléiro⁵⁰⁸.

Começou a se gestar o sentimento nacionalista nesses países, foi o México quem liderou o processo

⁵⁰⁵ O combustível que era importado das refinarias norte-americanas e inglesas, era comercializado no Brasil por 5 subsidiárias de grandes companhias estrangeiras. Os elevados preços e as vantagens tarifárias e cambiais obtidas pelas distribuidoras geraram vários conflitos na década de 1930 (BERCOVICI, 2010).

⁵⁰⁶ Conselho Nacional do Petróleo. De 1939 até 1953, descobriu 10 campos de petróleo no Recôncavo Baiano com reservas alcançadas de 297,9 x 10⁶ barris e a produção diária atingindo 2.720 barris de petróleo (LUCCHESI, 1998).

⁵⁰⁷ Departamento Nacional de Produção Mineral, ligado ao Ministério da Agricultura foi criado em março de 1934.

⁵⁰⁸ Os países precursores da nacionalização e estatização da indústria petroléira foram: a Argentina com a criação da YFP (1922) primeira empresa petroléira estatal do mundo, a Bolívia com a criação da YPF (1936) e o Uruguai com a criação da ANCAP a primeira refinaria estatal latino americana (1931). Mas o Cartel Mundial exerceu influência nas instituições financeiras mundiais dobrando a espinha destas petrolíferas estatais bem sucedidas (O'CONNOR, 1962), motivo pelo qual estas petroléiras estatais acabaram ficando submetidas aos capitais estrangeiros.

de nacionalização da indústria em 1917 no desenvolvimento da Revolução Mexicana, iniciada em 1910 e seguida em 1938 pelo Brasil, quando a União decide assumir a procura de petróleo. Esses processos de nacionalização iriam ser finalizados anos mais tarde, através da criação das petroleiras estatais, pois já que somente os capitais estrangeiros ou a União estavam nas condições de suportar os investimentos, os governos decidiram que seja a União quem administre e explore os vastos recursos petrolíferos e seja quem se aproprie da renda gerada. Ambos os países, derrotaram às empresas estrangeiras na sua tentativa de continuar participando e desfrutando dos benefícios da indústria. Cabe mencionar que o processo de estatização mexicano se tratava de uma luta pela independência do capital petrolífero estrangeiro, a greve de trabalhadores petrolíferos em 1936 foi um dos motivos para levar a diante esse processo. E no Brasil através da “Campanha de Defesa do Petróleo”⁵⁰⁹, pelo controle nacional do petróleo iniciada desde 1947, no Clube Militar, já que o país apresentava vulnerabilidade ao suprimento de combustíveis e lubrificantes, este movimento também era contra a participação de capitais estrangeiros na exploração de petróleo e derivados. A economia brasileira vinha sofrendo transformações desde os primeiros anos do século XX, com a aceleração do crescimento industrial e a necessidade de previsão interna de combustíveis.

No México foi o processo de produção por parte do capital petrolífero estrangeiro que permitiu a criação da renda do petróleo e dado o entorno de condições favoráveis se permitiu a acumulação do capital nas mãos dos monopólios petrolíferos. O México se viu em um processo de sobreexploração dos seus poços, que em 1921 atingindo a produção de 193 milhões de barris de petróleo colocou ao país como o segundo produtor mundial deste recurso. Quando o término da concessão estava próximo, as petroleiras aceleravam a exploração tentando exprimir das jazidas tudo o que pudessem. No Brasil, os preços nacionais dos derivados importados eram superiores aos de outros países. Foi assim, que a geração e apropriação desta renda originaram disputas entre o capital petrolífero e o Estado petrolífero, na competição pelo acesso às reservas no caso do México e do mercado de distribuição e do setor de refino no caso do Brasil.

3. Fase das empresas petroleiras Estatais

⁵⁰⁹ Esta campanha foi propiciada pelas determinações constitucionais e a decisão do CNP de abrir a indústria do refino às empresas privadas nacionais. Seu maior objetivo era a defesa, junto à opinião pública e aos parlamentares do monopólio estatal para o setor. Anterior a esta campanha, os primeiros passos dados no sentido da criação da Petrobras foram provocados por iniciativa do Ministério da Guerra, sob a influência do General Horta Barbosa (LIMA, 1975).

Depois da Revolução Russa de 1917 e da crise mundial instaurada pela Depressão de 1929, os países subdesenvolvidos assumiram a reforma agrária e comandaram o processo econômico nacional através da criação de empresas estatais. Fato que os governos dos países desenvolvidos, consideraram como o principal obstáculo à expansão do poder corporativo das suas empresas multinacionais (PÁLACIOS, 1975). O “Nacionalismo Latino Americano” orientado a assumir o controle sobre seus recursos estratégicos, iniciou-se na indústria do petróleo. O Diretor da YPF o General Enrique Mosconi, através do modelo pioneiro argentino, defendia a propriedade e controle estatais sobre os recursos petrolíferos se tornando um dos autores mais influentes sobre o tema na Argentina e na América Latina (BERCOVICI, 2010). A sua influência no início da discussão sobre o controle estatal da indústria teve impacto na criação das petrolíferas estatais no Brasil e no México.

No México, nos anos posteriores à nacionalização da sua indústria petrolífera e fruto de lutas sociais e políticas, em 1938 o governo mexicano, presidido pelo General Lázaro Cárdenas, expropriou as instalações de 17 companhias estrangeiras⁵¹⁰ presentes no país e criou a empresa estatal de petróleo, PEMEX⁵¹¹. Tratava-se de um ato de afirmação da soberania mexicana em prol de reter o direito exclusivo de explorar e administrar os ganhos decorrentes do petróleo, dessa forma o México iria virar o principal protagonista latino americano na história mundial do petróleo.

No Brasil em um contexto desenvolvimentista e keynesiano, com o BNDE⁵¹² para financiar e orientar o crescimento de atividades de base, e após longa campanha popular com o slogan “O petróleo é nosso”, o governo militar do presidente Getúlio Vargas criou a empresa estatal de petróleo, PETROBRAS⁵¹³, em 1953. Criada com o desafio de encontrar petróleo e abastecer o mercado interno foi dotada legalmente de recursos financeiros⁵¹⁴ para o cumprimento das funções que lhe foram atribuídas, tendo desde os inícios autonomia considerável, assim como benefícios fiscais. Para Alveal (1994), a criação da Petrobras como uma das bases industriais do país se refere a um movimento

⁵¹⁰ As companhias foram indenizadas e o pagamento desta indenização de US\$ 127.145.991 acabou em 1962.

⁵¹¹ Empresa pública descentralizada com atividades que incluem exploração e desenvolvimento de hidrocarbonetos, produção, armazenamento, distribuição e comercialização de produtos petrolíferos e petroquímicos.

⁵¹² Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, criado em 1952.

⁵¹³ Sociedade de economia mista, sob regime de monopólio da União na exploração, produção, refino, transporte e comercialização do petróleo e seus derivados. A União tinha controle da empresa através da participação de 84,04% do capital votante e no mínimo 51% no capital total (PETROBRAS, 2002), a empresa sempre foi de capital aberto. A Constituição de 1946 permitia a participação de capitais estrangeiros na atividade petrolífera, esta não foi alterada para evitar conflitos políticos (LIMA, 1975). No ano 1963 o monopólio foi ampliado abrangendo as áreas de importação e exportação de petróleo e derivados.

⁵¹⁴ A mobilização dos recursos financeiros do Estado a serem aplicados na empresa, deu-se através da Lei 1.749 em novembro de 1952, vinculando 25% da arrecadação do Imposto Único ao programa nacional do petróleo, além de outros recursos. A lei que se seguiu imediatamente foi o projeto de criação da PETROBRAS (LIMA, 1975).

manifesto não do estado intervencionista, mas da própria evolução do estado capitalista. Surgia assim o Estado como um ator fundamental do sistema capitalista, intervindo em um setor chave da economia do país. O'Connor (1962) afirmava que “o começo da Petrobras não foi auspicioso, ao contrário da PEMEX, não foi criada no auge de uma grande onda de nacionalismo, mas ao contrário, representou um triunfo de forças nacionais, combatidas acirradamente pelos elementos poderosos, industriais, financistas e jornalísticos, do Rio e de São Paulo. Mas os embates que a empresa recebia no plano interno e externo, catalisariam o surgimento de uma identidade própria visando a ganhar autonomia relativa, inclusive tecnológica (ALVEAL, 1994).

A PEMEX assumiu uma indústria petroleira desgastada pela sobreexploração dos campos por parte do capital estrangeiro e após a sua criação optou por privilegiar ao mercado interno, abastecendo-o com produtos elaborados no país, construindo-se e modernizando-se refinarias. Para O'Connor (1962), a decisão da PEMEX de ter empregado o petróleo para estimular a economia interna ao invés de exportá-lo para custear importações foi o segredo do progresso do México. Enquanto isso acontecia no México, no Brasil a produção nacional de petróleo não alcançava 1,6% do consumo interno e a empresa intensificou os trabalhos de exploração e começou a trabalhar na formação e especialização de seu corpo técnico. Igualmente, foi tomada a decisão de ampliar o setor de refino existente, com o objetivo de reduzir os custos de importação dos derivados de petróleo, em 1955 entrou em operação a Refinaria Presidente Bernardes, em Cubatão (SP), em 1961 entrou em operação a Refinaria Duque de Caxias (RJ) e em 1975 a refinaria de Paulínia (SP) a maior do país até a atualidade.

A PETROBRAS e a PEMEX assumiam a industrialização dos seus países por mérito da estratégia de substituição de importações. A PETROBRAS impulsionou a política de nacionalização de equipamentos, articulando o setor privado. Em 1981, PETROBRAS reduziu a sua dependência de capital estrangeiro e comprou cerca de 90% de equipamentos e materiais de abastecedores brasileiros (FURTADO, 2002). No México, para promover a política de industrialização (como sinônimo de progresso liberador) do país, o governo adotou em 1959 uma “Política de Subsídios” que se manteve até 1973, mantendo congelados os preços internos dos produtos elaborados ou importados por PEMEX, desta forma os hidrocarbonetos substituíram o consumo de outras fontes de energia primária.

O monopólio das petroleiras estatais se viu atingido quando foi flexibilizado seu direito acontecendo pela primeira vez no México em 1941, mesmo tendo a Constituição Mexicana de 1917 proibida a

entrada de petroleiras privadas à indústria, a Lei permitiu a assinatura de “Contratos de Risco” com capital estrangeiro, supostamente para compensar a falta de capital externo. Em 1958 estes contratos foram anulados e o Governo permitiu os “Contratos de Obras e Prestação de Serviços”. No caso brasileiro, contra argumentos de todo tipo, em 1975 o Governo autorizou a assinatura de 243 “Contratos de Risco”, com a promessa de trazerem aportes financeiros estrangeiros significativos para o país, dos quais 156 foram com companhias estrangeiras e 87 companhias nacionais, sem grandes resultados na Bacia de Santos⁵¹⁵ e Potiguar. Finalmente, a Constituição de 1988 proibiu a assinatura deste tipo de contratos, respeitando os contratos vigentes, pela abertura política e a pressão da sociedade civil.

Tanto no Brasil como no México, nos alvares da fase estatal tiveram que demandar a assessoria de técnicos estrangeiros e importar tecnologia geralmente americana, a qual era assimilada e adaptada às condições da indústria nacional. Diante desta situação de dependência externa de tecnologia os governos do Brasil e do México tomaram a decisão de criar seus centros de pesquisa para contribuir à indústria petroleira nacional. No Brasil, o CENPES⁵¹⁶ criado em 1963 iria contribuir ao descobrimento de grandes campos no mar na década de 1970. No México, em 1965 se criou o IMP que para meados de década de 1970 se converteu em um dos centros de pesquisa em petróleo e petroquímica mais importante dos países em vias de desenvolvimento e desempenhou um papel muito importante na transferência de tecnologia à indústria e possibilitou o auge na produção petroleira na década de 1970 e 1980 (GUAJARDO, 2004). Conseguiu-se desenvolver tecnologias de fabricação de produtos químicos e de processos industriais utilizados no México e exportados inclusive a países desenvolvidos como o Processo DEMEX⁵¹⁷ e participou em desenho de plantas (engenharia de projeto).

A década de 1970 representou tanto para o Brasil como para o México, uma nova fase de descobrimentos de petróleo, resultado de um intenso programa de perfurações. Em um cenário de crise de oferta interna em 1971 e 1972, que levou ao México a importar petróleo de 1971 a 1974, começava em 1974⁵¹⁸ a exploração intensiva dos grandes campos petroleiros, garantindo novamente

⁵¹⁵ No mar aconteceu a primeira descoberta, realizada por uma empresa sob contrato de risco, o Campo de Merluza, pela petroleira PECTEN (PETRO&QUIMICA, 2001). Na atualidade coincide com a área do Pré-Sal.

⁵¹⁶ Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello.

⁵¹⁷ É um processo de desasfaltização e desmetalização de resíduos da refinação.

⁵¹⁸ Os campos de Reforma iniciaram sua produção em 1972; em 1974 lideraram a produção nacional, que em esse ano alcançou 209.8 milhões de barris, cifra que quebrou por primeira vez o recorde marcado em 1921 (193.3 milhões de barris) (PEMEX, 2006).

sua auto-suficiência. Importantes descobrimentos foram feitos como o campo Cantarell no Estado de Campeche, uma das maiores jazidas marinhas do mundo, que começou a sua produção em 1979. PEMEX descobriu esses campos em momentos que no país se enfrentava uma forte crise econômica e em um ambiente de tendência à alça dos preços de petróleo a nível mundial, o que tornou viável a exploração. Em **1974** de importar 6 mil barris, passou a exportar 37 mil barris diários e as reservas de hidrocarbonetos se localizaram em 5 bilhões de barris (PEMEX, 2011). A década de 1970 representou para a Petrobras, a época da transição da exploração em terra ao mar⁵¹⁹. Quando os desanimadores resultados do relatório Link⁵²⁰ em 1961, fizeram com que a empresa inicie atividades de prospecção *offshore* na Plataforma Continental. Em 1968 através das pesquisas do CENPES se encontraram o campo de Guaricema em Sergipe, esse mesmo ano foi realizada a primeira perfuração na Bacia de Campos, no campo de Garoupa (RJ). O desafio passou a ser o descobrimento de grandes reservas para aumentar a produção, por conseguinte, foi lançado o “Plano de Ação do Setor de Petróleo”⁵²¹, que estabeleceu recursos para aumentar a produção, já almejando a auto-suficiência. Somado ao fato que diante da subida do preço do petróleo a prioridade foi o desenvolvimento da produção interior. Como resultado, em 1974 foi descoberta a bacia que atualmente responde por 84% da produção nacional de petróleo – a Bacia de Campos (RJ).

O México voltava em 1977 ao mercado mundial exportador como participante do grupo dos países exportadores independentes. Nesse ano a exportação de petróleo nas exportações totais representou 23%, em 1980 foi 68% e o país ficou no sexto lugar em relação a reservas provadas e no sexto lugar na produção mundial do petróleo. Entre os países da América Latina, a produção de petróleo mexicano em 1982 representou 44,1%, do Brasil 4,4% e da Venezuela 30,4% (BP, 2011). Em 1982 os ingressos externos de PEMEX chegaram a representar 84% do total de ingressos por venda de bens (COLMENARES, 1989)⁵²². E em termos do ingresso do governo mexicano, as exportações de PEMEX representaram 75%. Esse novo panorama do petróleo mexicano elevou o interesse dos EUA

⁵¹⁹ Em 1977, no campo Enchova chegou a 2.629 metros de profundidade, em 1999 no campo Roncador chegou a 3.759 metros e em 2007 o campo de Tupi na camada Pré-sal a 7.000 metros (PETROBRAS, 2011).

⁵²⁰ O geólogo norte-americano Walter Link foi contratado para implantar uma estrutura organizacional nos moldes da indústria norte-americana, fortemente centralizadora.

⁵²¹ No Brasil a chegada do período conhecido como o “Milagre Econômico (1967-1973)” aumentou substancialmente a demanda interna de derivados de petróleo, e é nesse período que se incrementou de forma substancial a autonomia de gestão da Petrobras (FURTADO, 2002).

⁵²² Devido à crise do petróleo, a partir de 1985 começou a diminuição dos ingressos petroleiros procedentes do exterior, provocando uma redução de 30% no montante das exportações em dólares da empresa. O investimento de Pemex entrou em uma fase de contração desde 1982, entre 1982-1988 os investimentos caíram em 67% em termos reais.

para garantir a sua segurança energética⁵²³ e como uma forma de debilitar à OPEP. O país mais beneficiado com as exportações mexicanas de petróleo foi os EUA: entre 1975 e 1979 representou 85% do total exportado; durante a década de 1980 diminuiu a um pouco mais de 50% e desde princípios da década de 1990 voltou a crescer (PALÁCIOS, 1996).

A PEMEX se converteu em um motor do desenvolvimento da indústria e um provedor confiável de matérias primas. No país se desenvolveu uma indústria petroquímica privada forte e majoritariamente mexicana, que anos mais tarde converteria ao país em um forte produtor e exportador de petroquímicos a nível mundial. A alternativa de exportar se considerava no caso de existir excedente da produção do setor químico secundário e da petroquímica. No Brasil no final da década de 1960, efetivamente, começaram a serem implantados os grandes complexos petroquímicos. Em 1967 foi constituída a primeira subsidiária a PETROQUISA⁵²⁴, para desenvolver e consolidar a indústria petroquímica brasileira implantando uma indústria de transformação de nafta em eteno, existiam três pólos petroquímicos no país, na Bahia, em São Paulo e no Rio Grande do Sul.

Atualmente a maior parte das reservas de petróleo estão localizadas no mar e não na terra. O campo inicial foi Garoupa (1976), seguido pelos campos gigantes de Marlim, Albacora, Barracuda e Roncador. Em 1986 foi criado o PROCAP⁵²⁵ e através dele a tecnologia em águas profundas começou a ser desenvolvida coincidente com a realidade local, este esforço orientado ao domínio da tecnologia *offshore*, era mais um projeto tecnológico nacionalista. Para Furtado (2004), essa nova etapa da estratégia nacionalista pode ser considerada como um estágio mais avançado da industrialização por substituição de importações, quando se passa de um regime de proteção comercial (barreiras tarifárias, controles quantitativos e de taxa de câmbio) para outro que incorpora o protecionismo tecnológico (restrição ao capital estrangeiro, controle da transferência internacional de tecnologia) com o intuito de aumentar o domínio local e a geração endógena de tecnologia. Dada a autonomia de gestão da PETROBRAS, na década de 1970 se criariam importantes subsidiárias da empresa, em 1971 foi criada a Petrobras Distribuidora e através dela a empresa se tornou líder no segmento de distribuição de derivados de petróleo em 1975. Em 1972 foi criada a Petrobras Internacional (BRASPETRO)⁵²⁶, na tentativa de buscar, no exterior, o petróleo não encontrado

⁵²³ Lea-se Saxe-Fernandez (2009), México-EUA: seguridad y colonidad energética. Em 1981, EUA conseguiu que México participará no programa Reserva Energética Petroleira.

⁵²⁴ No setor se aplicava o modelo tripartite, assim o controle das empresas era compartilhado, em proporções iguais, pelo Governo Federal (através da Petroquisa), um sócio privado nacional e empresas estrangeiras (que, normalmente, aportava a tecnologia) para acelerar o crescimento deste setor.

⁵²⁵ Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas.

⁵²⁶ Participou do descobrimento do campo de *Majnoon* no Iraque, tornando-se a partir de 1976 o maior campo do mundo.

internamente – seguindo uma das recomendações do Relatório Link, iria começar a internacionalização das atividades da empresa. Na década de 1970 quase 90% do petróleo importado chegava principalmente do Oriente Médio, posteriormente a internacionalização da empresa permitiria diversificar seu número de provedores.

Em termos fiscais os descobrimentos da década de 1970 ganharam importância, no México a partir do boom petrolífero, o Estado mexicano se apropriou de uma parte do excedente, em particular da renda petrolífera obtida por PEMEX no mercado mundial. No Brasil, em 1985 se estabeleceu o pagamento de “indenizações” correspondentes a 5% sobre o valor do petróleo extraído no mar e foi dividido entre o Governo Federal (1%), Estados e municípios confrontantes (3%) e o FEP⁵²⁷ (1%). Esse 1% do Fundo Especial distribuía os ingressos do petróleo para todo o país da seguinte forma: 80% para o FPM⁵²⁸ e 20% para FPE⁵²⁹.

Utilizou-se às empresas petrolíferas para a obtenção de recursos fiscais, sem que elas pudessem dispor destes ingressos extraordinários para seu próprio desenvolvimento, como aconteceu com a PEMEX. Este fato, somado ao bloqueio dos créditos externos, gerou um amplo processo de descapitalização e enormes dificuldades financeiras para a indústria em AL, com grandes implicações em diversos planos desta atividade (PALÁCIOS, 1996).

4. Fase Neoliberal na indústria petrolífera nacional

Por terem recorrido ao endividamento externo para financiar seus desenvolvimentos econômicos, desde a década de 1960, o Brasil e o México se constituíram em dois dos países mais endividados da América Latina. A dívida externa no Brasil de representar 34,8% em 1973 passou a 67,3% em 1981 e no México de 40% em 1973 a 74,8% em 1981. O endividamento do setor petrolífero no total do setor energético representou no México 68,6% e no Brasil 10,5% (PALÁCIOS, 1996). Com a entrada de divisas pela venda do petróleo, o Governo mexicano colocou a PEMEX a responsabilidade de aportar divisas para pagar a dívida pública entre os anos 1982 a 1988 (COLMENARES, 1989).

O México liderou a crise da dívida externa na região e se declarou incapacitado para enfrentar seus compromissos de endividamento, liderando em 1982 a lista do “Plano Brady” (renegociação da dívida

⁵²⁷ Fundo Especial do Petróleo. Em 1989, a Lei 7.990 reduziu o FEP pela metade e considerou que 0,5% do Fundo se destinem aos municípios com instalações de embarque/ desembarque de petróleo e de GN.

⁵²⁸ Fundo de Participação dos Municípios.

⁵²⁹ Fundo de Participação dos Estados.

externa) entrando em acordos com o FMI para conseguir empréstimos convergentes começando dessa forma a levar adiante os programas de ajuste neoliberal (PALÁCIOS, 1989). O setor petrolífero foi afetado por esses ajustes, que promoviam a privatização de PEMEX, mas por estar protegida por disposições constitucionais ela não sofreu um embate direto e se uma abertura gradual da indústria. Essa abertura começou em 1986 com medidas orientadas à privatização da petroquímica básica estatal, assim companhias privadas foram autorizadas a importar petroquímicos básicos que PEMEX não podia fornecer⁵³⁰. No Brasil as receitas neoliberais se adotaram em um momento posterior e no setor petrolífero começou em 1990 quando a PETROQUISA braço petroquímico da Petrobras passou a mãos privadas. O “Programa Nacional de Privatização”⁵³¹, do Presidente Cardoso para o crescimento e desenvolvimento do Brasil, através de uma Emenda Constitucional quebrou o monopólio da PETROBRAS em 1995, estabeleceu-se a “Lei de Concessões” que permitia ao setor privado nacional e estrangeiro poder participar da exploração e produção de petróleo. O contrato de concessão é o mais tradicional e o mais questionado, pois não permite a apropriação estatal de parte considerável da renda petrolífera gerada (BERCOVICI, 2010). Nesse contexto, alienou-se parte significativa do capital da PETROBRAS, pois o Governo Federal através do BNDES vendeu 32% das ações⁵³² da empresa, no ano 2000, por cerca de US\$ 3,5 bilhões. Em 2001 a participação da União ficou em 55,71% das ações ordinárias com direito a voto e 32,53% no capital social da empresa (PETROBRAS, 2001). E em 1997 foi aprovada a “Lei do Petróleo”, na qual o governo eliminava os subsídios⁵³³, desregulava os preços e introduziu concorrência em todos os segmentos.

Dando continuidade à fase neoliberal, no México se assinou em 1992 o TLCAN⁵³⁴, que abriu o setor energético nacional ao investimento estrangeiro conseguindo acesso a atividades estratégicas e rentáveis. Isto permitiu a perfuração de poços marinhos na sonda de Campeche e acordos *joint-venture* com transnacionais para refino de hidrocarbonetos. Fragmentou-se a empresa em quatro subsidiárias⁵³⁵ e um organismo corporativo como ente coordenador, o que trouxe entre outras coisas aumento de pessoal administrativo e aumento de custos para a empresa. Através do mecanismo legal de Contratos de Obra Públicas se executam Contratos de Serviços Múltiplos (concessões de até

⁵³⁰ Em 1992, depois de dois processos de reclassificação dos produtos petroquímicos básicos, a PEMEX foi permitida de produzir somente oito destes, perdendo desta forma o monopólio nesta área.

⁵³¹ Este plano punha na prática os ajustes econômicos orientados pelas agências multilaterais.

⁵³² Isso significou a venda de 179.639.300 ações ordinárias, das quais 108.345.748 foram comercializadas na NYSE, Bolsa de Valores de *New York* (PETROBRAS, 2001).

⁵³³ Desde 1938 até a abertura do setor, os preços dos combustíveis no Brasil foram estabelecidos pelo Governo, com um complexo sistema de subsídios.

⁵³⁴ Em inglês NAFTA- *North American Free Trade Agreement*, bloco comercial entre Canadá, EUA e México.

⁵³⁵ PEMEX Exploração e Produção; PEMEX Refinação; PEMEX Gás e Petroquímica Básica e PEMEX Petroquímica.

20 anos), dessa forma empresas, geralmente estrangeiras, realizaram exploração e produção de GN na Bacia de Burgos no norte do país. Este tipo de contratos tem demonstrado que não colaboram com PEMEX e se a desloca das suas atividades. Desde 1992, preços de produtos que comercializa PEMEX estão referenciados ao mercado internacional relevante (Custo de Oportunidade), este é o motivo dos altos preços de transferência entre os organismos de PEMEX, que finalmente repercutem nos consumidores.

O México virou importador⁵³⁶ de GN (através de PEMEX e entidades privadas), de gasolina e de produtos petroquímicos. O valor das importações de derivados de petróleo e GN superaram o valor das exportações, em 2009 PEMEX importou petrolíferos por US\$ 2.089 milhões, enquanto exportou US\$527 milhões e importou GN por US\$ 122 milhões e exportou US\$31 milhões (PEMEX, 2011). Esta estratégia de abertura de PEMEX Gás e Petroquímica básica, fazem com que a PEMEX não cumpra com o mandato constitucional de abastecer ao mercado mexicano e contribuem à abertura gradual e progressiva da indústria nacional de petróleo. A PEMEX tem se constituído em instrumento de estabilidade macroeconômica e terreno para o investimento privado.

Em 1995 foi assinado o Acordo de Garantia, para um empréstimo de US\$ 51.759 milhões outorgado pelo FMI ao governo mexicano, desse total o Governo dos EUA contribuiu com US\$ 20.000 milhões, esse acordo incluiu um acordo sobre o regime de ingressos petrolíferos. Dessa forma, o México deu como garantia creditícia as faturas pelas vendas futuras de petróleo, comprometendo assim a sua produção e acelerando a produção do Campo Cantarell, o que significou a sua sobreexploração (SUÁREZ, 2009). A partir de 2000, com a política de abertura diferenciada, o investimento privado considerou também o setor de refino. Tudo isto deixa clara a falta de uma política energética orientada a fortalecer a produção interna, planejamento e regulamentação da exploração petrolífera, através de um projeto que aporte valor agregado aos hidrocarbonetos e evitar o custo da importação de produtos petroquímicos e GN.

Esse ambiente não tem permitido a PEMEX realizar investimentos e desenvolver tecnologia necessária para modernizar o setor, o alto custo unitário de produção, limitado investimento em plantas para satisfazer a crescente demanda de derivados, preços à baixa de 1997 até 2004, trouxe diminuição da produção, ingressos, vendas nacionais e exportações de PEMEX-PETROQUIMICA. Desviando recursos financeiros para a construção de infra-estrutura industrial e para comprar

⁵³⁶ As importações massivas de gasolina começaram a finais da década de 1980, assim como também as de GN, sendo este último utilizado na produção de eletricidade.

equipamentos industriais ao invés de se centrar na modernização tecnológica de plantas PEMEX e de ampliação da capacidade (MARTÍNEZ, 2004). A implantação da política de “Preços de Transferência”, fizeram com que nenhuma planta petroquímica seja rentável e que a PEMEX-Petroquímica se descapitalize.

No México a diminuição de reservas de petróleo, vem acontecendo pelo baixo nível de investimentos em exploração de novas reservas, já que, o trabalho de exploração tem se orientado cada vez mais a incrementar os volumes para exportação, que aumentou consideravelmente a partir de 2002, tendo como principal destino o mercado dos EUA. Mediante a modalidade de “Contratos Chave na Mão ou *Turn-key*”⁵³⁷, este tipo de contratos favoreciam aos PIDIREGAS⁵³⁸, fazendo com que as empresas estrangeiras como *Schlumberger* e *Halliburton*, que possuam mais de 500 contratos vigentes com a PEMEX, tenham vantagens sobre as nacionais (LA JORNADA, 2008). Os investimentos da PEMEX apresentam uma tendência crescente a partir de 1998 com maior participação do sistema PIDIREGAS, já que, a petrolífera tem se apoiado nela para financiar seus programas de investimentos. No ano 2008 do investimento total da empresa de US\$ 18 bilhões, os PIDIREGAS contribuíram com US\$ 16 bilhões (PEMEX, 2010). Isto evidencia o problema de acumulação de capital da indústria petrolífera mexicana, devido a seu nulo investimento produtivo, pois se tem priorizado o investimento estrangeiro através do mecanismo de PIDIREGAS (PALÁCIOS et al, 2008). O plano de investimentos da empresa é aprovado pelo Ministério da Fazenda, dessa forma a empresa mostra não ter autonomia para decidir em relação aos seus investimentos. E por outro lado, se bem a União tem controle sobre os excedentes petrolíferos, uma porcentagem considerável desta se orienta a pagar aos seus credores. A Tabela 1, mostra em detalhe os dados do Estado de Resultados da PEMEX. A partir do ano 1998 a empresa reportou saldo negativo. No ano 2009, o custo de venda esteve afetado na parte de depreciação, manutenção operacional e reserva para abandono de poços pelo valor de US\$ 25.822 milhões, isto pelo reconhecimento da dívida por PIDIREGAS.

1988	1998	2009
------	------	------

⁵³⁷ Cada uma das subsidiárias da Pemex contratavam obras mediante esta modalidade, o contratista que ganhava o concurso contratava livremente no mercado, deslocando a atividade que o IMP realizava antes para PEMEX. Em algumas subsidiárias o Instituto tinha uma participação importante, mas já não era um mercado cativo nem seguro para o IMP (GUAJARDO, 2004).

⁵³⁸ *Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto*, a través deste esquema a partir de 1997 o sector privado teve participação na realização e financiamento de obras no sector de energia.

INGRESSOS	13.431	29.089	80.643
CUSTO DE VENDAS	5.773	10.040	41.518
RENDIMENTO BRUTO	7.658	19.049	39.125
GASTOS GERAIS	1.214	2.983	7.437
RENDIMENTO DE OPERAÇÃO	6.444	17.066	31.688
OUTROS INGRESSOS	-	-	2.981
OUTROS GASTOS	162	1.550	1.229
RENDIMENTO ANTES DE IMPOSTOS	6.282	15.516	33.441
IMPOSTOS	5.829	16.626	40.445
RENDIMENTO NETO	453	-1.110	-7.004

Tabela 1 – AS CONTAS DA PEMEX (milhões de dólares)

Fonte: Anuário PEMEX, 2009 e Memória de Labores PEMEX, 2009.

A PEMEX tem se convertido no principal contribuinte e suporte da economia do país. A carga fiscal aplicada sobre seus ingressos tem sido maior: em 1985 foi de 56,7% e em 1995 de 67%. O novo esquema fiscal que na atualidade se aplica sobre PEMEX, grava os ingressos sem ter em conta a sua eficiência, necessidade de investimento e objetivos de médio e longo prazo. É um regime que quanto mais ganha a PEMEX, mais se tira dela. Isso demonstra que esta principal fonte de renda se tornou um bem de utilidade pública, provocando a deterioração da PEMEX, ocasionado por uma errada política fiscal em um entorno internacional de aumento da demanda e de altos preços do petróleo. Mas a dependência dos ingressos petrolíferos tem repercutido em detrimento do sistema tributário nacional, pois comparado a outros países o México tem uma carga fiscal baixa. O endividamento da PEMEX aconteceu pelas funções macroeconômicas impostas a ela que implicaram a transferência de recursos a outros agentes em quantidades superiores ao excedente gerado. Tajirena-Guajardo e Paján (2003) indicam que o México é altamente dependente das receitas do petróleo para financiar gastos do governo e ainda indicam que a importância das receitas do petróleo no financiamento do setor público foi mais evidente durante o período de crise econômica, como evidenciada nas crises de

1982 e 1994. Depois da crise de 1982 os ingressos da PEMEX representavam 70% dos ingressos do setor público.

No Brasil a estrutura de arrecadação das participações governamentais, instauradas na abertura da indústria, considera o pagamento de: *royalties*, participações especiais⁵³⁹, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Os royalties são divididos da seguinte forma: 40% para a União, 22,5% para os Estados produtores, 22,5% para os Municípios produtores, 7,5% para os municípios afetados pela produção e 7,5% para o Fundo Especial de Petróleo (Gráfico 1).

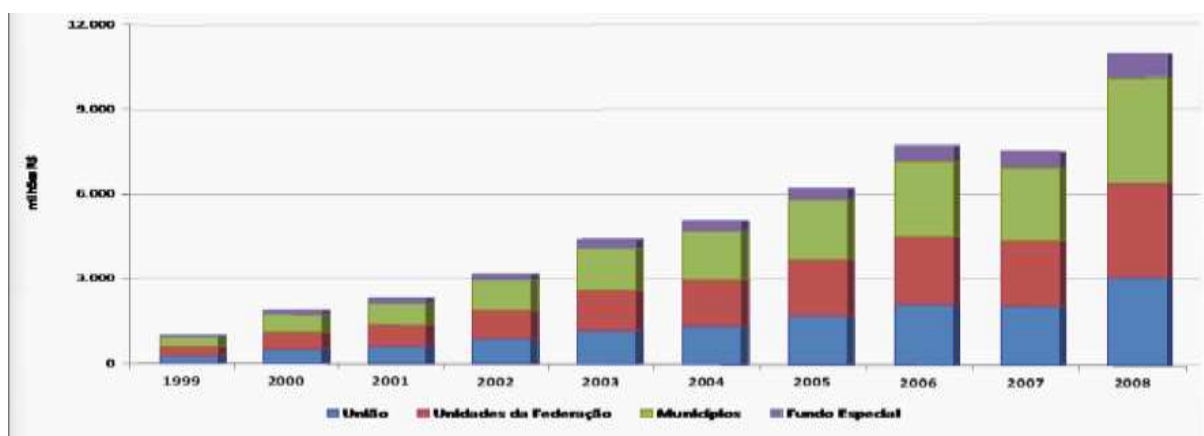


Gráfico 1 – Evolução da distribuição de *Royalties*, segundo beneficiários 1998-2008.

Fonte: Elaboração com dados da ANP, 2009.

Esse modelo fixou uma taxa de royalties em cada concessão, dentro de 5% e 10%. No atual sistema de divisão desses *royalties* só se beneficiam os Estados e Municípios produtores de petróleo, sendo Rio de Janeiro o Estado mais beneficiado por ficar com 92% do total distribuído (Gráfico 2).

⁵³⁹ São distribuídas da seguinte forma: 50% para a União, 40% para os Estados e 10% para os Municípios.

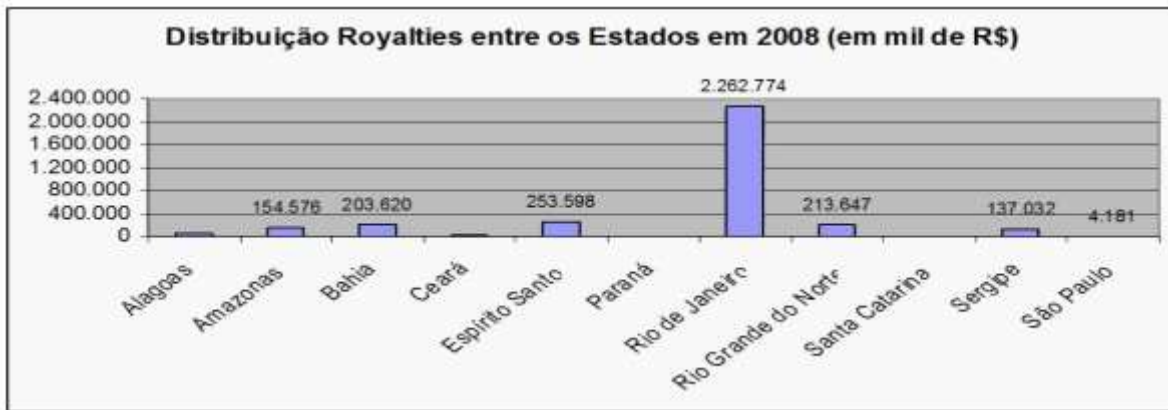


Gráfico 2 – Distribuição de Royalties entre os Estados em 2008

Fonte: Elaboração com dados da ANP, 2009.

No Brasil, em 1997, foi criada a agência de regulação do setor a ANP, substituindo ao CNP, para garantir a rentabilidade dos investimentos e atrair investidores estrangeiros no setor petrolífero. As petrolíferas participantes na concessão têm a propriedade do petróleo e gás efetivamente produzidos, sendo o período da concessão de 27 anos para a produção (BERCOVICI, 2010). Em 1999, a ANP começou arrematar blocos em terra e no mar, no total foram 1190 blocos nas dez rodadas realizadas. No governo FHC foram arrematados 484 blocos, 410 para Petrobras, 23 em parcerias com PETROBRAS e 51 outras companhias. No governo Lula foram arrematados 706 blocos, 212 para PETROBRAS, 151 em parcerias com PETROBRAS e 343 outras companhias (ANP, 2010) (Gráfico 3 e 4).

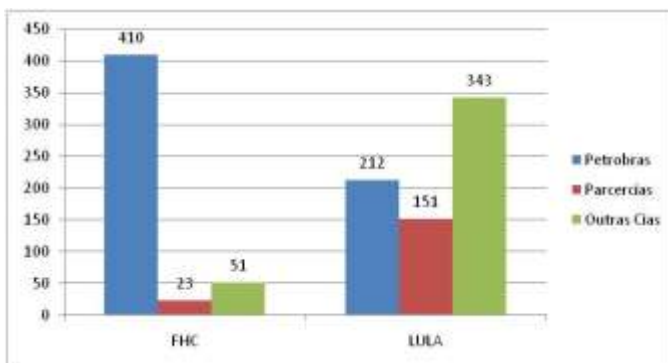


Gráfico 3 – Número de Blocos Concedidos

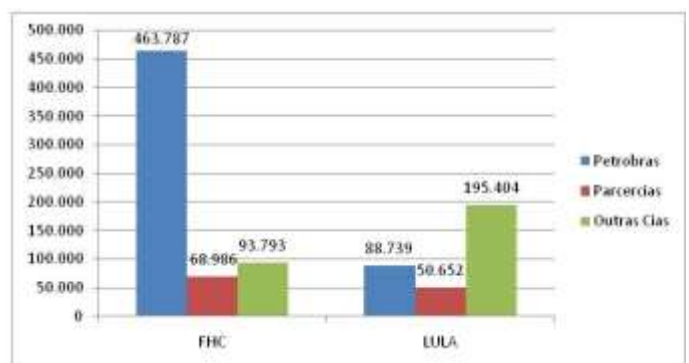


Gráfico 4 – Área Concedida (km²)

Pelos Governos nas Dez Rodadas de Licitação

Fonte: Elaboração com dados da ANP, 2001.

Atualmente 72 grupos econômicos da indústria de petróleo operam no segmento *upstream* no Brasil, sendo 36 de origem brasileira e 36 de origem estrangeira de 19 países (ANP, 2008). Contudo,

campanhas contra o leilão dos blocos estiveram presentes em todas as rodadas no governo Lula criticando as regras do ente regulador. Foi o caso da oitava rodada, na qual as regras limitavam ofertas vencedoras por áreas, especialmente restringindo o poder de compra da Petrobras e assim esta rodada foi suspensa. A discussão em relação à proposta de mudar o regime de concessão para o regime de partilha esteve presente no governo Lula, mas isso a proposta não se levou adiante. Faltou coragem política de enfrentar o interesse das petroleiras internacionais e privadas brasileiras e o capital financeiro para mudar o regime (SAUER, 2010). E apesar dos vários descobrimentos já feitos no Pré-sal e do aumento das pressões para mudar regime de exploração, a nona rodada se levou adiante, tirando dela 41 blocos em torno de Tupi. Embora, foram mantidos 11 blocos do arco de Cabo Frio, rematados pela OGX (SAUER, 2009). Dando continuidade ao processo de abertura da indústria, em janeiro de 2002 a ANP aboliu o controle governamental sobre os preços de energia e finalizou o monopólio da Petrobras sobre importação de petróleo.

A transição da Petrobras para empresa integrada de energia (eletricidade, GN, bicombustíveis e energias renováveis) foi iniciada no ano 2000 com a alteração do estatuto da empresa, o que materializou a partir do “Plano Estratégico de 2003”⁵⁴⁰. No ano 2006, a operação da FPSO (*Floating Production Storage Offloading*) P-50 no campo gigante de Albacora Leste consolida o processo de auto-suficiência sem risco de reversão. A PETROBRAS anunciava a auto-suficiência na produção de petróleo do país, embora importe petróleo leve para realizar a mistura, permitindo a estabilidade macroeconômica do país inclusive recentemente quando o preço do petróleo superou os 100 dólares. Este acontecimento, cabe lembrar, foi o resultado do trabalho em longo prazo iniciado pela Petrobras na década de 1970.

⁵⁴⁰ A Petrobras iniciou um processo de elaboração de cenários de longo prazo (horizonte 2015), macroeconômicos e energéticos mundiais, nacionais e da América do Sul, com focalizações para todos os negócios, para, em seguida, rever o seu Plano Estratégico baseado em novas premissas (PETROBRAS, 2010).

5. Nova Fase da Indústria

5.1 O Pré-Sal Brasileiro:⁵⁴¹

Como resultado do processo histórico das atividades da PETROBRAS, relacionados à capacitação na área de exploração, desenvolvimento, produção e gestão, associada à interação com grandes organizações mundiais de ponta, permitiu à PETROBRAS desenvolver um novo modelo geológico ao longo de décadas, que previa a possibilidade da existência de um segundo andar de petróleo, sob a camada de sal, o que permitiria alcançar a auto-suficiência (SAUER, 2009). Dessa forma, no ano de 2005 foi descoberto petróleo na camada de pré-sal da bacia de Santos, no Bloco-S-10 (Parati). Em 2006 foram anunciados os resultados do primeiro poço de teste, o novo modelo geológico que vinha sendo construído há muitos anos iria mostrar a possibilidade de haver muito petróleo na camada Pré-sal. Em novembro de 2007 o Governo anunciou a existência de um campo gigante de petróleo, o campo de Tupi, avaliada depois entre quatro e oito bilhões de barris de tipo leve (PETROBRAS, 2011). A esse descobrimento lhe seguiram os do Pão de Açúcar em dezembro de 2007 e o campo de GN Júpiter em janeiro de 2008. Os três campos constituem as maiores descobertas de hidrocarbonetos na área do cluster da Bacia de Santos. Outras descobertas na área incluem Parati, Bem-Te-Vi, Carioca, Iara, Tupi Sul, Guará e Ogum. Em setembro de 2008 foi iniciada a produção do primeiro óleo da camada do pré-sal, no Campo de Jubarte.

Em meados de 2008, o Governo nomeou uma comissão para elaborar novas leis para o setor e em agosto de 2009 foram divulgados quatro Projetos de Lei para reformar a legislação do petróleo. Os projetos de Lei definiam:

- O sistema de partilha de produção para a exploração e a produção nas áreas ainda não licitadas do Pré-Sal, aprovada em dezembro de 2010.
- Criação de uma nova estatal (Petro-Sal), em junho de 2010 o Senado aprovou o projeto de Lei.

⁵⁴¹ A área do pré-sal se estende desde Santa Catarina até Espírito Santo e tem uma distância de 800 km, a largura da camada pré-sal é de 200 km. Com a descoberta se estima um aumento de quase 70% do que a PETROBRAS produz por dia, hoje, no Brasil. As reservas da PETROBRAS na sua maioria são de óleo pesado. As jazidas do Pré-sal contêm hidrocarbonetos leves, que irão reduzir a importação de óleo leve e gás natural (PETROBRAS, 2011).

- Formação de um Fundo Social, constituído por recursos gerados pela partilha de produção, destinados às seguintes atividades prioritárias: combate à pobreza, educação, cultura, ciência e tecnologia, e sustentabilidade ambiental. Em dezembro de 2010 foi aprovado o projeto do marco regulatório.

- Cessão onerosa à Petrobras do direito de exercer atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em determinadas áreas do Pré-Sal, até o limite de 5 bilhões de barris, além de uma capitalização da Companhia. Aprovada pelo Senado Federal em junho de 2010.

Com a aprovação destes quatro projetos de Lei, em 2010, o país passará a ter três sistemas para as atividades de E&P de petróleo e gás natural: concessão, partilha de produção e cessão onerosa.

Em relação à divisão dos royalties resultantes da exploração de petróleo se formularam novas regras para a sua distribuição, uma delas do deputado Ibsen Pinheiro, repartindo entre todos os Estados e municípios os *royalties* do petróleo hoje exclusivos das regiões produtoras e outra aprovada em junho de 2010 do senador Pedro Simon, próxima da “emenda Ibsen”, mas estabelecendo ainda que a União compensasse os Estados produtores, como Rio de Janeiro e Espírito Santo, que perderiam recursos com a nova divisão. Em dezembro de 2010 a Câmara dos deputados aprovou esta última proposta, mas o presidente Lula vetou a mesma.

De acordo com estimativas da PETROBRAS haveria uma necessidade de investimento para o desenvolvimento do Pré-sal de US\$ 220 bilhões até o ano 2014. Em um cenário no qual a empresa já estava endividada o equivalente a 34% do patrimônio, já no limite do teto estipulado, em novembro de 2009 a PETROBRAS assinou um contrato de financiamento por US\$ 10 bilhões com o Banco de Desenvolvimento da China (BDC) para cobrir parte do Plano de Negócios do período 2009-2013 de US\$ 174,4 bilhões. Por outro lado, para financiar os gastos de 2009 equivalentes a US\$ 28,6 bilhões, a empresa levantou US\$10,5 bilhões; US\$ 11,9 bilhões do BNDES, na forma de empréstimo financiado a 30 anos e US\$ 5 bilhões de um consórcio de bancos internacionais (ECONOMIST, 2009). Assim, a opção para captar mais recursos financeiros foi a capitalização para aumentar o capital social através da venda de ações. O processo de capitalização que foi aprovado em junho de 2010 e executado no dia 30 de setembro do mesmo ano, movimentou US\$ 70 bilhões, constituindo-se na maior capitalização da história mundial.

No processo de capitalização, a Petrobras ofereceu mais ações ao mercado, parte das ações foram adquiridas pelo Governo Federal que como forma de pagamento emitiu, títulos da dívida pública mobiliária federal. Um dos pilares desse processo é a operação de cessão de onerosa, mediante a

qual o governo federal cedeu à PETROBRAS 5 bilhões de barris extraídos do pré-sal em troca a empresa lhe entregou títulos da dívida pública. Pelo direito de explorar essas reservas de petróleo a empresa irá pagar o valor médio de US\$ 8,51 para o barril de óleo equivalente, que inclui o gás, do petróleo que será extraído de seis campos (Franco, Tupi Sul, Florin, Tupi Nordeste, Guará e Iara). Estas acumulações, já certificadas, foram descobertas pela PETROBRAS, pois foi esta que ao estender a exploração à camada do Pré-Sal encontrou imensas acumulações que se estendiam para além da extensão dos blocos pertencentes à empresa. Antes do descobrimento do Pré-Sal as áreas de concessão foram outorgadas com base em estudos geofísicos do Pós-sal.

Como resultado dessa operação a União aumentou sua participação na composição do capital da empresa em 49% e ao mesmo tempo permitiu a captação de recursos financeiros para Petrobras de acionistas privados que buscavam manter sua posição relativa.

5.2 A Reforma Energética de 2008:

A Reforma Energética Mexicana, com ênfase no petróleo, foi aprovada pelo Congresso da União em novembro de 2008. Esta reforma impulsionou um novo regime de contratação aplicável a PEMEX em relação com as denominadas “Atividades Substantivas de Caráter Produtivo”, as que se encontravam definidas por Lei, tendo-se que se fazer importantes ajustes aos marcos normativos da Constituição Política Mexicana, à Lei Orgânica de PEMEX, à Lei Orgânica da Administração Pública Federal, à Lei da Comissão Reguladora de Energia, assim como à Lei da Comissão de Petróleo.

O texto da reforma argumentava a possibilidade de um déficit de 500 mil barris diários no ano 2021, as opções propostas para superar este cenário seriam:

- Exploração e desenvolvimento dos recursos prospectivos nas jazidas do sudeste, com o qual se atingiria 700 mil barris dia até 2021.
- Exploração de campos abandonados para obter 23 mil barris dia.
- Desenvolvimento do paleocanal de Chicontepec (entre 550 mil y 600 mil barris dia)
- Exploração e desenvolvimento das águas profundas do Golfo de México.

O que se procura com isto é maximizar a produção petroleira, tentando manter o nível de exportação e beneficiar aos EUA e a sua política de segurança energética. Está continuidade do processo de

abertura da indústria petroléira, permitirá ao capital privado especialmente estrangeiro se beneficiar com as rendas geradas e isto fica claro quando se referem ao termo “renda petroléira” no sentido de que o valor das riquezas naturais é o do seu preço de mercado e para isso o petróleo tem que ser explorado *downshore* e *offshore*.

O caso do Campo de Chicontepec⁵⁴² enxergado como a panacéia ao declínio do Campo de Cantarell e um dos pilares da Reforma Energética, mostra que os contratos levam implícita a concessão da área na qual o investidor (contratista) realizará na forma exclusiva a prestação de serviços sob a modalidade de obra pública (SUÁREZ, 2010). Depois de se ter investido mais de 5 bilhões de dólares neste projeto, não tem se conseguido resultados favoráveis, a geologia de Chicontepec é difícil e o campo reporta baixa produção, embora se tenham assinados contratos de produção por mais de 2 bilhões de dólares com empresas privadas internacionais como Schulerberger, Halliburton, Watherford, Diavaz e Serviços Integrals GSM, entre outras. Estas empresas são as beneficiadas com a exploração desde campo, pois pelo regime de contratos que operam, tem garantido o retorno do investimento realizado. Desde 2009, o projeto é questionado pela Comissão Nacional de Hidrocarbonetos, que sugeriu paralizar o projeto, assim como da Auditoria Superior da Federação (LA JORNADA, 2010).

Em 2010 dando continuidade à Reforma de 2008, as DACS⁵⁴³ aprovadas em janeiro de 2010 e modificadas em março do mesmo ano, estabelecem, entre outras coisas, as diferentes modalidades pelas quais a PEMEX poderá celebrar contratos em matéria de exploração y produção: Contratos de exploração; Contratos de desenvolvimento de jazidas; Contratos integrais de exploração e produção; e Contratos "diversos" que PEMEX demandará para o cumprimento dos seus objetivos. Dessa forma em novembro de 2010, aprovaram-se os “Contratos Integrais EP⁵⁴⁴” dentro do novo marco legal da PEMEX. Estes contratos de exploração e produção são um mecanismo orientado aos campos em águas profundas da região sul e posteriormente em campos maduros da região norte, no projeto Chicontepec e em águas profundas do Golfo do México (PEMEX, 2011), projetos que demandarão investimentos elevados. Assim, através de um programa estratégico de licitações públicas cogita-se oferecer essas áreas às empresas privadas, orientadas a aumentar a produção petroléira. A PEMEX

⁵⁴² Localiza-se na bacia geológica Tampico-Misantla, no Estado de Veracruz, e abrange uma área de quase 3.800 km². A sua exploração foi reativada em 2002, anos atrás tinha sido deixada de lado pelas suas difíceis características geológicas. Atualmente é chamado também como “Projeto Aceite Terciário do Golfo”.

⁵⁴³ Disposiciones Administrativas de Contratación en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y

Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

⁵⁴⁴ Aprobados pelo Conselho de Administração da PEMEX e confirmados pela Suprema Corte de Justiça da Nação, frente à controvérsia constitucional que colocou à Câmara dos Deputados em contra destes contratos.

que assinará contratos com empresas privadas, pagará a estas em função da tarifa que fixem por barril e também outorgará estímulos e incentivos às empresas, previamente estabelecidos nos contratos, pelo seu desempenho. É uma privatização de fato e ao mesmo tempo um paliativo para tentar frear a queda da produção do energético mais consumido no país (LA JORNADA, 2010). A primeira rodada de licitações compreenderá os campos maduros de Santuário, Carrizo e Magallanes. É por meio destes contratos que em uma segunda etapa de licitações, as atividades no Campo de Chicontepec serão estendidas por mais quatro anos, acabando dessa forma em 2027.

6. Conclusões:

A experiência brasileira e mexicana mostra que os dois países confiaram a um organismo estatal descentralizado as atividades da indústria petroleira nacional para captar aos benefícios da exploração do petróleo. A evolução ao longo das décadas e através das diferentes fases da indústria petroleira do Brasil e do México tem o denominador comum de terem sustentado o processo de industrialização de seus respectivos países atendendo as necessidades internas, a superação de desafios econômicos e tecnológicos e terem sido objeto de processos que tentam quebrar o monopólio que as empresas petroleiras estatais exercem na indústria. Decorrente do processo de quebra de monopólio da PETROBRAS, os atores internacionais da indústria petroleira passaram a participar na exploração de petróleo e a PEMEX vem sofrendo um processo gradual de abertura na indústria.

Contudo, mostra-se que a apropriação social por parte destas duas empresas estatais permitiu o incremento da produtividade do trabalho socialmente incorporado gerando excedentes econômicos que são de um lado disputados entre estados nacionais e grupos privados. De outro lado, dentro dos estados nacionais moldou-se um processo também de disputa de esse excedente econômico, já que, uma vez definida a hegemonia do Estado sobre o petróleo a disputa pelos excedentes se dá no seio do próprio Estado. No Brasil a disputa acontece entre a União, os Estados, Municípios e o capital privado. No Brasil, o capital privado que tem participação na indústria junto com a PETROBRAS, depois da reforma do mercado dos anos 1990 resultantes da concepção neoliberal, deu ênfase nessa disputa (seja no controle da produção ou no fornecimento de equipamentos). No México, o TLCAN

reforçou a participação de provedores e contratistas via licitação pública internacional. Também se observa que a apropriação do lucro do petróleo mexicano, liderada pelas instâncias do governo, permitiu uma partilha entre as elites, fortalecendo-as e mantendo-as no poder. Assim, pode-se concluir que não necessariamente presença estatal e produção estatal significam que seus benefícios sejam apropriados socialmente, há uma enorme dificuldade na capacidade dos grupos políticos nesses países.

7. Referencias bibliográficas:

- ALVAREZ de la Borda, J. **Crónica del petróleo em México: De 1863 a nuestros dias**. PEMEX. México, 2006.
- ALVEAL, C. **Os desbravadores: A Petrobras e a construção do Brasil industrial**. Brasil, 1994.
- AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Anuário Estatístico 2009**. Acessado em: Janeiro de 2011.
- BERCOVICI, G. **Petróleo, Recursos Minerais e Apropriação do Excedente: A Soberania Economica na Constituição de 1988**. Faculdade de Direito, USP. São Paulo, 2010.
- BRITISH PETROLEUM - BP. **BP Statistical Review of World Energy June 2010**. Acesso em: Fevereiro de 2011.
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA - CEPAL. **Renta Petrolera y Minera en Países Seleccionados de América Latina**. Santiago de Chile, 2008.
- COLMENARES, F.C. **PEMEX: Crisis y Reestructuración**. UNAM. México, 1989.
- O'CONNOR, Harvey. **O petróleo na América Latina**. In: *Petróleo em Crise*. 1962.
- DIAS, J.L.M. & QUAGLINO, M.A. **A questão do petróleo no Brasil, uma história da Petrobras**. CPDOC/SERINST, Fundação Getúlio Vargas-Petrobras, 1993.
- ECONOMIST. **The Next Oil Giant? Brazil's oil industry has big hurdles to clear**. Acessado em: Dezembro de 2010.
- FORTUNE. **Global 500: Our Annual Ranking of the world's largest corporations**. Acessado em: fevereiro de 2011.

- FURTADO, A. T. **Nacionalismo e Aprendizagem no Programa de Águas Profundas da Petrobras.** Revista Brasileira de Inovação. Volume 3. Número 1. Brasil, 2004.
- GUAJARDO, G.S. **El papel del Instituto Mexicano del Petróleo en el cambio tecnológico de Pemex: La búsqueda de un margen de maniobra en el subdesarrollo, 1965-1990.** In: II Congreso da la Asociación Mexicana de história económica. México, 2004.
- LIMA, Medeiros. **Petróleo, energia elétrica, siderurgia: a luta pela emancipação, um depoimento de Jesus Soares Pereira sobre a política de Vargas.** Rio de Janeiro. Paz e Terra, 1975.
- LA JORNADA. **Novo Régimen de Inversión en Pemex.** México, 2010. Acessado em: Janeiro de 2011.
- LA JORNADA. **Arrastra Pemex deuda por Pidiregas que supera en 30% el valor de la empresa.** México, 2008. Acesso: Fevereiro de 2011.
- LUCCHESI, C.F. **Petróleo.** Estudos Avançados. Brasil, 1998.
- MARTINEZ, N.L. **Oil policies and privatization strategies in Mexico: implications for the petrochemical sector and its production spaces.** Energy Policy, 2004.
- MEYER, Lorenzo; Morales, Isidro. **Petróleo y Nación (1900-1987) La Política Petrolera en México.** Editora Fondo de Cultura Económica. México, 1989.
- MEYER, Lorenzo. **El desarrollo de la Industria petrolera en México.** In: México y los Estados Unidos en el conflicto petrolero 1917-1942. México, El Colegio de México, 1981.
- OLADE. **Informe de Estadísticas Energéticas 2009: Año base 2008.** Acessado em: Janeiro de 2011.
- PALACIOS, C.F. **La energía y la crisis del poder imperial.** México, 1975.
- PALACIOS, V.H.M et all. **Teoría del Valor e industria petrolera en México: 1998-2007.** In: Observatorio de la Economía Latinoamericana. N°101. 2008.
- PALACIOS, I.S.F. **América Latina el estigma del petróleo: México, Ecuador y Venezuela.** UNAM-IEE. México, 1996.
- PETROBRAS. **As Novas Práticas de Governança Corporativa.** Brasil, 2002.
- PETROBRAS. **Anuário Estatístico 2010.** Acessado em: Fevereiro de 2011.
- PETROBRAS. **Pré-Sal.** Acessado em: Fevereiro de 2011.
- PEMEX. **Memória de Labores 2009.** Acessado em: Fevereiro de 2011.
- PEMEX. **El petróleo en México.** Acessado em: Fevereiro de 2011.

- SAUER. I.L. **Pré-sal brasileiro: Uma nova independência?** Interesse Nacional. Ano 2, número 8. Janeiro-março de 2010.
- SAUER, I. L. ; [MERCEDES, S. S. P.](#) ; [RICO, Julieta Andrea Puerto](#) . **Reforma del sector petrolero y la disputa por la renta en Brasil.** Latinoamérica. Revista de Estudios Latinoamericanos, v. 2010/2, p. 9-35, 2010.
- SUÁREZ. R.V; HICKMAN, A.S. **La Integración Energética en América del Norte y la Reforma Energética Mexicana.** México, 2009.
- TIJERINA-GUAJARDO, J.A.; PAGÁN, J.A. **Government Spending, Taxation, and Oil Revenues in Mexico.** In: Review of Development Economics, páginas 162-174. Fevereiro de 2003.

IMPLICAÇÕES ECONÔMICAS DO USO DO ÓLEO DIESEL NO SETOR DE TRANSPORTE RODOVIÁRIO BRASILEIRO

Juliana Rodrigues de Melo Silva.

Grupo de Economia da Energia/Instituto de Economia/UFRJ

Helder Queiroz Pinto Júnior.

Grupo de Economia da Energia/Instituto de Economia/UFRJ

Juliana Rodrigues de Melo Silva. Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia/UFRJ.

Endereço: Avenida Marechal Rondon, 500/402 – 20.950-004 – Maracanã – Rio de Janeiro/RJ. Contatos: +552134428766; e-mail: juliana.rmelo@gmail.com

1. Introdução

O aumento significativo dos preços internacionais do petróleo na década de 70 trouxe consideráveis mudanças aos padrões mundiais de demanda por combustíveis fósseis. No setor industrial e elétrico, por exemplo, houve grande incentivo em substituir os derivados de petróleo por outras fontes de energia, como: gás natural, nuclear e renováveis. No entanto, o setor de transportes automotivo e de carga segue com forte dependência energética em relação aos derivados de petróleo, sobretudo gasolina e óleo diesel.

A importância deste modal para movimentação de cargas num país com grande extensão territorial, como o Brasil, levou, no final dos anos 70, ao processo de “dieselização”, a partir da transição de parte da frota de veículos de carga, com caminhões e ônibus de motores de ciclo Otto (gasolina) para motores de ciclo diesel. Já no caso dos automóveis de passeio, a substituição da gasolina foi possível graças à bem-sucedida experiência brasileira do desenvolvimento da indústria do etanol.

Em contraponto, na Europa, a política de preços dos combustíveis favoreceu o diesel, levando à dieselização da frota de veículos de passeio. Isso ocorreu, pois além do óleo diesel estar mais barato relativamente à gasolina, a maior eficiência deste combustível (menor consumo por quilômetro rodado) incentivou o seu uso em carros particulares.

Como resultado, houve expressivo impacto à rentabilidade da indústria de refino nestes países e atualmente, tanto a França, quanto a Espanha, necessitam readequar e modernizar seus parques de refino para equilibrar a oferta e demanda por combustíveis automotivos, pois, em ambos os países, existe um excesso estrutural de oferta de gasolina em face à escassez de diesel. No Brasil, mesmo os investimentos direcionados à indústria de refino sejam para maior produção de diesel, não foram suficientes para atender à crescente demanda por este refinado. Hoje, o país enfrenta ampla oferta de gasolina, exportando o excedente, face à escassez de diesel, precisando complementar a demanda doméstica através da importação deste produto.

Ademais, as fortes exigências ambientais européias impedem que o comércio de derivados de petróleo entre regiões seja facilitado, pois o óleo diesel produzido em países com capacidade de produção excedente, como a Rússia, não se ajusta ao tipo demandado pelos países europeus.

Desse modo, o desafio atual da industrial mundial de refino é adaptar-se para melhor atender à demanda buscando tecnologias para converter e tratar o petróleo, de modo a obter maiores parcelas de diesel, de acordo com as especificações ambientais. Por isso, a modernização tecnológica dos parques de refino tem sido orientada para maximizar a produção de diesel, buscando suprir a deficiência dos processos regionais de refino, o que implica em outro problema no âmbito econômico: o aumento da dependência e vulnerabilidade energética, em relação à volatilidade dos preços internacionais e à insegurança do abastecimento.

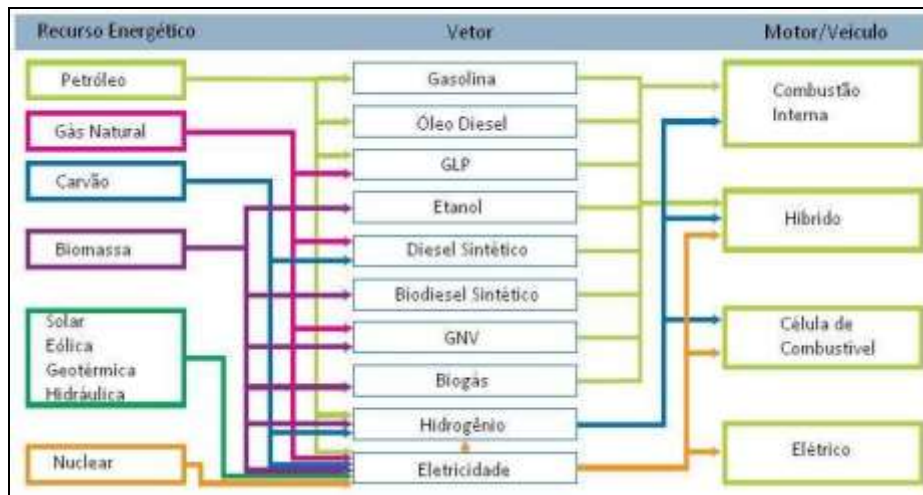
Sendo assim, como a demanda por combustíveis fósseis neste setor tem poucas possibilidades de substituição e, dado o ainda limitado desenvolvimento dos biocombustíveis e dos veículos elétricos, cabe identificar quais são as melhores alternativas para reduzir a demanda de diesel. Os instrumentos de política energética usados por diferentes países respondem simultaneamente aos requisitos de redução da emissão de poluentes e à redução da dependência das importações de diesel?

A fim de aportar elementos de resposta a essa questão, a seção 2 examina a evolução e os principais determinantes do consumo de diesel, com ênfase para a situação europeia, ilustrada a partir dos casos francês e espanhol. A seção 3 analisa este problema para o caso brasileiro, buscando evidenciar que, muito embora o diesel seja um problema crítico para a estrutura de refino, os fatores que explicam o aumento da demanda de diesel no Brasil são de natureza bastante diferente vis-à-vis o caso europeu. A última seção sumariza as principais conclusões.

2. A Dinâmica do Consumo de Óleo Diesel no Setor de Transporte Rodoviário Europeu: Um Estudo de Caso dos Mercados Francês e Espanhol.

O transporte rodoviário é o modal mais utilizado no mundo atualmente para movimentar tanto mercadorias, quanto pessoas (cerca de 80%), e, continua a crescer a cada dia não mostrando sinais de contenção (espera-se um crescimento médio de 2% a.a). Para atender esta crescente demanda, os derivados de petróleo, como o diesel e a gasolina, são os principais recursos energéticos requeridos, representando cerca de 98% do total utilizado no mundo IFP (2010). Esta grande dependência do transporte rodoviário em relação a estes dois derivados de petróleo, pode causar alguns problemas complexos tanto no nível econômico – dependência econômica e vulnerabilidade energética; como ambiental – emissões de gases de efeito estufa associados.

Figura 1 – Recursos Energéticos Destinados ao Setor de Transporte



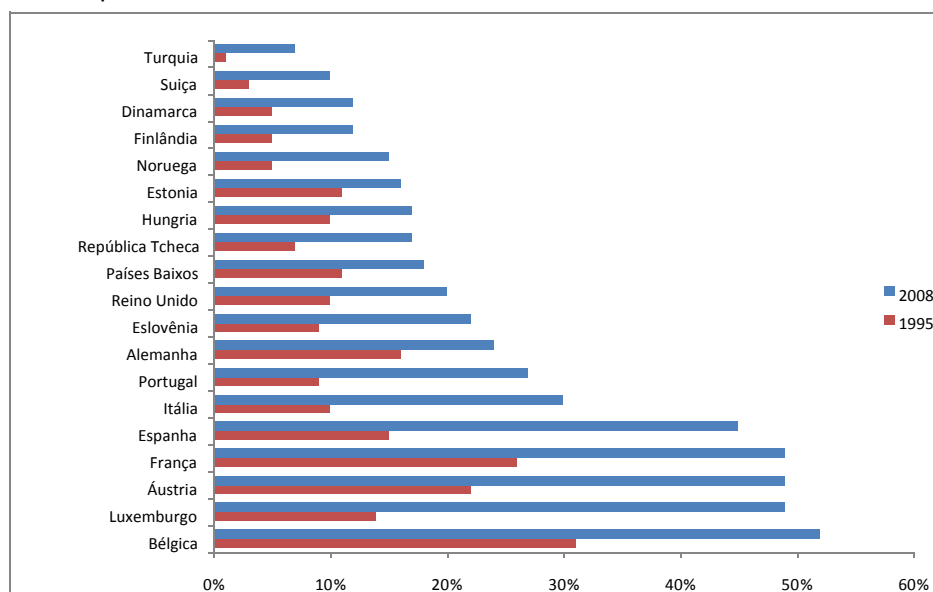
Fonte: IFP, 2009

Na Europa, em particular, ao longo dos últimos vinte anos, o consumo de diesel destinado ao setor de transporte rodoviário mais que dobrou. Esse aumento pode ser explicado por duas razões: (i) forte penetração do diesel no mercado de carros de passeio e, (ii) crescimento da frota de veículos pesados (IFP 2005). Este fenômeno de dieselização da frota contribuiu para a ampliação da dependência destes países vis-à-vis aos derivados de petróleo, em particular com relação ao diesel.

É interessante destacar alguns traços marcantes de tal evolução, enfatizando a dos veículos de passeio.

Dados da EEA (2010) indicam que, desde a década de 90, a penetração do diesel, nos carros de passeio na Europa Ocidental, tem aumentado consideravelmente (entre 1990 e 2009 este aumento foi de 32%, em termos absolutos). Particularmente no mercado francês, enquanto o *market share* do diesel, nos carros de passeio, representava cerca de 26% em 1995, em 2008 passou a representar 49%. Analogamente, na Espanha, de 15% em 1995 passou para 45% em 2008 (ver Gráficos 1 e 2).

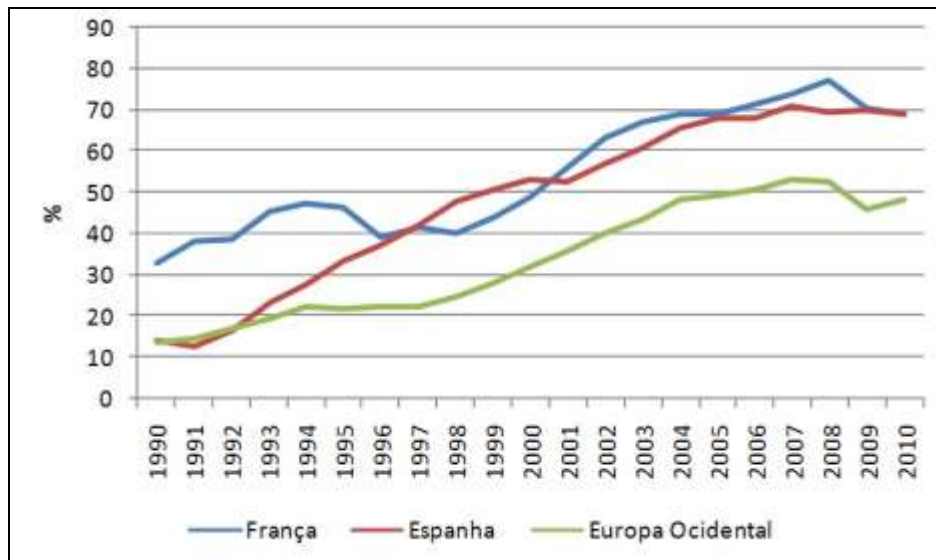
Gráfico 1 – Participação do Diesel nos Registros de Novos Veículos de Passeio na Europa



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EEA, 2009

Isto posto, há que se destacar três fatores que têm garantido a preferência dos consumidores pelo óleo diesel: (i) a diferença de preço entre o diesel e a gasolina, devido às políticas de subsídios; (ii) o aumento da renda *per capita* pelo crescimento da economia europeia e; (iii) melhor eficiência e tecnologia dos motores a diesel. No entanto, este perfil crescente da demanda por óleo diesel tem se mostrado diferente entre os países, devido às diferenças nas políticas tarifárias adotadas e aos esforços em melhorar a tecnologia deste combustível.

Gráfico 2 – Evolução da Penetração do Diesel nos Carros de Passeio



Fonte: Elaboração própria a partir de dados EEA, 2010

Nota: Os dados de 2010 referem-se à média dos meses janeiro, fevereiro e março.

Na Espanha, conforme exposto no Gráfico 2, desde a década de 90 a penetração do diesel nos carros de passeio vem apresentando uma trajetória ascendente que durou até a recessão econômica em 2007, onde se estabilizou. O consumo relativo da gasolina em relação ao diesel, no intervalo entre 1990 e 2007, diminuiu consideravelmente, cerca de 70%, mostrando claramente a forte tendência à “dieselização” da frota de veículos.

Em relação ao mercado francês, pode-se perceber, que o comportamento do consumo de diesel é muito parecido com o dos demais países da Europa Ocidental. O consumo francês de gasolina, entre 1990 e 2007, reduziu em média 4% a.a, enquanto o diesel cresceu, aproximadamente, 3,6% a.a.

É importante enfatizar que esse deslocamento do consumo para o óleo diesel aumentou a complexidade dos parques de refino e, os investimentos que estavam em operação para obter maior fatia de gasolina no pós choque do preço do petróleo, ficaram sobrepostos, implicando excesso estrutural da oferta de gasolina (demanda relativa de diesel na Europa em 2009 – diesel/gasolina - foi 2,63 milhões de barris/d). Assim, a necessidade crescente de importar diesel para atender a demanda interna, faz com que o comércio europeu de óleo cru fique fortemente dependente e ancorado ao comércio internacional, refletindo a expressiva vulnerabilidade energética destes países aos recursos estrangeiros, bem como às variações cambiais euro/dólar. Dados da Eurostat (2010) mostram que, em 2007, a dependência da Espanha em relação ao óleo estrangeiro foi de aproximadamente 99,7%, enquanto a da França foi 98,7%.

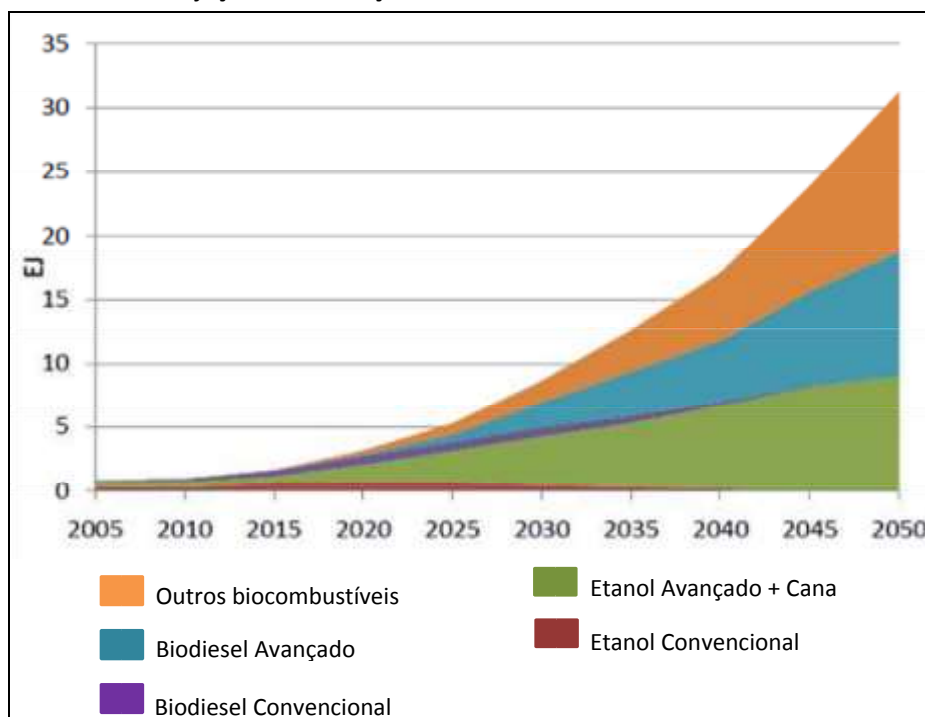
Por outro lado, as fortes exigências ambientais também são um entrave tanto para a produção, como para a importação de derivados de petróleo nos países europeus, sendo este o maior desafio para a

indústria de refino europeia. Por existir, atualmente, um número muito pequeno de refinarias capaz de produzir óleo diesel de acordo com as especificações ambientais, os esforços europeus têm sido direcionados à produção deste derivado com menor teor de enxofre. Dessa forma, em consequência desta mobilidade para a produção de combustíveis mais limpos, os preços do petróleo no mercado internacional tendem a aumentar, assim como o *spread* do refino, impactando profundamente as margens de lucro das refinarias. Ao mesmo tempo, para continuarem competitivas, as refinarias terão que investir em tratamento e conversão para que possam aumentar a produtividade e acompanhar a evolução da demanda em direção ao maior consumo por óleo diesel.

Neste contexto, com o objetivo de contornar a dependência do transporte rodoviário e também a dieselização deste modal, estão em curso diversas tecnologias de combustíveis não-fósseis capazes de substituir integralmente o diesel e a gasolina. No entanto, tais tecnologias, precisam ser melhor desenvolvidas para que possam estar no mercado a preços acessíveis, sem pressionar outros setores (ACEA 2010). Dessa forma, no curto/médio prazo, a principal fonte alternativa, que poderá minimizar os impactos ambientais e econômicos, são as tecnologias associadas aos motores convencionais, como a biomassa e o carro híbrido.

Dados da IEA (2010), mostram significativos investimentos na produção de biocombustíveis avançados. Tomando como base o cenário Blue Map, a estimativa é de que os biocombustíveis atendam 27% da demanda do setor de transporte em 2050 (ver Gráfico a seguir), contribuindo para diminuir a dependência energética em relação ao petróleo, assim como as emissões de CO₂ na atmosfera (é estimada uma redução de 50%, tomando como base o mesmo cenário de referência).

Gráfico 3 – Projeção da Produção de Biocombustíveis



Fonte: IEA, 2010

Todavia, o setor de transporte, no curto/médio prazo, continuará dependente dos combustíveis fósseis, podendo os efeitos causados por estes, serem mitigados pela adição dos biocombustíveis e a tecnologia de carros híbridos atualmente implementados. No longo prazo, outras alternativas como o

carro elétrico e os biocombustíveis de segunda geração poderão substituir os derivados de petróleo, mas restam fortes incertezas sobre a possibilidade de substituição em larga escala.

3. Implicações Econômicas do Crescimento da Demanda Brasileira por Diesel no Transporte Rodoviário de Carga

O movimento de dieselização, no Brasil, foi de natureza completamente diferente ao europeu. O aumento do consumo do diesel, em detrimento ao de gasolina, se deu a partir do aumento dos preços do petróleo na década de 70. Com o objetivo de conter a pressão inflacionária causada pelo choque do petróleo, o governo brasileiro optou por subsidiar o diesel e repassar o aumento do preço do óleo bruto somente para a gasolina. Como se sabe, a política energética brasileira privilegiou a substituição da gasolina pelo álcool. Neste contexto, o processo de “dieselização” brasileiro foi a partir da transição de veículos de carga, que eram do tipo ciclo de Otto (gasolina) para motores de ciclo diesel.

O setor de transporte é o segundo maior consumidor de recursos energéticos no Brasil (participação de 30,4% em 2009) ficando atrás somente do setor industrial, que representou 37,3% do consumo de energia. No entanto, ocupa o primeiro lugar na demanda por derivados de petróleo, consumo que em 2009 ultrapassou 50%. Desse total consumido, o óleo diesel apresenta superioridade em relação aos demais, 48,4% (34,9 milhões de m³).

Isto posto, cabe enfatizar que o consumo de diesel, como é utilizado em sua maioria no transporte rodoviário de carga, é fortemente correlacionado com o PIB, dado que o crescimento econômico impulsiona o crescimento da demanda por transporte, que por sua vez é essencial, nas atuais condições, em sustentar o desenvolvimento do país. Sendo fundamental a segurança do abastecimento deste combustível, para manter a estabilidade no saldo da balança de conta corrente.

A demanda por diesel destinada ao transporte de carga, segundo dados do BEN (MME, 2010), assumiu participação próxima a 79% em 2009 e tem se mostrado constante desde a década de 70 (onde representava cerca de 72%). Porém o volume demandado de óleo diesel, direcionado a este setor, tem crescido a uma taxa média de 5,5% a.a – aumento de 4,5 milhões de m³ em 1970 para 34,9 milhões de m³ em 2009 – refletindo o crescimento da frota veicular de carga brasileira⁵⁴⁵, que cresceu a taxas bastante elevadas, devido à urbanização e à interiorização da atividade econômica nos últimos anos.

Tabela 1 – Relação Consumo Aparente de Diesel e Gasolina (Milhões de m³)

Diesel	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2008	2009
Produção	6.619	12.415	19.524	20.507	24.160	25.879	31.316	38.396	42.244	44.052
Importação	0	100	678	428	681	4.250	5.859	2.971	5.829	3.515
Exportação	-55	-661	-636	-1.295	-255	-653	-753	-1.051	-1.557	-2.010
Consumo Total	6.515	11.996	18.752	20.175	24.589	30.033	36.442	40.421	46.369	43.527

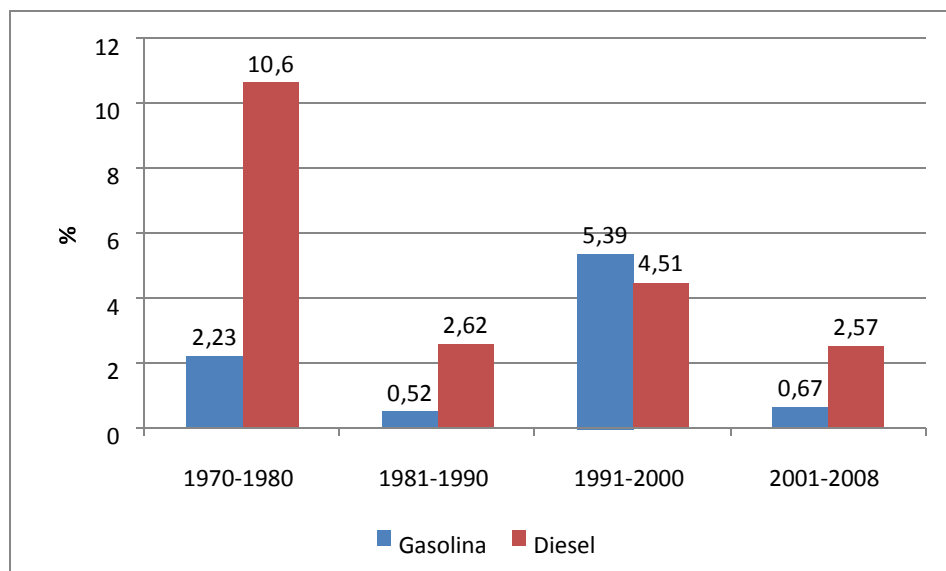
⁵⁴⁵ Foi considerado na frota de transporte de cargas, todos os veículos médios e pesados, os quais: caminhão, caminhão trator, caminhonete, caminhoneta, chassi, microônibus, ônibus, reboque, semireboque, trator esteira e trator rodas.

Consumo Aparente	6.674	13.176	20.838	22.230	25.096	30.782	37.928	42.418	49.630	49.577
Gasolina	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2008	2009
Produção	9.555	14.759	11.583	12.036	11.971	15.007	19.416	20.428	21.617	21.685
Importação	104	88	106	211	5	914	61	71	0	13
Exportação	0,0	-242	-359	-4.752	-2.213	-1.039	-2.042	-2.700	-2.599	-2.519
Consumo Total	9.624	14.562	11.526	7.696	9.516	14.119	17.225	17.712	18.942	19.119
Consumo Aparente	9.659	15.089	12.048	16.999	14.189	16.960	21.519	23.199	24.216	24.217

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BEN, 2010

Nota: O consumo aparente é calculado através da fórmula: Produção Doméstica + Importação – Exportação.

Gráfico 4 – Taxa Média de Crescimento Anual do Consumo Aparente de Diesel e Gasolina



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BEN (2009)

Vale assinalar também que o preço do óleo diesel não exerce influência direta sobre o consumo deste combustível, uma vez que não existe, atualmente, um substituto direto para o diesel. Dessa forma, os possíveis aumentos dos preços deste combustível, podem exercer influência apenas na frequência e distância das viagens, assim como na busca por transportes alternativos, como ferroviário, marinho etc⁵⁴⁶.

Neste contexto, a compreensão da mudança no comportamento do consumo por combustíveis automotivos é fundamental para entender a nova diretriz tomada pela indústria de refino brasileira.

Até a década de 60, o governo brasileiro buscou a auto-suficiência na produção de derivados de petróleo, investindo maciçamente, tanto na construção de novas refinarias, quanto em aumentar a

⁵⁴⁶ Neste caso, depende da infraestrutura existente nos demais setores, para que seja possível esta substituição.

capacidade de processamento de petróleo. No entanto, a mudança de comportamento do consumo, no pós choque dos preços petrolíferos, somada à oferta cada vez maior de petróleo pesado e às exigências quanto à qualidade dos combustíveis, tem causado profundas mudanças ao segmento refino, o qual tem se tornado mais complexo com o objetivo de aproveitar ao máximo o óleo processado.

O conceito de intensidade energética é uma forma de ilustrar este aspecto. No caso em tela, definimos IED, como sendo a intensidade energética do uso de diesel. Tal como a recorrente utilização deste indicador para as fontes primárias, neste caso a definição da IED é a seguinte:

$$IED_t = CD_t / PIB_t,$$

Onde IED_t = intensidade energética do diesel no ano t; CD_t = o consumo de diesel no ano t (em milhões de m⁵⁴⁷) e PIB_t = o Produto Interno Bruto a preços constantes de 2009.

Tabela 2 – Intensidade Energética do Óleo Diesel

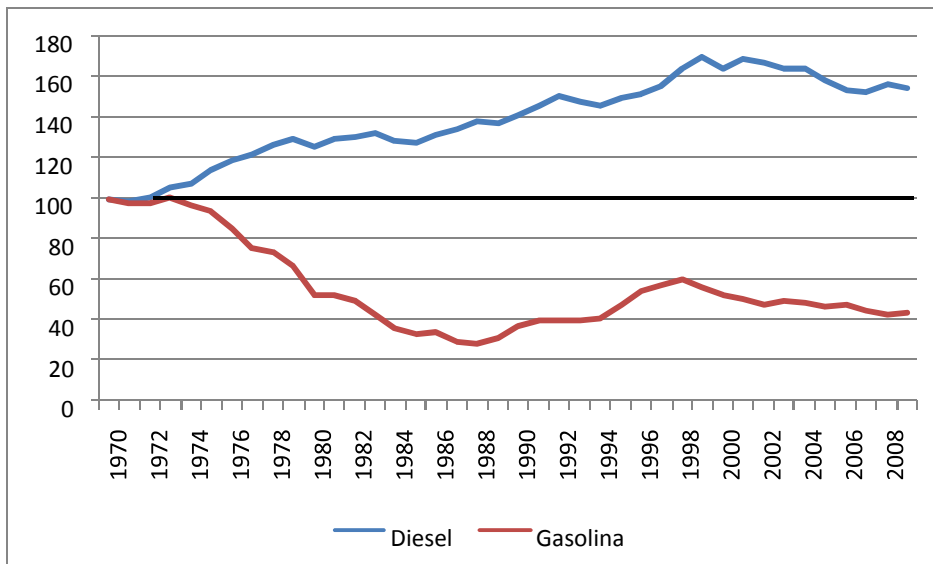
Intensidade Energética do Óleo Diesel							
1970 = 100							
1970	100,00	1980	125,82	1990	141,13	2000	163,56
1971	98,68	1981	129,36	1991	145,34	2001	168,55
1972	100,71	1982	130,58	1992	149,92	2002	166,91
1973	104,94	1983	132,31	1993	147,21	2003	163,44
1974	107,39	1984	128,54	1994	145,49	2004	164,17
1975	113,96	1985	127,07	1995	148,90	2005	158,14
1976	118,88	1986	131,15	1996	151,06	2006	152,82
1977	121,58	1987	134,00	1997	155,13	2007	151,77
1978	126,44	1988	138,31	1998	163,47	2008	156,41
1979	128,96	1989	137,17	1999	169,45	2009	154,59

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BEN (2010) e IPEADATA (2010)

É interessante ilustrar este ponto a partir da comparação com a gasolina. Tomando o ano de 1970 como base 100. Como ilustra o Gráfico 5, a intensidade energética do óleo diesel, em termos reais, segue uma trajetória crescente, indicando a importância deste produto refinado à economia do país, que, como discutido anteriormente, é fruto particular da predominância do transporte rodoviário de carga. Tal característica de uso intensivo reflete na dependência³ energética brasileira em relação ao diesel internacional, conforme ilustra o Gráfico 6.

⁵⁴⁷ A Dependência Energética do Diesel foi calculada a partir da relação entre a importação e o consumo aparente.

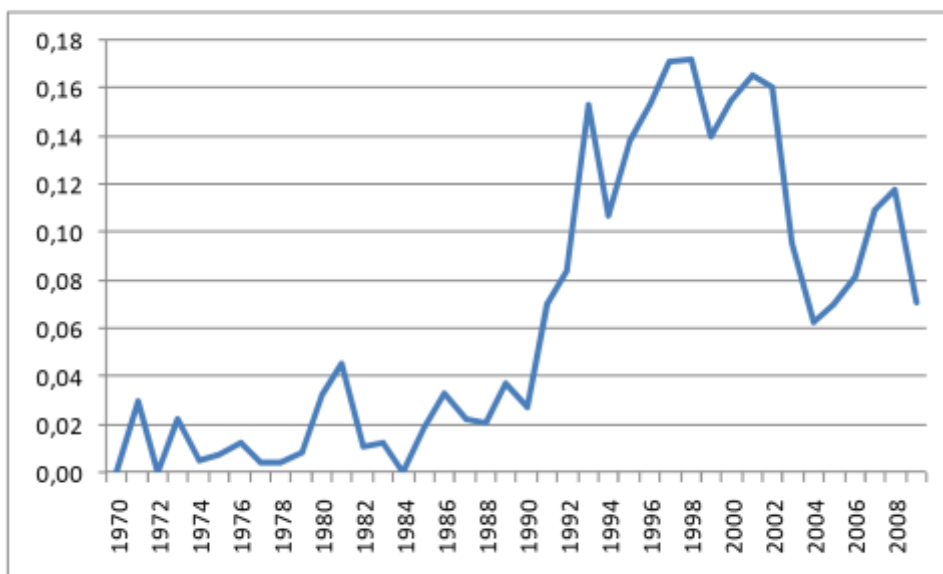
Gráfico 5 – Intensidade Energética do Diesel e Gasolina (1970 = 100)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BEN (2010) e IPEADATA (2010)

Nota: A Intensidade Energética é calculada pela relação entre o consumo de energia e o PIB.

Gráfico 6 – Dependência Energética do Óleo Diesel

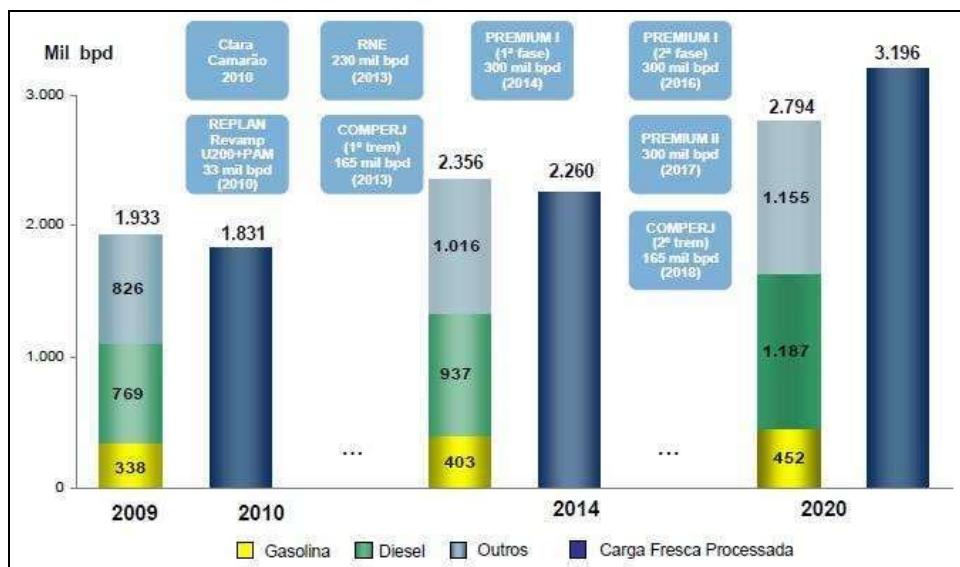


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BEN (2010)

Como consequência, o fator de utilização das refinarias brasileiras tem aumentado nos últimos anos indicando a necessidade de investimentos no setor. No seu plano de negócios 2010-2014 (Petrobras 2010), a Petrobras estima que aumentará a capacidade em 65 a 78 milhões de barris/dia para 2030, o que indica que os investimentos destinados ao abastecimento serão da ordem de 37% do investimento total (US\$ 78,6 bilhões)⁵⁴⁸. Porém, até 2014, a demanda continuará superando a capacidade instalada de refino (ver Figura abaixo).

Figura 2: Capacidade de Refino vs Demanda Nacional (2009-2020)

⁵⁴⁸ Deste montante, a Petrobras estima que empregará 70% na construção de novas refinarias, na modernização do parque de refino e na melhoria da qualidade dos combustíveis.



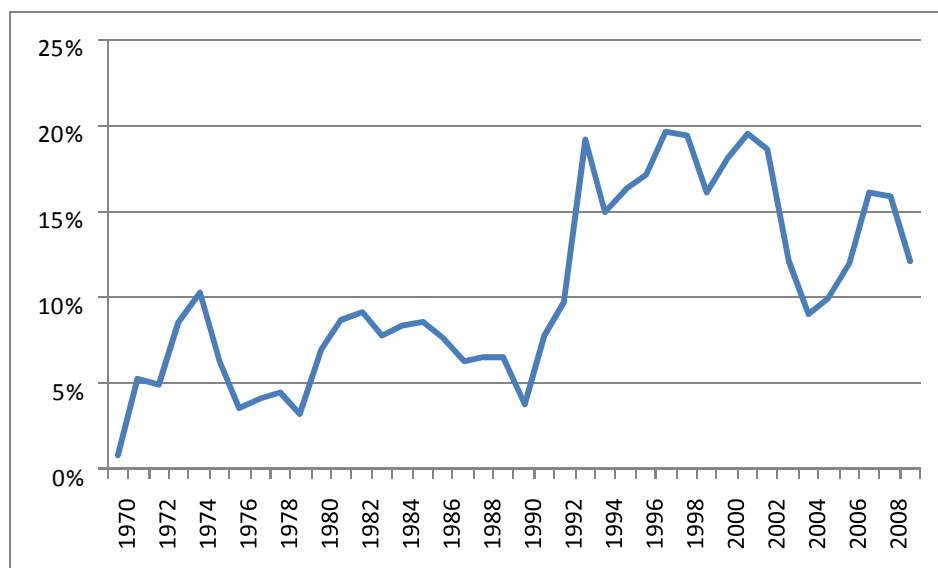
Fonte: Petrobras, 2010

Sendo assim, apesar da queda da procura por gasolina, a crescente demanda por diesel tem gerado preocupações a cerca da dependência brasileira em relação a este recurso energético (ver Gráfico 7) e aos possíveis impactos que poderá gerar sobre o balanço de pagamento do país. Em 2009, segundo dados do BEN (MME, 2010), o Brasil importou cerca de 3,5 milhões de m³ de óleo diesel⁵⁴⁹, o que corresponde a 8% do consumo total.

Gráfico 7 – Saldo Líquido (Importação–Exportação) em relação ao Consumo

⁵⁴⁹ Conforme o Plano Nacional da Petrobras 2010-2014 (2010), novos investimentos para aumentar a capacidade e a produção de óleo diesel estão em andamento. A empresa prevê a entrada de três novas refinarias a partir de 2013. Em 2013, entrará em operação a Refinaria Abreu de Lima – RNE (NE) –, a qual produzirá cerca de 162 mil barris/dia de diesel (Petrobras 2009) com baixo teor de enxofre, além de outros derivados. Já a partir de 2014 duas outras plantas *Premium*, localizadas no Maranhão e Ceará, também voltadas principalmente para a produção de diesel de alta qualidade, entrarão em operação (capacidade de processamento próxima a 1 milhão de barris/dia). No entanto, esses investimentos representam apenas 25% do total pretendido pela empresa, entre 2009 e 2013 (US\$ 43,4 bilhões de US\$ 174,4 bilhões). E, como destacado no primeiro capítulo, pelo menos até 2014, a demanda brasileira por derivados de petróleo continuará superior a capacidade de refino instalada, e o país continuará dependente de importação de óleo diesel.

de Diesel

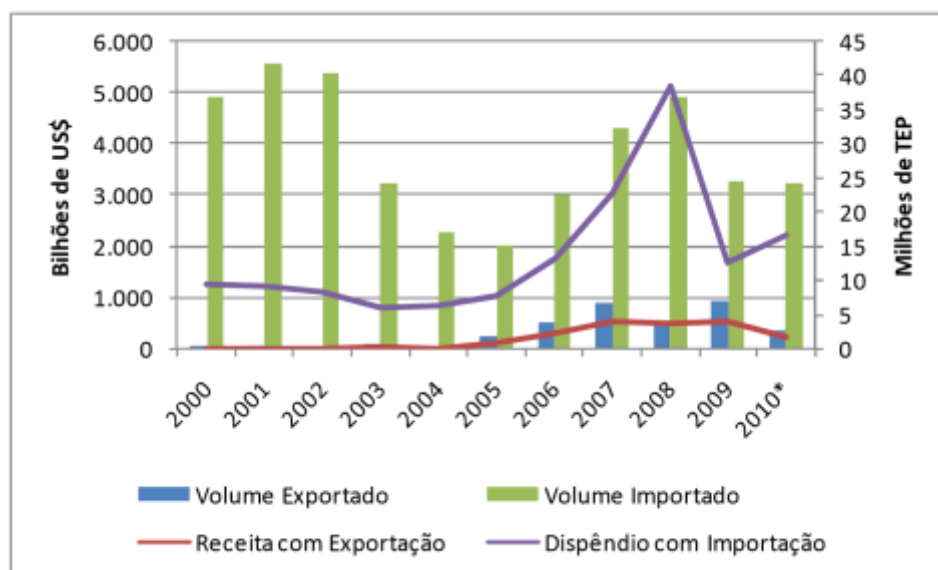


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BEN, 2010

Levando em consideração as perspectivas de instabilidade dos preços de petróleo para os próximos anos, a segurança energética é um importante guia para o desenvolvimento sustentável do Brasil. Como o óleo diesel é, atualmente, o derivado de petróleo mais consumido pelo país, cerca de 43%, é fundamental o bom gerenciamento entre o nível de oferta e demanda para este combustível.

Conforme apresentado no Gráfico 8, pode-se perceber a dependência brasileira em relação ao diesel. Ao comparar os últimos 10 anos, percebe-se que enquanto em 2000 o saldo da balança comercial de petróleo era deficitário em 11,6 milhões de m³, o de diesel era em -2,2 milhões de m³. No entanto, em 2010, a situação piorou, pois apesar do país apresentar auto-suficiência na produção de óleo cru, não está conseguindo atender a demanda interna por diesel, cujo saldo líquido abrange um volume de -3,5 milhões de m³.

Gráfico 8 – Balança Comercial de Diesel (2000-2010)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANP, 2010

Nota: Os valores de 2010 correspondem ao primeiro semestre.

Em termos monetários, o dispêndio brasileiro no primeiro semestre de 2010, em relação à importação de diesel, foi de US\$ 2,2 bilhões; aumento de 31,4% em relação ao ano anterior (US\$ 1,7 bilhões). Neste sentido, para controlar a saída de divisas e diminuir a vulnerabilidade externa, devido, tanto às volatilidades dos preços de petróleo, como às variações cambiais, o Brasil necessita, a curto e médio prazo, não somente concentrar esforços em tecnologias no segmento de refino, mas em desenvolver técnicas em energia alternativas de modo a reduzir o consumo deste combustível fóssil.

Pode-se observar ainda, que os gastos com as importações ficaram estáveis na primeira metade dos anos 2000, devido ao baixo crescimento econômico, resultado das crises financeiras e bancárias da década anterior. Contudo, entre 2005 e 2007, houve um alto crescimento das importações, refletindo o aquecimento da atividade econômica; voltando a cair, em 2008, com a crise *sub-prime* e a consequente desaceleração econômica. Isto evidencia, como discutido anteriormente, que o desenvolvimento do país, o qual depende fortemente do transporte rodoviário, está condicionado à oferta de diesel exterior, pois o país, por questões estruturais, é incapaz de atender à demanda interna.

Segundo o Plano Decenal de Energia 2019 (MME, 2010a), a demanda brasileira por óleo diesel será de 78,7 milhões de m³ em 2019, crescimento médio de 8,47% a.a, em relação a 2009. Contudo, a produção deste derivado será equivalente à demanda, apenas a partir de 2016, com expressivos investimentos no setor⁵⁵⁰, a partir da construção das Refinarias Premium I e Premium II. A estimativa, portanto, é que a produção de diesel em 2019 atinja 80,9 milhões de m³. Podese esperar que, com a expansão do parque de refino, o *hiato* entre oferta e demanda de óleo diesel será na ordem de 21,7 milhões de m³, o que indica que para o Brasil se tornar exportador de derivados, precisará investir não só em aumento de capacidade e conversão, mas também em tratamento para que seja produzido um refinado de melhor qualidade.

4. Conclusão

Desde os choques do petróleo, a mudança do padrão de consumo de derivados foi resultado do processo de “dieselização” do transporte rodoviário em diversas regiões, como no Brasil e em alguns países europeus. Por ser mais eficiente, em termos energéticos, as autoridades públicas viram o diesel como uma alternativa ao consumo da gasolina, a qual pressionava as estruturas de refino. Dessa forma, essa reorientação da demanda, impactou significativamente a economia e também as atividades de refino destes países.

As principais conclusões do trabalho assinalam que as questões ambientais, mais rígidas atualmente, impõem severas restrições ao uso do diesel. Na Europa, em particular, busca-se reduzir parcialmente o uso deste combustível, promovendo o biodiesel e melhorando a qualidade dos combustíveis fósseis. No Brasil, as razões são outras: os esforços se concentram na busca para reduzir a

⁵⁵⁰ A ampliação do parque de refino atual e construção de novas refinarias abrangem duas etapas: (i) Na primeira etapa, a ampliação da Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) e a construção da Refinaria Abreu e Lima ou Refinaria do Nordeste (RNEST) e do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), este último produzirá diesel de melhor qualidade – 10ppm; (ii) a segunda etapa corresponderá à construção de duas refinarias: Refinarias Premium I e II, cuja produção será destinada, basicamente, à produção de diesel. Ao todo, a capacidade nominal de refino brasileira será de 190,5 milhões de m³, um aumento de 68% em relação ao parque de refino atual.

dependência energética, em função da pressão sobre a estrutura do refino, mas os investimentos, tanto em energias alternativas, quanto em melhorias da qualidade do diesel, ainda são lentos.

Desse modo, apesar dos significativos efeitos econômicos, o setor de transporte, no curto/médio prazo, continuará dependente dos combustíveis fósseis, em grande parte do diesel, podendo os efeitos causados por estes serem mitigados pelo desenvolvimento tecnológico dos biocombustíveis (biodiesel), apesar de terem algumas limitações, e através da tecnologia dos carros híbridos. No longo prazo, outras alternativas como o carro elétrico e os biocombustíveis de segunda geração poderão substituir os derivados de petróleo, mas existe grande incerteza sobre a comercialização em larga escala.

Contudo, este desenvolvimento tecnológico dependerá de incentivos governamentais e regulações mais estritas no setor, para que o objetivo da redução do consumo de óleo diesel possa ser consagrado. Além disso, no curto prazo, a promoção de energias alternativas para o setor de transporte, precisa vir em paralelo com políticas públicas, voltadas à melhoria e incentivo ao uso dos transportes públicos e, para o transporte de carga brasileiro, é preciso desenvolver a infraestrutura de outros modais, como o ferroviário e hidroviário.

5. Bibliografia

ALMEIDA, E.L.F. **Dinâmica Tecnológica das Indústrias de Energia**. Apostila Didática. Instituto de Economia. UFRJ. Rio de Janeiro. 2002.

BURGUILLO-CUESTA M, GARCÍA-INÊS M, JORDÁN D, **Dieselization of passenger cars in the EU-15 in the nineties: environmental implications for transport policy**. 8th International Conference of the European Society for Ecological Economics, 2009. Eslovênia. Disponível em: <http://www.esee2009.si/ESEE2009.html>. Acesso em: 16 maio 2010.

GONZÁLEZ-MARRERO, R.M, LORENZO-ALEGRIA, R.M, MARRERO, G.A. **Fuel Consumption, Economic Determinants and Policy Implications for Road Transport in Spain**. Fundação de Estudos de Economia Aplicada (FEDEA), Junho, 2008. Disponível em: <http://www.fedea.es/pub/papers/2008/dt2008-23.pdf>. Acesso em 15 de abril de 2010.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, IEA (2010). **Roadmap Background Information: Biofuels for Transport**. Disponível em: http://www.iea.org/Papers/2010/biofuels_roadmap.pdf. Acesso em 24 agosto 2010.

INSTITUTO FRANCÊS DO PETRÓLEO, (IFP 2005). Road Transport Fuels in Europe: the Explosion of Demand for Diesel Fuel. **Panorama 2005**. França. Dezembro, 2004. Disponível em: <http://www.ifp.com/information-publications/notes-de-synthese-panorama/panorama-2005>. Acesso em 16 maio 2010.

_____. IFP (2009a) Transport energies: advantages and disadvantages. **Panorama 2009**. França. Dezembro, 2008. Disponível em: <http://www.ifp.com/information-publications/notesde-synthese-panorama/panorama-2009>. Acesso em 16 agosto 2010.

_____ (IFP 2010). Transport energies: advantages and disadvantages. **Panorama 2010**. França. Novembro, 2009. Disponível em <http://www.ifp.com/information-publications/notesde-synthese-panorama/panorama-2010>. Acesso em: 04 agosto 2010.

EUROPEAN AUTOMOBILE MANUFACTURES ASSOCIATION (ACEA 2010). **Is the**

Diesel of Today a 'Clean' Fuel? Disponível em:

http://www.acea.be/index.php/news/news_detail/is_the_diesel_of_today_a_clean_fuel/%29.

Acesso em 16 agosto 2010.

EUROPEAN COMMISSION (2010). **EU Energy and Transport in Figures. Statistical Pocketbook 2010**.

Disponível em:

http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/doc/2010_energy_transport_figures.pdf. Acesso em 16 julho 2010.

EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY, (EEA 2010). **Data and Maps**. Disponível em:

<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/size-of-the-vehicle-fleet>. Acesso em 06 agosto 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. MME (2007). **Plano Nacional de Energia 2030, 2006-2007**.

Capítulo 4: Petróleo e Derivados. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>. Acesso 10 julho 2010.

_____ MME (2010). **Balanco Energético Nacional (BEN, 2009)**. Disponível em:

<http://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal2010.aspx>. Acesso em: 24 abril 2010

RODRIGUES, J. M. S. **Implicações Econômicas do Uso do Óleo Diesel no Setor de Transporte**

Rodoviário Brasileiro. Monografia de Bacharelado. Instituto de Economia/UFRJ. Setembro, 2010.

PETROBRAS (2010a). **Plano de Negócios 2010-2014**. Disponível em:

http://www2.petrobras.com.br/ri/port/webcast/presentation/webcast_pn-2010-2014.pdf. Acesso em 25 julho 2010.

PINTO JR, H, et al. **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. 1ª. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2007. 343p

PINTO JR, H; RODRIGUES, J. M. S. Energia e o transporte automotivo: como contornar a dieselização?

Boletim Eletrônico Infopetro – Grupo de Economia da Energia. Instituto de Economia-UFRJ, Rio de

Janeiro, 06 dezembro 2010. Disponível em: <http://infopetro.wordpress.com/2010/12/06/energia-e-o-transporte-automotivo-como-contornara-dieselizacao/>. Acesso em: 06 dezembro 2010.

GRAU DE CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO E SEUS EFEITOS SOBRE OS PREÇOS DOMÉSTICOS

Guilherme Azevedo Santoro⁵⁵¹

Instituto de Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro

Grupo de Energia

Av. Pasteur, 250, térreo, Urca, Rio de Janeiro

Brasil

email: guilherme.santoro@ie.ufrj.br

Tel: (21) 3873-5237

Fax: (21) 2541-8148

Introdução

Nos últimos 30 anos, diversos países passaram por reformas regulatórias que visavam promover a expansão dos setores de infra-estrutura através da participação do setor privado. No Brasil não foi diferente. Em 1997, com o advento da lei nº 9.478, houve a quebra do monopólio estatal do petróleo da União nas atividades relacionadas à exploração, produção, refino e transporte do petróleo no Brasil, o qual era exercido pela Petrobras até então. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), criada por esta mesma lei, passou a ser a responsável pela regulação do setor e pela implementação da política energética nacional. Dentre os diversos objetivos da política energética mencionados nesta lei está a promoção da livre concorrência

No caso brasileiro, no entanto, não foram contempladas algumas medidas necessárias para facilitar a introdução da concorrência em um ou mais segmentos desta indústria. Algumas reformas na estrutura da indústria petrolífera brasileira, como por exemplo, a separação vertical e o *unbundling* do até então monopolista estatal não foram realizadas completamente pela supracitada lei. Isto acaba por dificultar o alcance do objetivo de promoção da concorrência dado que permite à empresa com participação em diferentes atividades da cadeia de produção possuir vantagens de custos sobre seus concorrentes.

Este artigo buscará, portanto, analisar as alterações na estrutura da indústria de petróleo brasileira causadas pelas reformas liberalizantes e seus reflexos sobre comportamento dos agentes e sobre os preços domésticos. O trabalho está dividido em 4 capítulos. O primeiro trata da justificativa teórica acerca do comportamento estratégico das empresas baseado na Teoria dos Custos de Transação (TCT).

⁵⁵¹ Mestrando em economia pelo Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro

O segundo capítulo trata das reformas liberalizantes ocorridas em todo o mundo e de seus objetivos. Além disso, faz-se uma descrição da atual configuração estrutural da indústria brasileira de petróleo e da lei nº 9.478, a chamada lei do petróleo.

No terceiro capítulo, buscar-se-á estudar o evolução do grau de concentração na indústria de petróleo brasileira no período pós-reformas da indústria brasileira de petróleo.

O último capítulo, trata da evolução dos preços no mercado nacional comparando-se sempre o com o comportamento dos preços no mercado norte-americano. Além disso, analisa-se também o comportamento estratégico das empresas diante da configuração da estrutura da indústria de petróleo no Brasil.

Justificativa Teórica

A celebração de contratos entre as empresas envolve custos não despresíveis para a análise da dinâmica de uma determinada indústria. Estes custos são denominados custos de transação e estão relacionados com os atos de negociar, redigir e garantir o cumprimento dos contratos. A teoria que trata deste tipo de custo é a Teoria dos Custos de Transação (TCT) e sua unidade de análise é o contrato em si.

Neste tipo de análise, os custos de transação determinam o comportamento estratégico das empresas e determinam também a configuração da estrutura do mercado em que estas empresas estão inseridas. Assim o grau de concentração de uma indústria e as práticas de precificação das empresas podem ser analisados sob o arcabouço teórico da TCT.

Custos de Transação

A TCT abre mão da hipótese de simetria de informações entre os agentes. Do contrário, os custos de transação seria irrelevantes. Esta teoria analisa a assimetria de informações que surge como uma consequência de um conjunto de hipóteses que tornam este tipo de custos significativos, quais sejam, racionalidade limitada, complexidade, incerteza, oportunismo e especificidade de ativos (Kupfer e Hasenclever, 2002).

Portanto, para que os custos de transação possuam relevância analítica é preciso que os agentes possuam limitações neurofisiológicas (racionalidade limitada), que o meio onde as decisões são tomadas seja complexo o suficiente para impedir que estes agentes possam especificar com antecedência o que deveria ser feito em cada circunstância (complexidade). Além disso, é preciso que haja também incerteza neste meio, pois esta hipótese dificulta a definição das probabilidades acerca dos possíveis estados da natureza que possam afetar as transações. A adoção de iniciativas oportunistas por parte dos agentes (oportunismo) surge como uma possibilidade diante do ambiente criado pelas hipóteses anteriores. A última hipótese da TCT é de que as transações ocorrem em pequenos números (especificidade de ativos).

A especificidade de ativos é uma condição necessária para que o risco relacionado a atitudes oportunistas seja relevante. Isto porque, não fosse este o caso, a rivalidade entre os vários agentes

aptos a participar da transação reduziria a possibilidade de práticas oportunistas (Kupfer e Hasenclever, 2002).

A TCT considera ainda a possibilidade de uma transação caracterizada pela existência de muitos agentes se tornar uma transação de pequenos números. Segundo Chandler (1990), os primeiros a transacionar e explorar economias de escala e escopo e investir em ativos específicos (*first movers*) adquirem grandes vantagens competitivas (*first-mover's advantages*). Além disso, estes agentes se encontram em níveis mais baixos da curva de custos de aprendizado devido ao efeitos do *learn-by-doing*⁵⁵². Tais vantagens permitem que os *first movers* impeçam o entrada de outras empresas ou o seu crescimento antes que estes possam se desenvolver o bastante para se tornarem fortes competidores.

Assim, diferentemente do arcabouço teórico estrutura-conduta-desempenho, a análise da TCT se volta para os movimentos estratégicos da empresa no impedimento da entrada de competidores, determinando, dessa forma, uma determinada configuração industrial.

Obviamente, a análise dos custos de transação difere da análise microeconômica clássica da estrutura de custos, onde o que determina a estrutura do mercado é apenas a estrutura de custos das empresas. Isto acontece devido a relação positiva entre escala mínima eficiente⁵⁵³ da planta e o grau de concentração de mercado. No entanto, segundo Kupfer e Hasenclever (2002), há evidência empírica de que a ampliação do tamanho do mercado não alteraria os seus níveis de concentração, sugerindo que o tamanho do mercado e da empresa tendem a ser positivamente correlacionados. Além disso, alguns estudos empíricos teriam mostrado que a relação entre economias de escala e concentração sugeririam níveis de concentração muito mais reduzidos do que aqueles efetivamente encontrados nas economias desenvolvidas.

Especificidade de Ativos e Integração Vertical

Segundo Williamson (1991), especificidade de ativos se refere ao grau em que um ativo pode ser realocado para usos alternativos e por diferentes usuários sem sacrifício de seu valor de produção. Dessa forma, 6 diferentes tipos de especificidade de ativos são enumerados por este autor:

Especificidade de Localização: os ativos estão localizados perto uns aos outros de modo a economizar nas despesas de transporte, supervisão, licenças, etc...;

Especificidade Física: características de *design* reduzem o valor do ativo em uma aplicação alternativa;

⁵⁵² O custo marginal diminui com o tempo conforme o número total de unidades produzidas aumenta (Sutton, 1998).

⁵⁵³ Escala mínima eficiente (EME) é o nível mais baixo de produção no qual o custo médio mínimo é alcançado. O valor do EME é freqüentemente expresso como uma fração do tamanho do mercado (Q). Um grande valor de EME/Q indica que, em considerações de ordem tecnológica, deve-se esperar um setor relativamente concentrado.

Especificidade de Capital Humano: surge com o *learn by doing*;

Especificidade de Marca (*brand name*);

Especificidade de Ativos Dedicados: quando são realizados investimentos discretos para atender as necessidades de um cliente específico;

Especificidade Temporal: pode ser pensada como um tipo de especificidade local em que a capacidade de resposta imediata por parte dos ativos humanos é vital.

A especificidade de ativos cria uma dependência bilateral entre os agentes econômicos e representa um aumento nos riscos de realização de contratos ao elevar os seus custos de transação.

Em seu trabalho, Williamson (1991) define 3 diferentes tipos de estrutura de governança:

Governança de Mercado: quando as transações entre os agentes ocorrem no mercado;

Governança Híbrida: quando são utilizadas formas de contratação de longo prazo como o comércio recíproco, regulação, franquia de empresas, etc.

Governança Hierarquizada (ou Unificada): as transações ocorrem dentro da empresa.

Ainda segundo este mesmo autor, os custos de transação variam de forma que quanto maior for a especificidade de ativos, maior é a tendência de que os custos de transação sejam menores em estruturas de governança hierarquizadas e maiores na governança de mercado, sendo a governança híbrida um caso intermediário. O oposto também é verdadeiro, quanto menor for a especificidade dos ativos, maior a tendência de que os custos de transação sejam maiores em estruturas de governança hierarquizadas e menores na governança de mercado.

Assim, pode-se concluir que quando uma empresa decide integrar verticalmente suas atividades, ela o faz por considerar que os custos de transação da governança hierarquizada são menores que os custos da governança de mercado dada a especificidade dos ativos envolvidos. Desta forma, o posicionamento estratégico das empresas alteraria a configuração industrial do mercado.

A internalização das atividades de coordenação dos fluxos de mercadorias dos fornecedores de matérias-primas e produtos semi-acabados para os comerciantes e os consumidores finais reduz os custos de transação. No entanto, para Chandler (1977), mais importante que isto é o fato de que a empresa integrada pode coordenar a oferta com a demanda de forma mais precisa, pode usar sua mão-de-obra e capital mais intensivamente e, portanto, reduzir seus custos unitários.

Custos Afundados e Barreiras à Entrada

Stigler (1968) define o conceito de barreira à entrada como um custo de produção que deve ser assumido pela empresa que visa entrar em uma indústria, mas não pelas empresas já inseridas neste setor e que implica em uma distorção na alocação de recursos do ponto de vista social. Tirole (1988) lembra que, o governo também pode restringir a entrada através do uso de autorizações, licenças e patentes e estas restrições podem gerar lucros extraordinários.

O conceito de custos afundados está relacionado com a idéia de especificidade de ativos. O custo de oportunidade de utilizar um ativo específico para outra finalidade é igual ou próximo a zero. Portanto, as despesas efetuadas na realização de um investimento em ativos específicos são definidas como custos afundados, devido a impossibilidade de recuperação dos valores investidos.

A distinção entre custos fixos e custos afundados é uma questão de grau e não de natureza. Os custos fixos são irrecuperáveis apenas no curto prazo. Os custos afundados são os custos de investimentos que produzem um fluxo de rendimentos ao longo de um horizonte longo, mas nunca podem ser recuperados. Uma máquina será considerada um custo fixo se uma empresa a aluga por um mês (ou pode vendê-la sem perda de capital um mês após a sua compra) e um custo afundado caso a empresa não recupere o capital investido na máquina (Tirole, 1988).

Um aspecto interessante dos custos afundados é que quando uma empresa incorre em custos deste tipo no presente, ela sinaliza que estará no mercado no futuro. Assim, podemos afirmar que se este tipo de investimento for observado pelos seus rivais, isto pode ter efeitos estratégicos e, portanto, não seria meramente uma questão de minimização de custos. As empresas rivais podem interpretar este investimento como uma indicação sobre a rentabilidade do mercado e podem optar por não entrar.

Uma forma de realizar dispêndios em custos afundados é o investir em capacidade. Este tipo de investimento torna menores os custos marginais de uma empresa estabelecida em um determinado mercado. Isto fortalece sua posição em relação a possibilidade de entrada de uma outra empresa neste mercado, pois isto significaria lucros menores para a entrante. No entanto, esta vantagem pode não ser suficiente para deter a entrada.

Além do investimento em capacidade, os custos afundados podem surgir na forma de investimentos em P&D, capacitação de mão-de-obra, fixação de marca, entre outros. Estas se configuram em diferentes estratégias de prevenção à entrada de potenciais rivais (Kupfer e Hasenclever, 2002).

A indústria petrolífera se caracteriza por possuir elevados custos afundados. Um exemplo seria o investimento em unidades de refino. Não por acaso, a atividade de refino é uma das que apresentam maior concentração nesta indústria. O exemplo oposto seria a atividade de revenda de combustíveis, onde os custos afundados são baixos em relação aos segmentos *upstream* da indústria petrolífera, afinal investimentos em postos de gasolina possuem um grande custo de oportunidade especialmente em cidades grandes. Por isto, haveria um grande potencial para a competição entre empresas neste segmento, como é caso no Brasil.

Reformas Liberalizantes

Em todo o mundo, diversos países passaram por reformas regulatórias que visavam promover a expansão dos setores de infra-estrutura através da participação do setor privado. Foram criadas novas agências reguladoras para desempenhar as funções anteriormente realizadas por ministérios ou empresas estatais. O ritmo da liberalização dos mercados e a privatização não significou a total retirada do governo dos setores agora regulados, em vez disso, as agências se tornaram responsáveis pela criação de incentivos para que o mercado operasse de maneira mais eficiente, melhorando,

assim, a qualidade dos serviços e aumentando o nível de concorrência sempre que possível. O objetivo de melhorar o desempenho do setor significa que estas novas agências tiveram de desenvolver normas regulatórias que permitissem alcançar os objetivos dessas reformas.

Segundo Berg (2000), as reformas buscavam restringir o exercício do poder de monopólio, reduzir o peso sobre as contas públicas, incentivar a competição, criar incentivos a eficiência operacional e aumentar a qualidade dos serviços prestados, incentivar novos investimentos ao menor custo e estimular a inovação.

Algumas questões importantes surgem quando reformas regulatórias deste tipo são realizadas, tais como a escolha dos melhores mecanismos de regulação (por exemplo, tarifas e mecanismos de redução de poder de mercado) dadas as assimetrias de informação existentes, as restrições políticas e os custos de transação. Além disso, é importante também analisar como a regulação afeta os custos e preços da indústria regulada (Joskow, 2004).

A Indústria brasileira

Os ativos nesta indústria possuem elevado grau de especificidade e, por isso, as empresas possuem uma forte tendência a se integrar verticalmente. O problema que surge daí é que estas empresas, como consequência da integração vertical, obtêm um forte poder de mercado e podem exercê-lo de forma a obter maiores ganhos de monopólio (*rents*) elevando, portanto, o nível dos preços.

A indústria de petróleo pode ser dividida, basicamente, nas atividades de E&P (exploração e produção), refino, transporte e revenda de combustíveis, além da importação e exportação. De acordo com a lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, estas atividades constituem monopólio da União, mas podem ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração Brasil e sob regulação e fiscalização da União.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo são exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas. Esta atividade é fortemente caracterizada pela necessidade de grandes investimentos altamente arriscados, consequentemente, pela dificuldade de financiamento.

No caso das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, a estratégia de uso de licitações para a celebração de contratos de concessão segue o raciocínio de que “a melhor alternativa para a competição no mercado é a competição pelo mercado” (Glachant, 2007).

Hoje, no Brasil, qualquer empresa pode construir e operar refinarias bem como ampliar sua capacidade, construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo e de, desde que autorizada pela ANP.

Lei nº 9.478

Em 1997, a lei nº 9.478, instituiu a ANP como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis. Esta lei também marcou o fim do monopólio estatal do petróleo da União nas atividades relacionadas à exploração, produção, refino e transporte do petróleo no Brasil, o qual era exercido pela Petrobrás até aquela data. Esta agência reguladora passou a ser a responsável pela regulação do setor e pela implementação da política energética nacional. Dentre os diversos objetivos da política energética, que esta lei menciona, está a promoção da livre concorrência.

Algumas reformas na estrutura da indústria petrolífera brasileira, como por exemplo, a separação vertical e o *unbundling*⁵⁵⁴ do até então monopolista estatal não foram realizadas completamente pela supracitada lei. Estas medidas facilitariam a introdução da concorrência em um ou mais segmentos desta indústria, dado que alterariam a forma como se dão as transações entre os agentes de diferentes segmentos e, como consequência, reduziriam as possíveis vantagens de custos (especialmente custos de transação).

No Brasil, a Petrobrás e suas subsidiárias possuem uma elevada participação em todos os segmentos da cadeia de produção da indústria. Isto se traduz em uma importante barreira aos investimentos dos demais agentes reduzindo, portanto, seus incentivos a investir ou até entrar nesta indústria. Ao mesmo tempo, essa posição privilegiada garante a empresa todos os incentivos necessários aos seus investimentos no setor, garantindo a manutenção de um forte poder de mercado para esta empresa.

Além disso, a Petrobras possui vantagens sobre os demais agentes simplesmente por ser um *first mover*. Este é um aspecto importante para a dinâmica da indústria que deve ser levado em consideração pelo agente regulador.

A posição privilegiada da Petrobrás em todos os elos da cadeia produtiva por um lado determina custos marginais mais reduzidos para a empresa permitindo-a praticar preços menores, por outro aumenta o seu poder de monopólio, isto é, o seu poder de definir preços acima dos custos marginais. O fato de os demais agentes possuírem custos de transação mais elevados explicaria, portanto, o fato de a maior parte dos investimentos do setor serem realizados pela Petrobrás, pois os custos marginais menores desta empresa impediriam eficazmente a entrada de potenciais competidores.

Evolução do grau de concorrência na Indústria Petrolífera Brasileira

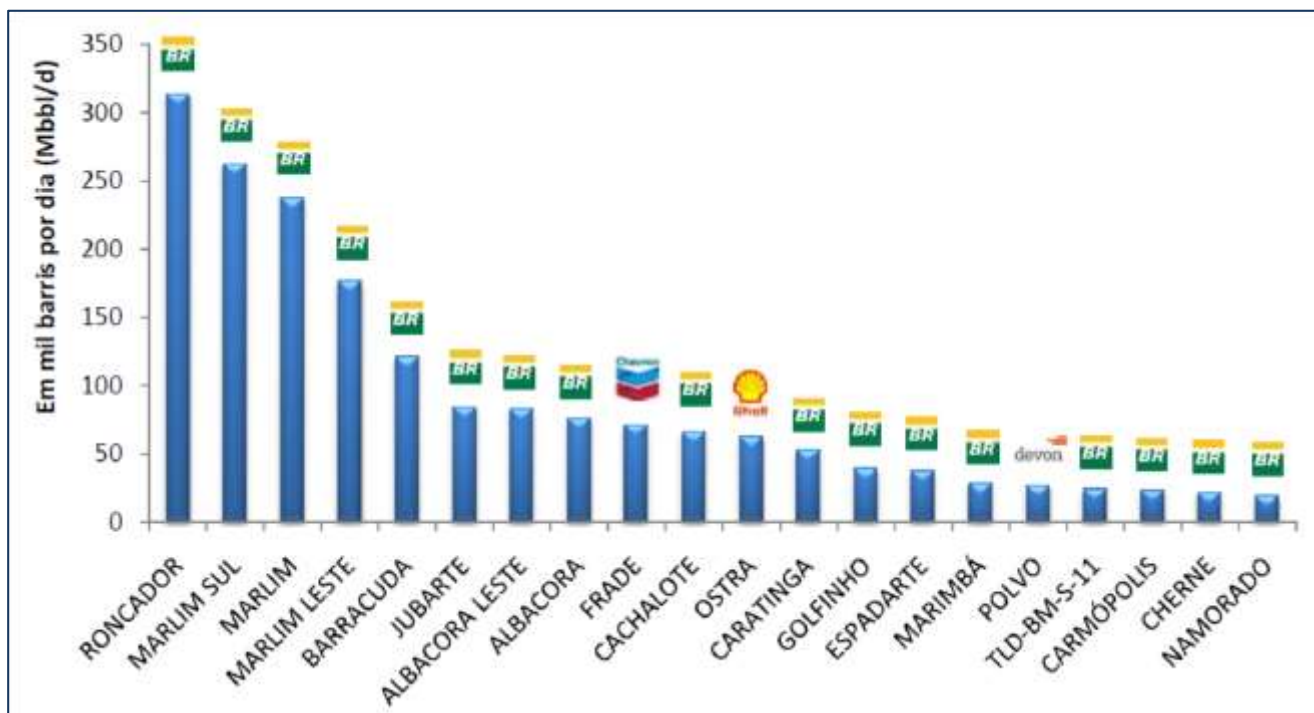
Desenvolvimento e Produção

Passados mais de 13 anos desde a quebra do monopólio da Petrobrás pela lei nº 9.478, ainda é possível perceber um grande predomínio da Petrobrás na atividade de produção de petróleo. A

⁵⁵⁴ *Unbundling* é a separação da contabilidade e gestão dos segmentos potencialmente competitivos dos segmentos com características de monopólio natural, que também pode envolver a separação completa da propriedade e tem como objetivo evitar a prática de subsídios cruzados nas indústrias reguladas, o que deve ser feito por meio do monitoramento e fiscalização eficazes.

Figura 1 mostra a produção dos 20 maiores campos de petróleo e seus respectivos operadores em dezembro de 2010. Destes 20 campos, 18 são operados pela Petrobrás. As causas para tal domínio vão desde o conhecimento prévio da geologia do território nacional que a empresa possuía antes o processo de reformas de liberalização da indústria nacional até a alta especificidade de ativos e os elevados investimentos necessários para se entrar neste tipo de atividade econômica aliados ao alto risco deste investimento.

Figura 1 - 20 Maiores Campos Produtores de Petróleo



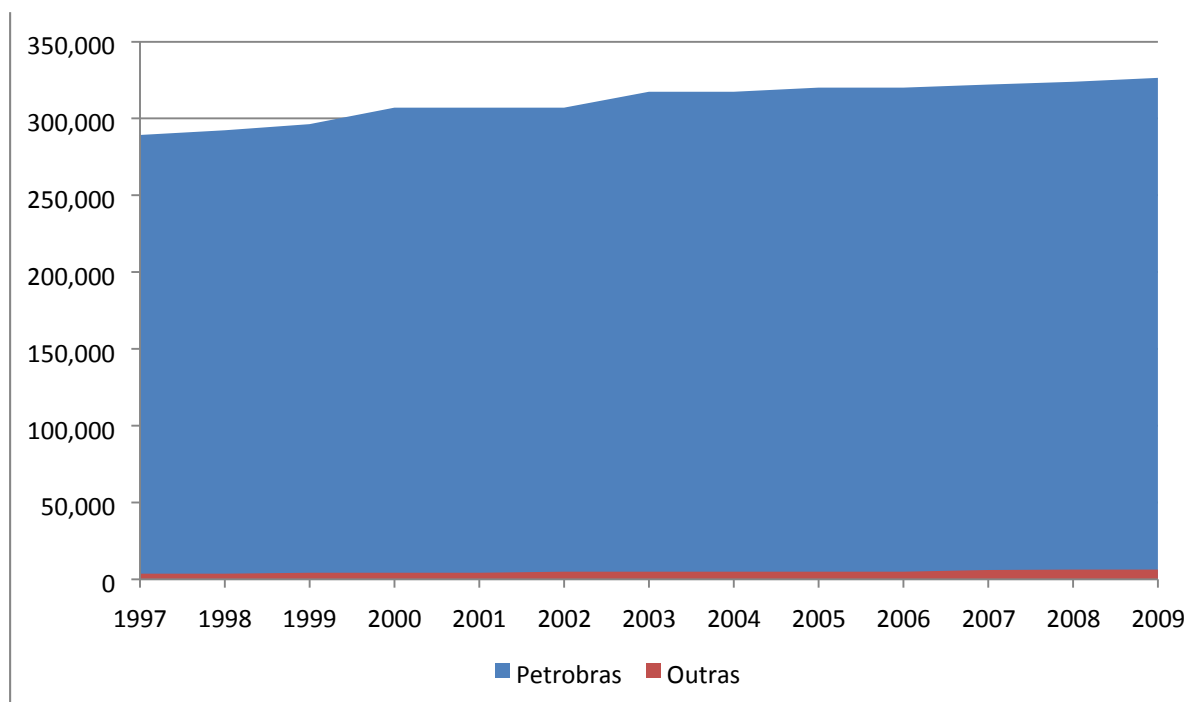
Fonte: Boletim dezembro, ANP (2010)

Refino

A atividade de refino, ainda mais que a produção, apresenta forte presença da antiga monopolista estatal. A Figura 2 mostra como evoluiu, ao longo do período pós-reforma regulatória, a capacidade de refino da Petrobrás comparada com todas as demais empresas. Não é possível perceber grandes alterações no quadro. Este tipo de atividade é caracterizada por elevados níveis de investimento em capital. No entanto, o domínio da Petrobrás não parece estar apenas relacionado com as economias de escala e escopo advindas dos altos investimentos, mas além disso parece ser uma consequência do fato de a empresa ser ao mesmo tempo seu próprio cliente de derivados de petróleo e seu próprio fornecedor de petróleo. Isso facilita sua posição perante as demais empresas dado que reduz de forma relevante seus custos de transação.

Figura

2 – Evolução da Capacidade de Refino no Brasil

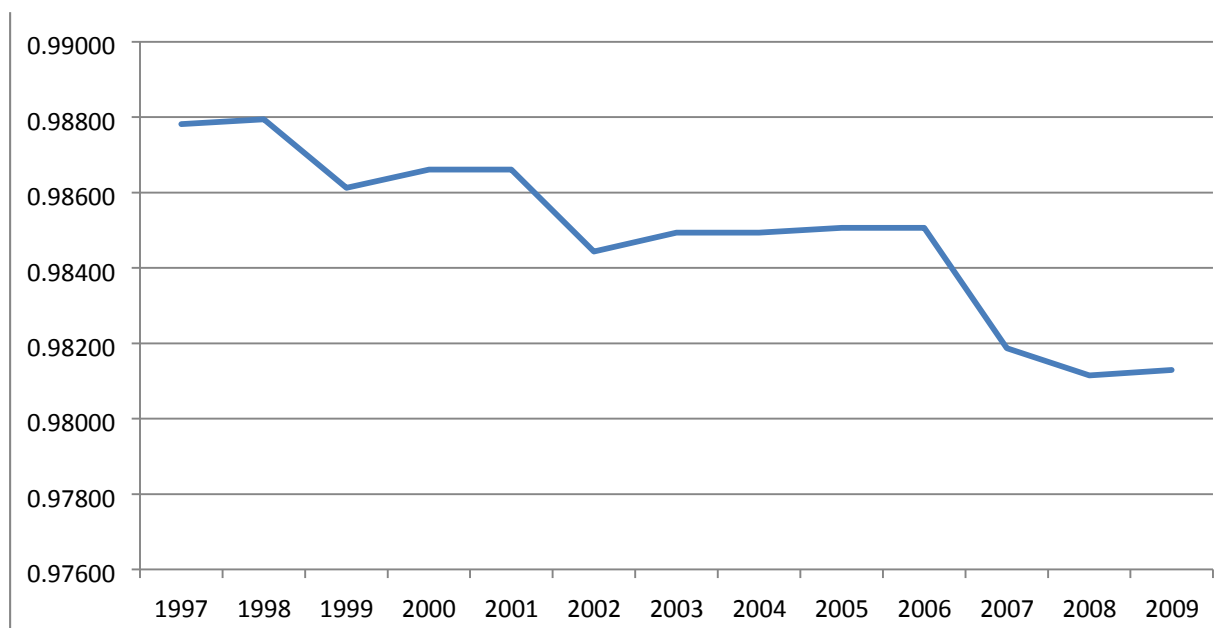


Fonte: ANP, 2011.

Na Figura 3, vê-se a evolução do índice HH⁵⁵⁵ ao longo do período pós-reformas. Apesar de ainda ser demasiadamente alto, é possível, no entanto, perceber uma leve tendência de redução no grau de concentração. Isto significa que apesar de altamente concentrado, o setor parece tender para um grau de concentração menor do que o atual.

⁵⁵⁵ O índice Hirschman-Herfindahl (HH) é um índice de concentração definido pela expressão $HH = \sum_{i=1}^n s_i^2$ ou, alternativamente, por $HH = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{s_i}{s}\right)^2$, onde s_i é a parcela de mercado da empresa i e s é a soma das parcelas de mercado de todas as empresas. A segunda expressão mostra mais claramente a estrutura de pesos presente neste índice. Ou seja, quanto maior for a parcela de mercado de uma empresa, maior será o valor atribuído a ela e maior será o valor do índice. O HH depende tanto da parcela de mercado de cada empresa quanto do número de empresas (Kupfer e Hasenclever, 2002).

Figura 3 – Índice HH para a Atividade de Refino no Brasil

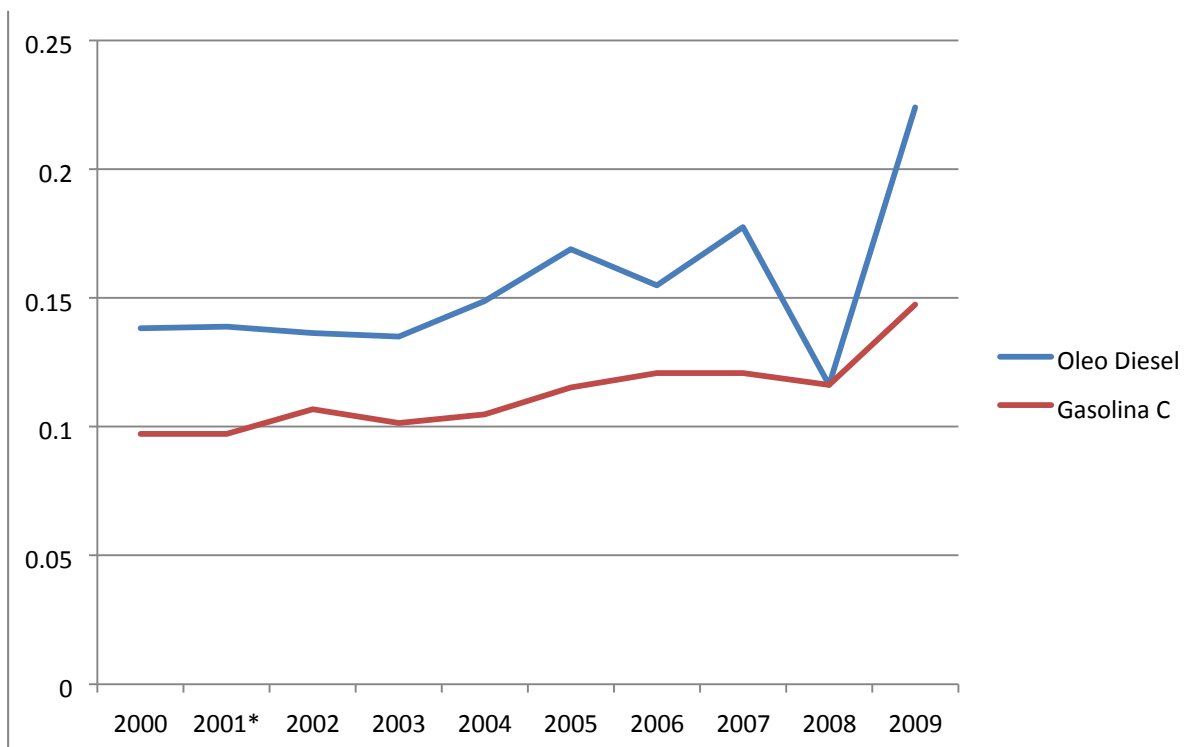


Fonte: ANP, 2011.

Distribuição

A atividade de distribuição de combustíveis não possui a característica de monopólio natural como a produção e o refino. Os investimentos são consideravelmente mais reduzidos em comparação as duas atividades anteriores. Isto se reflete em um número de empresas substancialmente superior aos das atividades *upstream* e em um grau de concorrência maior, assim como se pode constatar na Figura 4, que compara o índice HH para a distribuição dos principais derivados comercializados no Brasil, quais sejam, óleo diesel e gasolina. Esta figura mostra certa estabilidade com uma pequena tendência de aumento da concentração nesta atividade.

4 Índice HH para as Distribuidoras de Gasolina C e Óleo Diesel



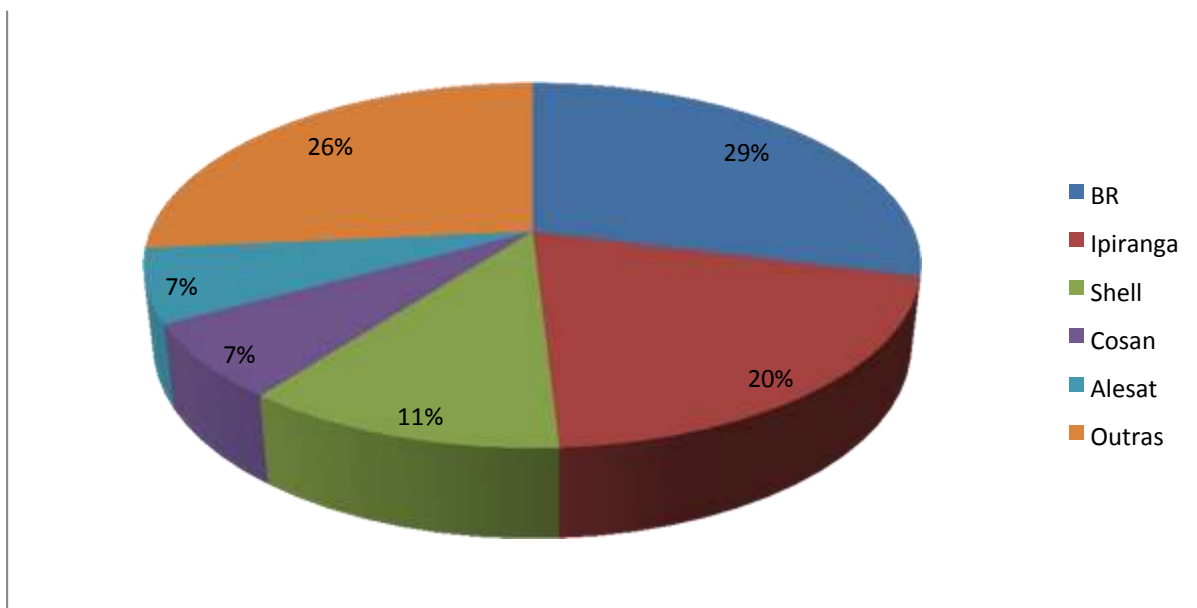
Fonte: www.anp.gov.br

As barreiras à entrada relativas ao nível de capital e de *know-how* necessário para entrar neste mercado não são os principais impecilhos a competição. No entanto, assim como nas atividade anteriores, há um certo predomínio da Petrobrás na figura de sua subsidiária, a BR Distribuidora. Esse predomínio, apesar de não ser tão claro quanto nas demais atividades *upstream*, também pode ser causado pelo fato a própria Petrobrás ser sua fornecedora de derivados de petróleo e, portanto, possuir custos de transação menores que seus concorrentes.

A Figura mostra a participação das distribuidoras nas vendas nacionais de gasolina C⁵⁵⁶ em 2009. Como se pode perceber, mais uma vez a Petrobrás é a líder com quase 30% de participação. A grande diferença aqui é que há outras distribuidoras que também possuem forte presença neste mercado, como e o caso da Ipiranga e da Shell.

⁵⁵⁶ Gasolina C é a gasolina comum que e comercializada nos postos revendedores e utilizada em automóveis. Esta gasolina é preparada pelas companhias distribuidoras que adicionam álcool etílico anidro à gasolina tipo A.

Figure 5 Participação das distribuidoras nas vendas nacionais de gasolina C em 2009



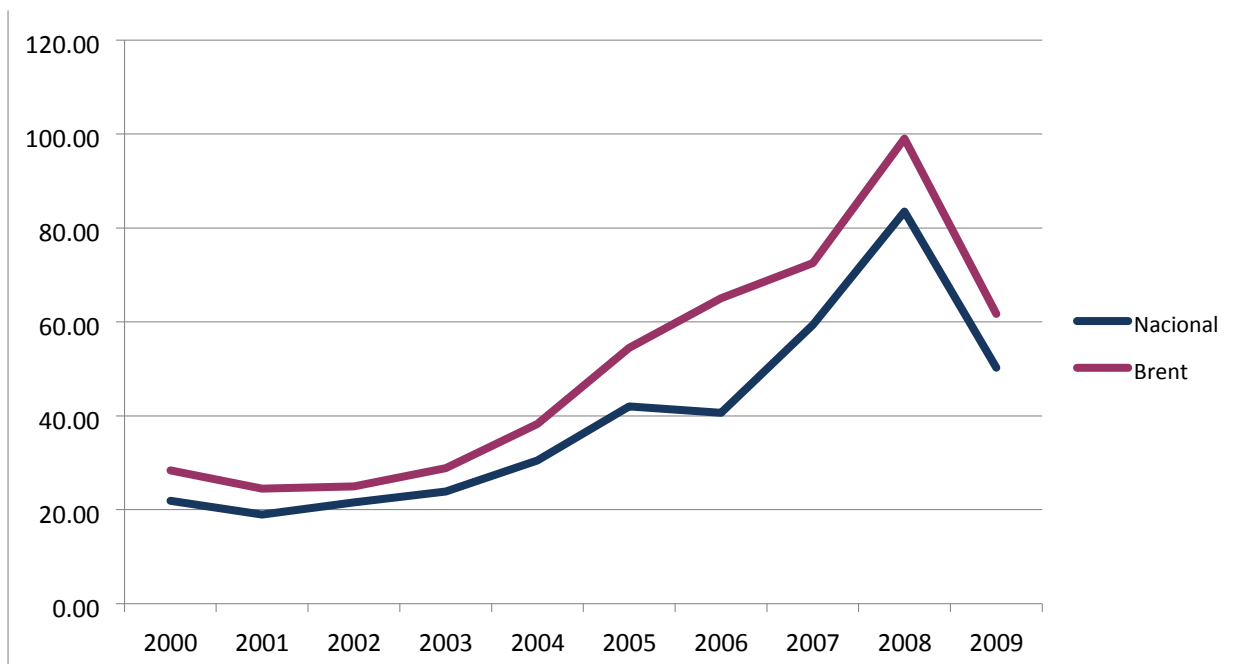
Fonte: ANP, 2011.

Evolução dos Preços na Indústria Petrolífera Brasileira

Desenvolvimento e Produção

Quando se compara a evolução dos preço do petróleo nacional com o preço de referência internacional, percebe-se que os preços praticados no Brasil são inferiores aos do mercado internacional, vide Figura 6.

6 Preço de Referência do Petróleo



Fonte: www.petrobras.com.br

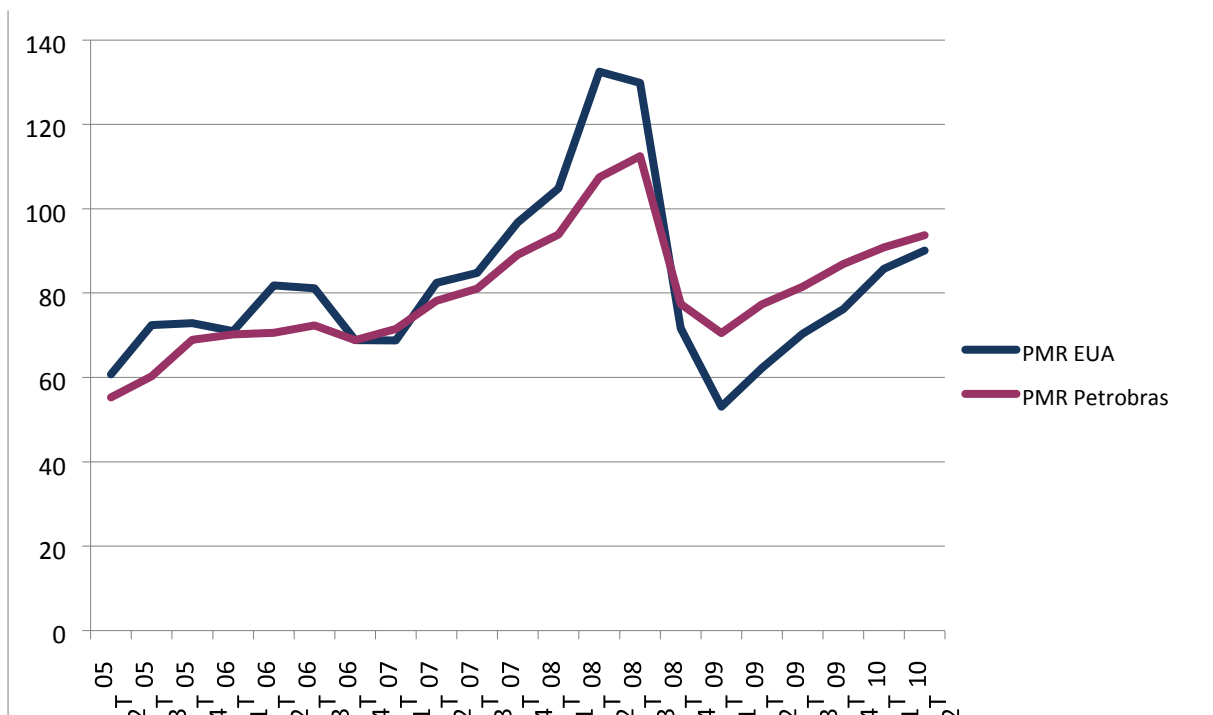
Refino

Uma maneira de tentar estudar o poder de monopólio em uma atividade pode ser através da análise das suas margens de comercialização, isto, quanto se paga pelos insumos menos o quando se recebe pelo produto final acabado. Na atividade de refino, o insumo seria o petróleo bruto e o insumo seriam os derivados de petróleo. No entanto, para se calcular o valor das margens, é preciso possuir um valor único para o preço dos derivados. Este valor é a média dos preços de todos os derivados comercializados em um determinado país ponderado pelo volume comercializado. Este preço médio e convencionalmente chamando de preço médio de realização.

Analisando a Figura , que compara a evolução dos preços médios de realização no Brasil com os dos EUA, percebe-se que no Brasil, apesar de os preços acompanharem a tendência de variação dos mercados internacionais, há uma tendência maior a estabilização dos preços. Isto significa, por exemplo, que as margens de refino tendem a variar mais no Brasil que nos EUA, pois quando o preço do petróleo varia, o preços dos derivados nacionais respondem em uma proporção menor que os preços no mercado americano.

Este fato parece ser apenas uma consequência do poder de mercado da Petrobrás. Como esta empresa domina tanto as atividades de produção quanto a de refino, se, por exemplo, os preços do petróleo caem, a atividade de produção se torna menos lucrativa ao mesmo tempo em que atividade de refino se torna mais lucrativa contrapondo os efeitos perversos que a queda do preço do petróleo teriam sobre a empresa. O contrário também é verdadeiro.

Figura 7 - Preço Médio de Realização



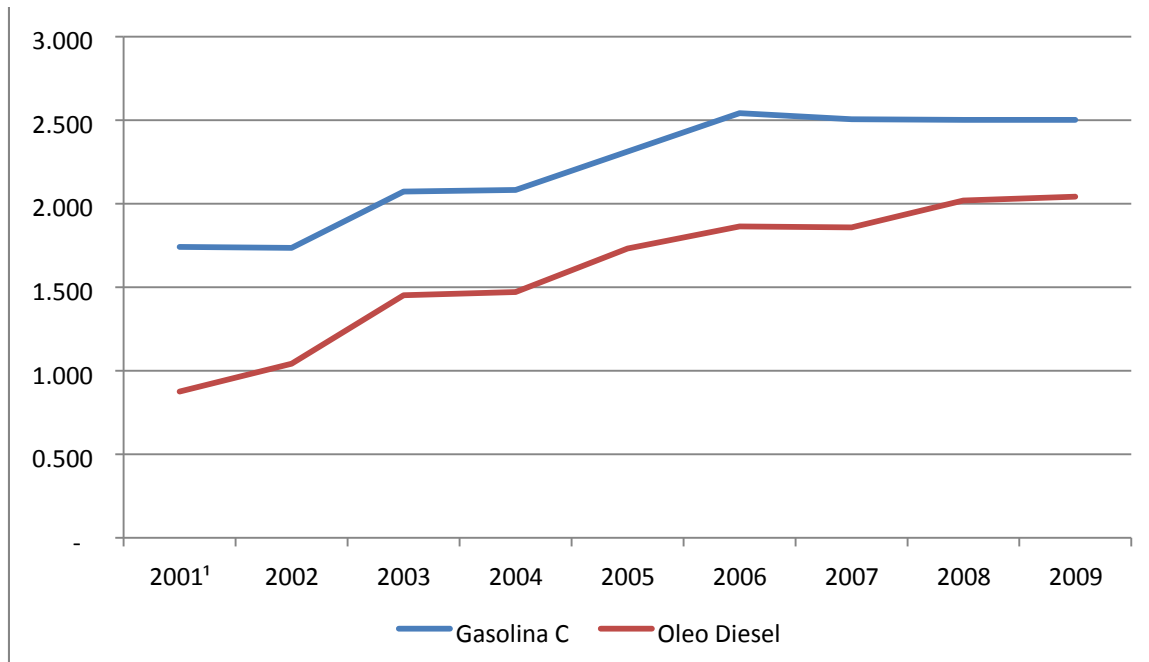
Fonte: www.petrobras.com.br

As margens de comercialização de combustíveis nacionais e internacionais parecem, na média, ser bastante próximas. A diferença está na maior estabilidade do mercado nacional que surge como uma consequência da forte presença da Petrobrás em todos os elos da cadeia produtiva desta indústria.

Distribuição

Quando se analisa o preço médio dos principais derivados de petróleo comercializados no Brasil durante o período que se sucedeu as reformas regulatórias, percebe-se uma tendência de alta nos preços, como se pode ver na Figura . No entanto, esta alta parece ser apenas uma consequência dos consecutivos aumentos no valor da commodity de petróleo nos mercados internacionais nos últimos anos.

8 - Preço Médio da Gasolina C e do Óleo Diesel (em R\$/litro)



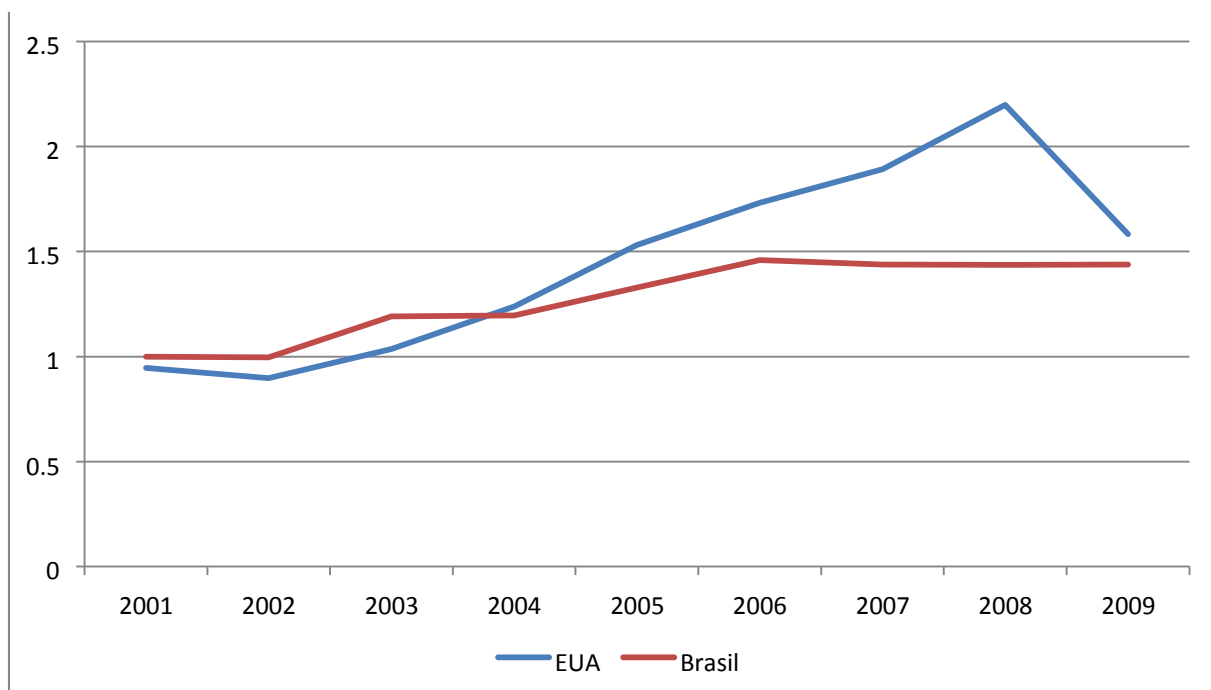
Fonte: ANP, 2011.

No entanto, o que se quer na verdade é saber se o mercado nacional estaria se comportando de maneira distinta dos demais países e, para isto, é preciso comparar a variação dos preços nacionais com a dos preços internacionais. Na Figura, vê-se os índices de preço da gasolina tanto do Brasil quanto dos EUA. É interessante observar que, assim como os preços médios de realização, os preços dos combustíveis ao consumidor final apresentam as mesmas características de maior estabilidade quando comparados aos mercados internacionais.

A causa deste comportamento dos preços também pode ser a mesma que explicaria o fato de os preços médios de referência serem mais estáveis no Brasil. Esta parece ser a política de precificação do principal *player* do mercado nacional. A Petrobrás, pela sua forte presença em todas as atividades desta indústria, define os preços do mercado enquanto os demais se limitam a apenas segui-los. Portanto, não há de fato, competição na indústria nacional, pelo menos no que diz respeito a competição via preços.

Neste caso, não se pode negligenciar o fato de que o governo federal possui uma participação relevante no capital social da Petrobrás. Isto explica este tipo de comportamento “estático” em termos de definição dos preços, dado que o preço dos combustíveis possui uma influência não desprezível sobre a inflação.

Figura 9 - Índice de Preços da Gasolina no Brasil e nos EUA



Fonte: ANP e EIA, 2011.

Conclusões

A reforma da indústria petrolífera brasileira, assim como as reformas de liberalização que ocorreram em vários outros países ao longo das últimas 3 décadas, buscava restringir o exercício do poder de monopólio, reduzir o peso sobre as contas públicas, incentivar a competição, criar incentivos a eficiência operacional e aumentar a qualidade dos serviços prestados, incentivar novos investimentos ao menor custo e estimular a inovação.

No que diz respeito aos objetivos de redução do exercício do poder de monopólio e incentivo a competição parece que ainda há um longo caminho a ser percorrido até que se possa atingí-los de maneira plena. Hoje, assim como antes das reformas, a Petrobrás, junto com suas subsidiárias, possui um grande poder de monopólio em todos os elos da cadeia desta indústria.

O fato de a reforma brasileira não ter aplicado o *unbundling* ao então monopolista estatal, permitiu que esta empresa mantivesse vantagens de custos sobre os demais competidores. Por possuir custos de transação menores, esta empresa consegue impedir eficazmente a entrada de potenciais competidores nos seus mercados de atuação e, assim, perpetuar o seu poder de monopólio.

Devido a esse poder de monopólio, a Petrobrás pôde, ao longo da última década, adotar uma política de precificação bastante estável quando comparada com outros mercados. Isso garante uma estabilidade aos preços dos combustíveis no mercado nacional. O fato de o governo federal possuir uma elevada participação no capital social desta empresa explica este tipo de comportamento, dado que o preço dos combustíveis possui uma influência não desprezível sobre a inflação do país. Assim, a Petrobrás serviria como instrumento de controle da inflação.

Mesmo em atividades com características mais competitivas como é o caso da distribuição de combustíveis, essa política também é adotada. Isto parece mostrar que as demais empresas não pretendem competir via preços com a líder de mercado, deixando que esta defina os preços enquanto as demais se limitam apenas a segui-los.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico 2010. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=37680&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1297881467171>. Acessado em: 2 de fevereiro de 2011.

BERG, S. (2000) “*Sustainable regulatory systems: laws, resources, and values*”. Utilities Policy 9, pp.159-170, 2000.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a Política Nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

CHANDLER, A. *The Visible Hand: the managerial revolution in American Business*. Cambridge (Mass.), Harvard University Press, 1977.

_____ *Scale and Scope*. Cambridge (Mass.), Harvard University Press, 1990.

Energy Information Administration (EIA). U.S. Weekly Retail. Disponível em: http://www.eia.gov/oil_gas/petroleum/data_publications/wrgp/mogas_history.html. Acessado em 6 de fevereiro de 2011.

GLACHANT, J. e PEREZ, Y. (2007) “*Institutional Economics and Network Industry Deregulation Policy*”, Groupe Réseaux Jean-Monnet, Université de Paris-Sud 11.

JOSKOW, P. (2004) “*Regulation and Deregulation After 25 Years: Lessons Learned for Research in*

Industrial Organization”, International Industrial Organization Conference, Cambridge Press, MIT.

KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (orgs.), (2002), “*Economia Industrial: Fundamentos Teóricos e Práticos no Brasil*”. Rio de Janeiro: Editora Campus.

PETROBRÁS. Divulgação de Resultados: 3 Trimestre de 2010. Disponível em:

http://www.petrobras.com.br/ri/ShowResultados.aspx?id_materia=zQtE6D2hEiYITVPCFTGoZw==&id_canaI=2tF/ZRNfQRh8MBzVzw4QaQ==&id_vinculo=hvN2ezWICL01UL3jSNCIPQ==. Acessado em: 2 de fevereiro de 2011.

STIGLER, G. (1968). “*The Organization of Industry*”. Homewood, Ill.: Irwin.

SUTTON, J. “*Technology and Market Structure*”. MIT Press, 1998.

TIROLE, J. *The Theory of Industrial Organization*. The MIT Press, Cambridge, 1988

WILLIAMSON, O. E. (1991). “*Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural Alternatives*”, *Administrative Science Quarterly*, 36 (june). Reimpresso em WILLIAMSON, O. E. (1996). *The Mechanisms of Governance*. New York: Oxford University Press.

TIME-VARYING CONTRIBUTION OF LIGHT SWEET CRUDE OIL FUTURES MARKETS TO PRICE DISCOVERY IN SPOT WTI MARKETS OVER THE PERIOD 1990-2010

Renan Pinheiro Silvério

Petróleo Brasileiro S.A. EDISE Sala 801, Av. Chile 65, Rio de Janeiro, RJ 20031-912, Brazil;
rsilverio@petrobras.com.br ; 55 21 3224-2125

Introdução

Segundo a Energy Intelligence (2007), existem mais de 180 correntes de petróleos sendo transacionadas no mundo, cada uma com as suas características e o seu preço. Tal informação torna claro o fato de que o petróleo não é um bem homogêneo. Ainda assim, Kaufmann e Ullman (2009) mostram que os preços de petróleos diferentes, negociados em mercados igualmente diferentes apresentam movimentos similares ao longo do tempo. Com base nisso, é relevante para o entendimento do funcionamento do mercado a análise das relações entre os preços desses diversos óleos e a identificação daqueles que seriam mais relevantes para a formação de preços.

Conforme descreve Mabro (2005), o mercado de petróleo passou por transformações relevantes na década de 1980 que serviram para definir os fundamentos do seu funcionamento desde então. Até o colapso dos preços do petróleo em 1986, os óleos mais relevantes em termos de precificação eram aqueles vendidos pelas grandes nações produtoras do Oriente Médio, cujos preços eram o fruto de decisões tomadas pelas nações produtoras. É o que se convencionou chamar de Government Selling Prices ou Official Selling Prices (GSP ou OSP). Nessa época os mercados *spot* para a transação de cargas físicas já eram relevantes e, apesar de servirem de palco para cerca de 5% das transações mundiais de petróleo (Energy Intelligence, 2007), seu comportamento já influenciava a formação dos GSPs e OSPs dos países produtores.

No ano de 1986, conforme mostra Mabro (2005), surge o primeiro contrato⁵⁵⁷ de venda de petróleo que utiliza uma fórmula contendo um preço *spot* como referência para o nível de preços e acrescenta um diferencial. Tal prática começa a se difundir entre os diversos participantes do mercado e passa a representar o principal fundamento da arquitetura de formação dos preços do petróleo vigente até hoje. Em linhas gerais, para uma determinada corrente de óleo, petróleos ditos “marcadores” são utilizados como referência para o nível de preços enquanto o preço específico da corrente em questão é definido através de um diferencial para o preço do petróleo marcador. Esse diferencial é influenciado por uma série de fatores, dentre eles o seu rendimento no refino, condições de oferta e demanda, estratégia comercial do produtor, logística e aspectos geopolíticos.

⁵⁵⁷ Tal contrato foi desenvolvido pela Pemex e utilizava o petróleo WTI como referência para as vendas do petróleo mexicano no mercado Americano.

Por causa dessa fundamentação, o preço dos petróleos marcadores torna-se o centro de análise. Diferente dos petróleos do Oriente Médio que eram precificados na base de preços administrados nas décadas de 1960 e 1970, os preços dos petróleos marcadores são definidos através de mecanismos de concorrência. Esta se dá entre um grande número de compradores e vendedores que realizam, diariamente, transações com cargas físicas de petróleo, permitindo a definição do seu preço.

Ao longo do tempo, contudo, os mercados para os petróleos marcadores foram sendo ampliados em termos de sofisticação e complexidade. E isso se deve a dois fatores principais:

No sistema de preços administrados, os preços eram alterados segundo uma periodicidade definida e após certo grau de avaliação das condições políticas e de mercado por parte dos responsáveis pelos OSPs e GSPs. No caso dos preços definidos em um mercado concorrencial, as variações de preços acontecem várias vezes por dia, como resultado da avaliação instantânea e descentralizada das condições de mercado por parte de seus participantes. Esse grau de incerteza e volatilidade resulta em um maior risco para os seus participantes, risco esse que suscitou o desenvolvimento de mecanismos para a sua administração.

Em teoria, os mercados físicos nos quais os óleos marcadores são transacionados dependem de uma base física relativamente ampla para existirem. Com o passar do tempo, a produção desses óleos marcadores declinou e o volume de transações nesses mercados ficou cada vez menor, facilitando *squeezes* e dificultando a utilização desses preços para a precificação de transações, uma vez que a tradução das novas informações sobre o mercado em termos de preços ficou prejudicada.

O desenvolvimento de mercados de derivativos (principalmente dos mercados de contratos futuros) para esses óleos marcadores desempenhou importante papel na solução dos problemas suscitados pelos dois fatores acima mencionados. Conforme afirma Garbade e Silber (1983), a transferência de risco e a função de *price discovery* são as principais contribuições dos mercados futuros para a organização da atividade econômica.

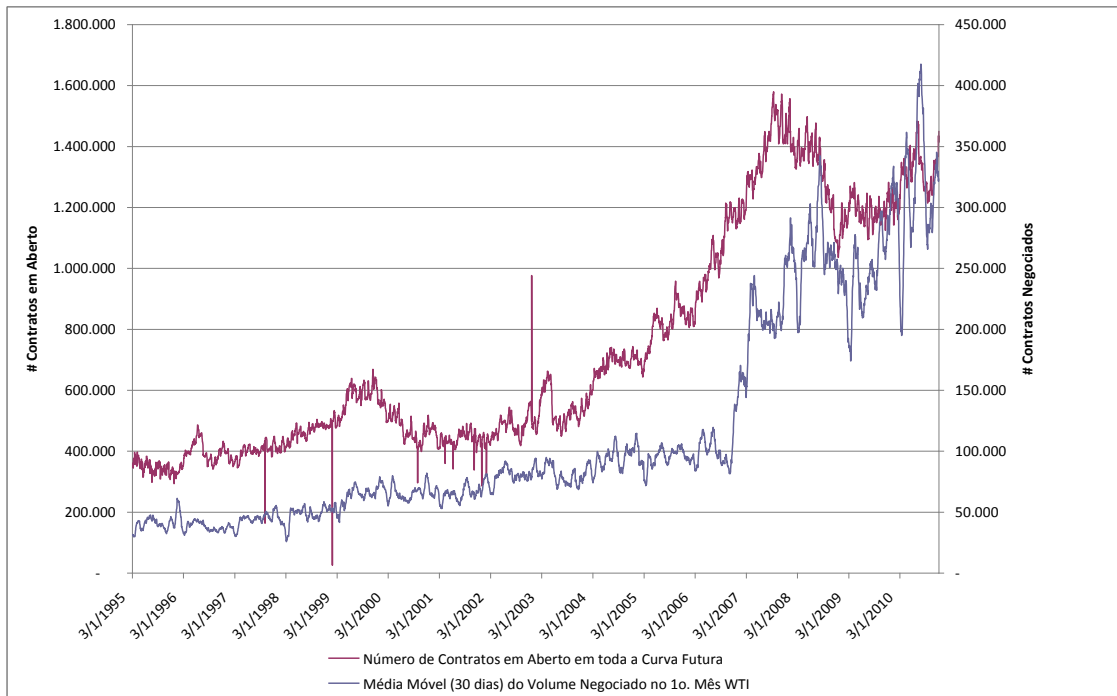
A função de *price discovery* é definida em Garbade e Silber (1983) como a habilidade de um dado mercado de rapidamente refletir a chegada de novas informações em termos de variações de preços. No caso do mercado de petróleo, assim como ocorre com outras commodities, os mercados de contratos futuros auxiliam na transmissão das informações de mercado para os preços *spot*.

Partindo do pressuposto de que o mercado de contratos futuros de petróleo possui uma natureza diferente daquela observada nos mercados *spot*, objetiva-se investigar o grau de contribuição desses mercados para o processo de *price discovery* nos mercados *spot* dos petróleos marcadores, que, dentro do atual mecanismo de definição dos preços, são os responsáveis pela definição do nível de preços de muitos dos petróleos transacionados no mundo.

No presente artigo optou-se por analisar essa relação no contexto do petróleo WTI que, conforme mostra a Energy Intelligence (2007), é um tipo de petróleo amplamente utilizado como referência em fórmulas de precificação nos contratos de comercialização em suas transações com os EUA.

Os mercados futuros do WTI mostraram expressivo ritmo de crescimento desde o seu lançamento. Os dados do gráfico 1 a seguir mostram uma forte expansão do volume de posições em aberto na NYMEX ao longo dos últimos 20 anos, com uma aceleração do ritmo na década de 2000. Com o intuito de verificar a aplicabilidade ao mercado de petróleo do pressuposto de Garbade e Silber (1983) de que os mercados mais líquidos tendem a aparecer como dominantes nas relações com mercados menos líquidos, no presente artigo será testada a hipótese de que a contribuição dos mercados futuros no processo de *price discovery* ampliou-se entre 1990 e 2010, com certo grau de intensificação a partir da década de 2000.

Gráfico 1: Comparativo entre o Número de Posições em Aberto nos contratos futuros de Light Sweet Crude da Nymex e o Volume de Transações realizadas no contrato de primeiro mês (1995 – 2010)



Fonte: Bloomberg

Na próxima seção será descrita a metodologia utilizada para avaliar a contribuição do mercado de contratos futuros para a função de *price discovery* do mercado spot do óleo marcador. Na seção subsequente serão apresentados os resultados e uma discussão a respeito deles. A seção final fica reservada às conclusões e às sugestões de aprofundamento.

Teoria e Metodologia de Análise

O Conceito de Price Discovery

O artigo escrito por Garbade e Silber (1983) desenvolve um modelo analítico da relação de longo prazo entre os preços *spot* e futuro de uma determinada commodity, modelo esse capaz de permitir a mensuração da contribuição dos movimentos do contrato futuro no processo de *price discovery* do mercado *spot*. Na modelagem em questão, é assumido que os mercados spot e futuro estão ligados entre si por um grupo de agentes que, por estarem presentes em ambos, aproveitam-se de oportunidades de arbitragem. Contudo, devido aos custos de transação, esta arbitragem não possui elasticidade infinita, fazendo com que a contribuição de cada um dos mercados para o processo de *price discovery* seja diferenciada. Um dos mercados é considerado

dominante no processo quando é possível observar que o outro se ajusta mais rapidamente para restabelecer a condição de não arbitragem entre eles.

Posteriormente, o trabalho de Schwarz e Szkamary (1994) contribui com o desenvolvimento da literatura empírica a respeito do assunto ao demonstrar a relação entre o modelo de Garbade e Silber (1983) e o modelo de cointegração descrito em Engle e Granger (1987). Essa relação consiste no entendimento de que o teste de cointegração entre duas séries de preços funciona como um teste do grau de elasticidade de arbitragem entre elas. A representação da relação entre duas séries de preços como um modelo de cointegração permitiu a construção de diferentes definições para o processo de *price discovery*.

Para o presente estudo, é utilizada a decomposição permanente/transitório sugerida por Gonzalo e Granger (1995), que afirmam que a contribuição de um mercado para o processo de *price discovery* é medida como o peso das inovações nesse mercado sobre as inovações observadas no nível do fator comum (permanente) entre os preços dos dois mercados. Conforme mostram Figuerola-Ferreti e Gonzalo (2010) a utilização dessa metodologia é mais adequada⁵⁵⁸ para dados diários, como os do presente estudo e é vantajosa por gerar um resultado único para essa medida.

A relação entre os preços spot e futuro de uma commodity

Conforme mencionado na seção anterior, os preços spot e futuro de uma determinada commodity se relacionam através de uma arbitragem entre os dois mercados. Por definição, o preço futuro de um dado bem representa o valor que hoje se atribui à disponibilidade do mesmo em um momento do futuro. Teoricamente, por se tratarem da expressão do valor do mesmo bem em dois momentos distintos no tempo, é natural que exista uma lógica que relaciona esses dois preços.

Segundo a Teoria da Armazenagem enunciada em Kaldor (1939), o preço futuro de uma *commodity* depende do seu preço *spot*, dos custos de armazenagem até o momento futuro, da taxa de juros e do *convenience yield*, que representa uma medida dos ganhos derivados da posse física de um bem.

Outra possível abordagem é a teoria do Backwardation Normal que, conforme descreve Gorton et al (2007), enxerga o mercado futuro como um mecanismo de transferência de risco. Segundo essa lógica, a diferença entre o preço futuro e o preço *spot* consiste na expectativa de variação do preço *spot* subtraída de um prêmio de risco. O referido risco é incorrido pelo possuidor do contrato futuro em função da possibilidade de erro na avaliação das expectativas futuras do preço *spot*.

⁵⁵⁸ Segundo Lehmann (2002), para dados de alta frequência é preferível utilizar a metodologia do Information Share, desenvolvida em Hasbrouck (1995). Apesar de gerar uma faixa de medidas para a contribuição de um mercado para o processo de price Discovery, essa faixa torna-se reduzida quando a metodologia é aplicada em séries de preços com baixa correlação entre-si, caso comum quando trabalha-se com dados de alta frequência.

Em uma revisão bibliográfica das possíveis abordagens para a relação entre o preço *spot* e o preço futuro, Gorton et al (2007) identificam que as duas abordagens não são necessariamente conflitantes e refletem aspectos diferentes, porém complementares, dessa relação. Dessa forma, é possível considerar que a diferença entre os preços futuro e *spot* em um dado momento do tempo incorpora os elementos mencionados nas duas teorias. Tal diferença seria, portanto, função de custos de armazenagem, da taxa de juros, das expectativas dos agentes a respeito do preço *spot* no futuro e de um prêmio de risco.

Dada a existência de uma relação de longo prazo entre os preços *spot* e futuro de uma *commodity*, e que ambos os preços representam séries temporais não estacionárias, Caporale et al (2010) demonstram que, caso as séries dos preços sejam cointegradas com um vetor de cointegração estatisticamente unitário⁵⁵⁹, é possível concluir que o modelo de cointegração é uma representação adequada da relação de longo prazo entre as duas variáveis e que os elementos mencionados no parágrafo anterior, que são representados como componentes da diferença entre elas, podem ser considerados endógenos ao modelo.

Com base nesse resultado, é possível afirmar que a modelagem da relação entre duas séries de preços através de um modelo de cointegração e correção de erros atende a dois objetivos. O primeiro deles é o de representar adequadamente a relação entre os preços *spot* e futuro de uma determinada *commodity*, em acordo com as teorias da Armazenagem e do Backwardation Normal. O segundo é, conforme visto na seção anterior, permitir testar e medir a contribuição do mercado futuro para o processo de *price discovery*, segundo a metodologia da decomposição permanente/transitório.

O processo de *price discovery*: metodologia de mensuração

Com base nas considerações realizadas nas seções anteriores, o cálculo da medida de contribuição do mercado futuro para o processo de *price discovery* do preço *spot* é possibilitado pela representação da relação entre as duas variáveis na forma de um modelo de cointegração e correção de erros. Assumindo que S_t e F_t consistem, respectivamente, nos logaritmos dos preços *spot* e futuro da *commodity* no momento t , e β_t como a variável que sintetiza os elementos propostos pelas teorias enunciadas na seção anterior, a equação em (1), a seguir, representa a relação de cointegração entre S_t e F_t e as expressões em (2) representam as equações de correção de erros para S_t e F_t . Os coeficientes c^F_1 , c^F_2 , c^S_1 e c^S_2 acompanham os termos determinísticos do modelo de correção de erros.

$$(1) \quad S_t = F_t + \beta_t$$

⁵⁵⁹ Nesse caso, aplicando restrições ao vetor de cointegração, não será possível rejeitar a hipótese nula de que o vetor de cointegração é restrito.

$$(2) \quad \begin{aligned} \Delta F_t &= \alpha^F_t (S_{t-1} - F_{t-1} - \beta_{t-1}) + c^F_1 \Delta S_{t-1} + c^F_2 \Delta F_{t-1} + \varepsilon^F_t \\ \Delta S_t &= \alpha^S_t (S_{t-1} - F_{t-1} - \beta_{t-1}) + c^S_1 \Delta S_{t-1} + c^S_2 \Delta F_{t-1} + \varepsilon^S_t \end{aligned}$$

Onde:

$S_t \rightarrow$ Logaritmo do preço *spot* do WTI

$F_t \rightarrow$ Logaritmo do preço do contrato futuro de primeiro mês do WTI

$\alpha^S_t \rightarrow$ Coeficiente de ajuste da Equação de correção de erros do preço *spot*

$\alpha^F_t \rightarrow$ Coeficiente de ajuste da Equação de correção de erros do preço do contrato futuro

ε^F_t e $\varepsilon^S_t \rightarrow$ Resíduos Normais não correlacionados entre si

Caporale et al (2010) usando a metodologia proposta em Gonzalo e Granger (1995) e Figuerola-Ferreti e Gonzalo (2010) mostram que a medida de contribuição do preço futuro para o processo de *price discovery* pode ser obtida a partir do modelo enunciado nas equações (1) e (2).

Aritmeticamente, essa medida, denotada por δ na expressão (3) a seguir é expressa por:

$$(3) \quad \delta = \frac{\alpha^S_t}{\alpha^S_t + \alpha^F_t}$$

Por ser obtida a partir de estimativas pontuais dos parâmetros do modelo de correção de erros, a medida δ também é de natureza pontual. Em função de disso, torna-se impossível verificar se a contribuição dos mercados futuros para o processo de *price discovery* mostrou variação ao longo do tempo. Por outro lado, as análises realizadas por Sanders et al (2004), Master e White (2008), Buyuksahin et al (2009) e Parsons (2009) mostram algumas evidências de que os mercados futuros de petróleo passaram por um intenso processo de desenvolvimento nos últimos anos envolvendo o seu crescimento e a diversificação de seus participantes. Com base nisso, é razoável supor que a sua relação com o mercado *spot* variou ao longo do tempo, levando a variações na sua contribuição para o processo de *price discovery*.

Foster (1996) e, posteriormente, Caporale et al (2010) utilizam a representação do modelo de cointegração na forma de espaço de estados e a técnica de Filtro de Kalman para avaliar as flutuações dos parâmetros de ajuste das equações de correção de erro e, assim, obter uma medida de *Price discovery* variável no tempo. A abordagem do presente estudo seguirá esta mesma linha.

Conforme define Hamilton (1994), algumas classes de modelos lineares dinâmicos podem ser representadas na forma de espaço de estados. As expressões descritas a seguir em (4) representam as equações de transição, que descrevem a evolução do estado de um sistema no tempo. As equações expressas em (5) representam as equações de observação, que descrevem a relação do estado do sistema definido em (4) com as realizações das variáveis observáveis. Estas

equações são construídas com a mesma estrutura do modelo de correção de erros descrito em (1) e (2)

$$(4) \quad \begin{aligned} A_{1t} &= A_{1t-1} + \eta_{1t} \\ A_{2t} &= A_{2t-1} + \eta_{2t} \end{aligned}$$

$$(5) \quad \begin{aligned} \Delta F_t &= A_{1t}(S_{t-1} - F_{t-1} - \beta_{t-1}) + c^F_1 \Delta S_{t-1} + c^F_2 \Delta F_{t-1} + \varepsilon^F_t \\ \Delta S_t &= A_{2t}(S_{t-1} - F_{t-1} - \beta_{t-1}) + c^S_1 \Delta S_{t-1} + c^S_2 \Delta F_{t-1} + \varepsilon^S_t \end{aligned}$$

Onde:

$A_{2t} \rightarrow$ Variável de estado análoga ao coeficiente α^S_t em (2)

$A_{1t} \rightarrow$ Variável de estado análoga ao coeficiente α^F_t em (2)

η_{1t} e $\eta_{2t} \rightarrow$ Resíduos normais e não correlacionados entre si.

$S_t \rightarrow$ Logaritmo do preço *spot* do WTI

$F_t \rightarrow$ Logaritmo do preço do contrato futuro de primeiro mês do WTI

ε^F_t e $\varepsilon^S_t \rightarrow$ Resíduos Normais não correlacionados entre si

A partir da modelagem acima, é possível construir uma medida δ_t de contribuição do mercado futuro para o processo de *price discovery* do preço *spot* variável no tempo. Com base na analogia entre as equações expressas em (2) e em (5), a medida δ_t é expressa pela equação (6) a seguir.

$$(6) \quad \delta_t = \frac{A_{2t}}{A_{2t} + A_{1t}}$$

De acordo com Hamilton (1994), o filtro de Kalman pode ser descrito como um algoritmo que permite obter a previsão ótima do estado de uma variável no período t com base nas realizações das variáveis observadas até a data $t-1$. A partir da construção de uma série de valores para as variáveis de estado A_{2t} e A_{1t} com base no filtro de Kalman, é possível, com o uso da expressão em (6) obter uma série que represente o comportamento de δ_t no tempo.

Análise dos Resultados Empíricos

Para testar a hipótese de que a contribuição dos mercados futuros para o processo de *price discovery* do preço *spot* do WTI ampliou-se ao longo do tempo faz-se necessária a realização de um roteiro de testes estatísticos com as séries de preço *spot* e futuro do WTI. Os preços diários

desde 10/1/1990 até 8/10/2010 do mercado *spot* em Cushing e do contrato futuro de primeiro mês da NYMEX foram obtidos junto ao departamento de energia dos EUA (US - DOE).

Inicialmente foi realizada uma bateria de testes de raiz unitária para verificar se ambas as séries são integradas de mesma ordem. Os resultados, conforme expressos nas tabelas seguintes, mostram que tal hipótese não pode ser rejeitada, permitindo que seja possível testar a hipótese de cointegração entre as duas séries. Em termos de nomenclatura, a série “WTISPOT” corresponde ao preço *spot* do WTI enquanto a série “CL1” corresponde ao preço do contrato futuro do WTI de primeiro mês na NYMEX.

Quadro 2: Resultado dos testes de Raiz Unitária da série dos Preços Spot do WTI (S_t)

Null Hypothesis: WTISPOT has a unit root			
Exogenous: Constant, Linear Trend			
Lag Length: 5 (Automatic based on SIC, MAXLAG=32)			
		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-2.464734	0.3459
Test critical values:	1% level	-3.959746	
	5% level	-3.410641	
	10% level	-3.1271	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.			
Null Hypothesis: CL1 has a unit root			
Exogenous: Constant, Linear Trend			
Lag Length: 5 (Automatic based on SIC, MAXLAG=32)			
		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-2.41496	0.3716
Test critical values:	1% level	-3.959746	
	5% level	-3.410641	
	10% level	-3.1271	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.			

Quadro 3: Resultado dos testes de Raiz Unitária da série dos Preços Futuros do WTI (F_t)

Null Hypothesis: D(WTISPOT) has a unit root			
Exogenous: None			
Lag Length: 4 (Automatic based on SIC, MAXLAG=32)			
		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-34.4217	0.0000
Test critical values:	1% level	-2.565393	
	5% level	-1.940883	
	10% level	-1.61666	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.			
Null Hypothesis: D(CL1) has a unit root			
Exogenous: None			
Lag Length: 4 (Automatic based on SIC, MAXLAG=32)			
		t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-34.18055	0.0000
Test critical values:	1% level	-2.565393	
	5% level	-1.940883	
	10% level	-1.61666	
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.			

No que tange à hipótese de que existe uma relação de longo prazo entre as duas variáveis, foi realizado um teste de cointegração de Johansen entre elas. Para avaliar a hipótese levantada por Caporale et al (2010) de que os componentes de custo de carregamento, convenience yield e prêmio de risco estariam endogeneizados, foi incluída uma restrição de coeficientes unitários no vetor de cointegração. O resultado do teste, mostrado na tabela seguinte, indica que existe um vetor de cointegração entre as duas variáveis ao nível de 5%, e a hipótese de que as restrições no vetor de cointegração são válidas também não pode ser rejeitada ao nível de 5% de significância.

Quadro 4: Resultado do teste de cointegração de Johansen entre as séries de preços e teste da hipótese de restrição ao vetor de cointegração

Date: 11/14/10 Time: 10:19
 Sample: 1/01/2009 8/10/2010
 Included observations: 419
 Trend assumption: Linear deterministic trend
 Series: LOG(WTISPOT) LOG(CL1)
 Lags interval (in first differences): 1 to 2

Unrestricted Cointegration Rank Test (Trace)

Hypothesized No. of CE(s)	Trace		0.05	
	Eigenvalue	Statistic	Critical Value	Prob.**
None *	0.205705	99.57662	15.49471	0.0001
At most 1	0.007326	3.080934	3.841466	0.0792

Trace test indicates 1 cointegrating eqn(s) at the 0.05 level

* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level

**MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

Unrestricted Cointegration Rank Test (Maximum Eigenvalue)

Hypothesized No. of CE(s)	Max-Eigen		0.05	
	Eigenvalue	Statistic	Critical Value	Prob.**
None *	0.205705	96.49569	14.2646	0.0000
At most 1	0.007326	3.080934	3.841466	0.0792

Max-eigenvalue test indicates 1 cointegrating eqn(s) at the 0.05 level

* denotes rejection of the hypothesis at the 0.05 level

**MacKinnon-Haug-Michelis (1999) p-values

Restrictions:

$$B(1,2) = -1, B(1,1) = 1$$

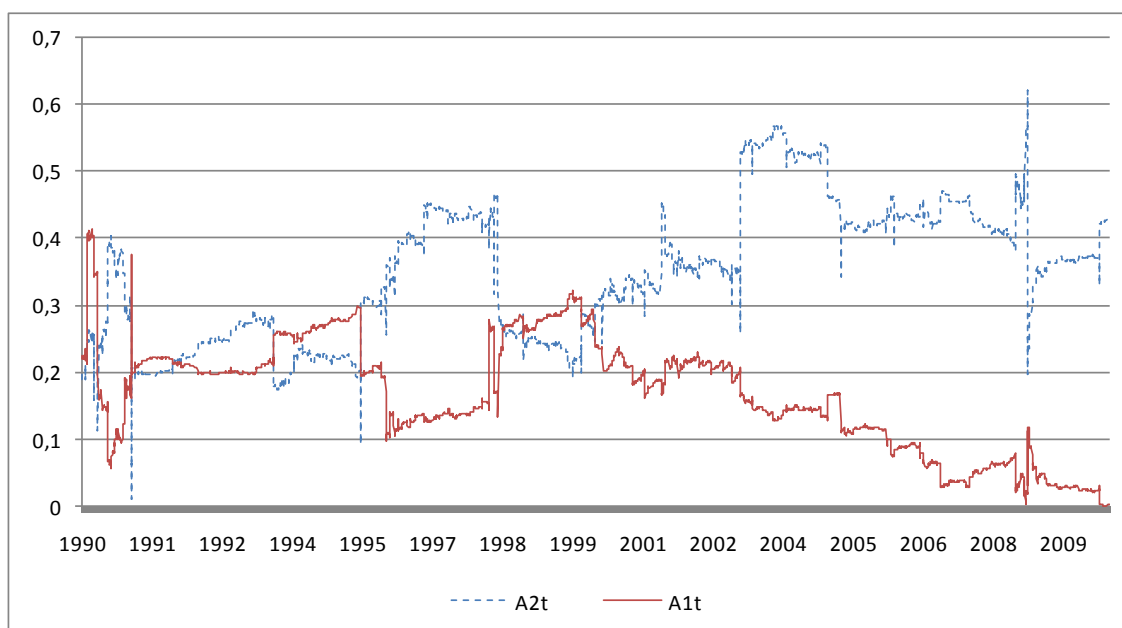
Tests of cointegration restrictions:

Hypothesized No. of CE(s)	Restricted LR		Degrees of	
	Log-likelihood	Statistic	Freedom	Probability
1	2457.642	3.661528	1	0.055683

Avaliadas as hipóteses a respeito da relação de longo prazo entre os dois preços, faz-se necessário proceder para a avaliação da relação entre as variáveis ao longo do tempo. Usando o modelo enunciado na seção 2, na forma de espaço de estados, foi avaliada a evolução dos coeficientes de ajuste do modelo de correção de erros. As séries dos dois coeficientes de ajuste são mostradas em

módulo⁵⁶⁰ nos gráficos seguintes. Enquanto A_{2t} corresponde ao coeficiente de ajuste da equação de correção de erros dos preços spot, a série A_{1t} mostra o comportamento do coeficiente de ajuste na equação de correção de erros do preço futuro (ver Gráfico 1).

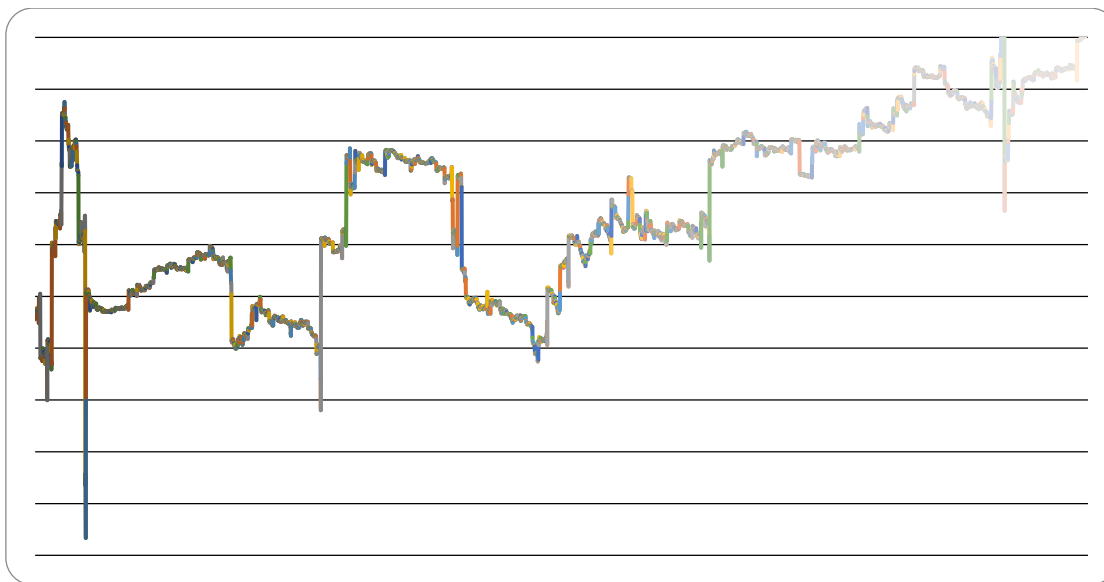
Gráfico 1: Série dos Coeficientes de ajuste das equações de correção de erro após a aplicação do Filtro de Kalman (1990 – 2010)



A análise do gráfico mostra que o preço futuro ficou cada vez menos reativo a mudanças na relação de longo prazo entre as duas variáveis, com os ajustes ocorrendo sempre pelo lado do preço *spot*. Em linha, na análise da medida δ_t de contribuição do preço futuro no processo de *price discovery*, plotada no gráfico 2, verifica-se que o mercado futuro vem contribuindo cada vez mais ao longo do tempo.

⁵⁶⁰ A apresentação em módulo das séries tem o objetivo de facilitar a visualização e a comparação entre as séries, uma vez que, por construção, a série A_{2t} apresenta valores negativos.

Gráfico 2: Série da medida de Contribuição do mercado futuro para o Processo de Price Discovery do preço no mercado *Spot* (δ_t) (1990 – 2010)



Seguindo a orientação de Garbade e Silber (1983) e Foster (1996), valores superiores a 0.5 indicam predominância dos mercados futuros no processo de *price discovery*. Dada a importância do mercado de contratos futuros da NYMEX no mercado americano, era de se esperar que este tivesse uma contribuição semelhante a dos mercados spot no seu processo de *price discovery*. Contudo, após a depressão nos preços ocorrida em 1998, a contribuição dos mercados futuros vem mostrando constante elevação, ultrapassando os níveis observados nos anos de 1990 e 1991, que Foster (1996) atribui às tensões provocadas pela primeira Guerra do Golfo entre EUA e Iraque.

Comparando a evolução da medida de *price discovery* com os preços do petróleo, quatro momentos da história recente do petróleo chamam a atenção:

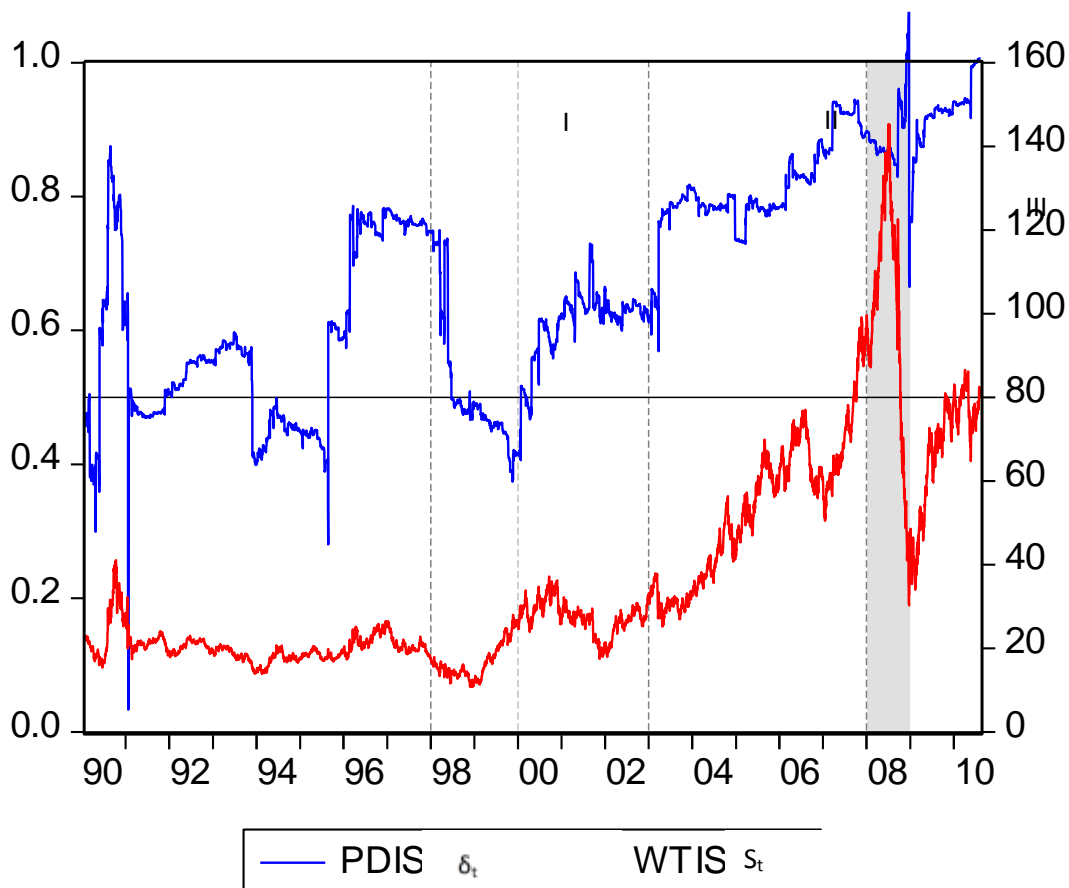
O momento I, compreendido pelos anos de 1998 e 1999, corresponde ao período em que os preços chegaram a patamares próximos dos US\$ 10/bbl em termos nominais em função de um excesso de oferta por parte da OPEP e uma crise econômica nos países asiáticos (Mabro, 1998). Nesse momento observa-se que a contribuição dos mercados futuros diminuiu e houve um espaço de tempo de predominância dos preços spot, concomitante com a recuperação dos preços.

O momento II, entre os anos de 2003 e 2007, corresponde a um período de sucessivos recordes de preços. Segundo Szklo (2005), existe uma série de fatores que precisam ser analisados a respeito da movimentação dos preços nesse período, tais quais o espectro da penúria pelo lado da oferta, os gargalos do refino, novos padrões de demanda por petróleo, considerações geopolíticas e um possível impacto da especulação financeira. Contudo, nenhuma explicação definitiva para esse

fenômeno encontra-se disponível na literatura. Nesse momento, a análise do presente artigo mostra que os mercados futuros tornaram-se cada vez mais predominantes ao longo do tempo.

A área sombreada, que corresponde ao conturbado ano de 2008, apresenta um comportamento errático dos preços, que subiram constante e rapidamente até atingirem recordes históricos por volta do meio do ano e, posteriormente iniciaram uma trajetória de declínio, que se intensificou com a quebra do banco Lehman Brothers em setembro. A medida da contribuição do mercado futuro para o processo de *price discovery* também mostra fortes flutuações. Até o pico dos preços, ela mostra uma trajetória de declínio, que se interrompe em setembro em uma data próxima daquela em que foi anunciada a quebra do Lehman Brothers. A partir desse momento ela retoma a trajetória de elevação até o mês de dezembro, quando os preços atingem níveis próximos de US\$ 40/bbl, quando sofrem forte declínio.

No momento III, que vai do início de 2009 até o final da amostra (outubro/2010), os preços recuperam-se a partir dos níveis de dezembro de 2008 até atingirem certo grau de estabilidade entre 70 e 85 US\$/bbl. A medida da contribuição do mercado futuro também mostra elevação no período, estabilizando-se em um patamar superior ao observado no final de 2007.



Qualquer afirmação teórica que busque conectar os movimentos dos preços do petróleo aos movimentos da dominância do mercado futuro I re os preços *spot* do petróleo de forma

conclusiva teria um caráter ainda preliminar. Contudo, a observação dos comportamentos das duas variáveis nos quatro momentos anteriormente mencionados permite a formulação de hipóteses a serem testadas em estudos posteriores.

A respeito do período II, existe intenso debate a respeito da existência de um impacto especulativo sobre a elevação dos preços do petróleo onde a principal linha de pesquisa tem sido a tentativa de relacionar os movimentos dos preços do petróleo com os movimentos dos tipos de agentes no mercado futuro da NYMEX usando dados da CFTC como base. Entre as principais referências, podemos citar os trabalhos de Sanders et al (2004), Haigh et al (2005), Cavalcante (2007), o Interim Report on Crude Oil (2008) do governo americano e Silvério (2010).

Segundo autores como Cifarelli e Paladino (2010) e Masters (2008), é possível que o referido “impacto especulativo” seja o resultado da influência de fatores financeiros sobre os preços do petróleo, como o nível geral de liquidez disponível para o mercado e os reflexos da disputa entre o petróleo e outras classes de ativos por um espaço no portfólio dos investidores. É possível afirmar que tal influência seja mais relevante para a formação dos preços do petróleo em momentos onde os mercados de contratos futuros aparecem como dominantes no processo de *price discovery*.

Para o período III, que foi objetivo de estudo de poucos artigos da literatura recente, a elevação dos preços a partir de dezembro de 2009 ocorre após a retomada do nível de dominância do mercado futuro sobre o preço *spot*. A observação de tal fenômeno levanta a possibilidade de que a mudança no nível de preços em paralelo com uma mudança no mercado dominante na formação dos preços pode ser, além da influência de fatores financeiros, o resultado de um descolamento entre as percepções dos agentes nos dois mercados.

Fattouh (2010a), ao analisar o período recente de comportamento dos preços afirma que o preço do petróleo aparentava estar elevado diante dos fundamentos de oferta e demanda do mercado e ao mesmo tempo baixo em função das expectativas de longo prazo dos preços. Em função disso, foi necessário que os preços se ajustassem em uma das duas direções. O fato observado foi que os preços se elevaram ao longo de 2009, indicando que eles se ajustaram em linha com as expectativas de longo prazo.

Com base na afirmativa acima, é possível levantar a hipótese de que o peso das expectativas sobre o comportamento dos agentes do mercado futuro é superior em relação ao mercado *spot*. Com base nisso, seria possível argumentar que a elevação do da predominância do mercado futuro sobre os preços resultaria em um maior peso para as expectativas de longo prazo sobre os preços.

Conclusões

O presente artigo buscou investigar a contribuição do mercado de contratos futuros para o processo de *price discovery* dos preços *spot* do petróleo WTI no mercado americano. Representando a relação de longo prazo entre os preços *spot* e futuro como um modelo de cointegração com correção de erros e utilizando a técnica de Filtro de Kalman, foi possível analisar a evolução da contribuição do mercado futuro para o processo de *price discovery* dos preços do petróleo WTI nos últimos 20 anos.

Dessa análise é possível derivar duas conclusões principais. A primeira delas é a de que é possível afirmar que a contribuição dos mercados futuros foi variável ao longo do tempo. A segunda é o

fato de que essa variação foi no sentido de torná-los cada vez mais dominantes em relação ao preço *spot*.

A possibilidade de variação no mercado dominante para o processo de *price discovery* em um determinado momento do tempo suscita a necessidade de pesquisa futura para a identificação de diferenças entre os fatores determinantes dos preços nos mercados *spot* e nos mercados futuros além daquelas apresentadas em Cifarelli e Paladino (2010) e Masters (2008). Dado que o mercado dominante no processo de *price discovery* pode variar ao longo do tempo, é importante poder associar os diferentes estados do mercado aos fatores determinantes correspondentes.

Outra avenida de expansão da pesquisa realizada no presente artigo é o estudo dessas relações para o mercado do petróleo marcador de tipo Brent, que da mesma forma que o WTI, participa na precificação de um grande volume de correntes de petróleo transacionadas na Europa e na África. Seria interessante investigar se, as diferenças da arquitetura do mercado do Brent levariam a resultados diferentes daqueles observados no petróleo WTI, escopo do presente estudo.

Referências Bibliográficas

AIE. World Energy Outlook 2008, Agência Internacional de Energia, 2008.

Caporale, G.M. et al., Time-Varying Spot and Futures Oil Price Dynamics CESifo Working Papers Series No. 3015, 2010.

Cavalcante, M. Preços do Petróleo e Bolhas Especulativas: evidências para o Período 2003-2006 Resumo Estratégico Petrobras, 2007.

Energy Intelligence, The International Crude Oil Market Handbook Energy Intelligence Research, 2007.

Enders, W. Applied Econometric Time Series. John Wiley, New York, 1995.

Engle, R. F. e McFadden D. L. Handbook of Econometrics: Volume IV, Elsevier Science, 1994.

Fattouh, B. Oil Market Dynamics through the Lens of the 2002-2009 Price Cycle Oxford Institute of Energy Studies Working Paper, 2010a.

Fattouh, B. Price Formation in Oil Markets: Some Lessons from 2009 Oxford Energy Comment, 2010b.

Fattouh, B. An Anatomy of the Oil Pricing System Oxford Energy Comment, 2010c.

Foster, A. J., Price discovery in oil markets : a time varying analysis of the 1990-91 Gulf conflict Energy Economics, 1996.

Garbade, K. D. e Silber, W. L., Price movements and price discovery in futures and cash markets The Review of Economics and Statistics, 1983.

Gorton, G. B. et al. The Fundamentals of Commodity Futures Returns. Yale ICF Working Paper No. 07-08, 2008 Available at SSRN: <http://ssrn.com/abstract=996930>.

Haigh, M. et al. Price Dynamics, Price Discovery and Large Futures Trader Interactions in the Energy Complex CFTC Working Paper, 2005.

Hamilton, J. D., State space models, in: Engle, R.F., McFadden D.L. Handbook of Econometrics: Volume IV, Elsevier Science, 1994

Horsnell, P. e Mabro, R., Oil Markets and Prices Oxford University Press, 1993.

Interagency Task Force On Commodity Markets Interim Report on Crude Oil CFTC, 2008.

Kaldor, N. Speculation and Economic Stability The Review of Economic Studies, 1939.

Kaufmann, R. K. e Ullman, B. Oil prices, speculation, and fundamentals: Interpreting causal relations among spot and futures prices Energy Economics, 2009.

Mabro, R., The Oil Price Crisis of 1998 Oxford Institute of Energy Studies Working Paper, 1998.

Mabro, R., The International Oil Price Regime: Origins Rationale and Assessment The Journal of Energy Literature, 2005.

Purvin & Gertz, The Role of WTI as a Crude Oil Benchmark Consultancy Report prepared for the CME Group, 2010.

Sanders, D. et al. Hedgers, funds, and small speculators in the energy futures markets an analysis of the CFTC's Commitment of Traders Reports Energy Economics, 2004.

Schwarz, T.V. e Szakmary, A.C. Price discovery in petroleum markets: arbitrage, cointegration, and the time interval of analysis, The Journal of Futures Markets ,1994.

Silvério, R. The Role of Financial Agents In 2006-2008 Oil Price Rise: Evidence From New Commitment Of Traders Methodology, Paper presented at the 33rd International Association of Energy Economics Congress, 2010.

Szklo, A. S. e Machado, G. Diálogo Socrático sobre a tendência do preço do petróleo: as perguntas certas, Paper presented at Rio Oil and Gas Expo & Conference 2006.

SESIÓN 20

ANÁLISE EMPÍRICA DA DINÂMICA DAS RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO E PREVISÃO PARA OS PRÓXIMOS 30 ANOS POR MODELOS ECONOMETRÍCOS E MODELO DE HUBBERT

H. A. Cotrim, M. A. R. Araújo, R. S. Carpio, T. C. A. Amorim.

Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.

Resumo

O petróleo pode ser considerado como a mais importante *commodity* do planeta atualmente. Sendo um bem mineral exaurível ainda sem substituto economicamente viável, a previsão da dinâmica das reservas mundiais desse recurso merece especial atenção. Desde as previsões acertadas de Hubbert¹ em 1956 para a produção americana, seu modelo baseado em ajuste estatístico de uma equação logística vem sendo analisado e aplicado em diversos trabalhos publicados. Moore² apresentou em 1965 metodologia similar também baseada em ajuste estatístico, porém utilizando a curva de crescimento de Gompertz³ como a mais adequada para ajuste do histórico e para previsão de produção.

O presente trabalho tem o objetivo de ilustrar, aplicar e discutir os modelos de Hubbert e de Moore. Os modelos foram utilizados para ajustes dos dados de produção do período de 1945 a 2004 e dos dados de reserva do período de 1952 a 2010 para 67 países.

Introdução

A civilização moderna como conhecemos hoje possui grande dependência do petróleo como fonte de energia. Segundo dados da *U.S. Energy Information and Administration*⁴ (EIA), em 2006 o petróleo era fonte de 36% da energia consumida no planeta. Não existindo hoje e num horizonte médio fonte viável economicamente para substituí-lo, não é possível negar a importância do petróleo para a geração atual. Sua característica de estar disponível de forma não uniforme pela crosta terrestre e a já destacada importância na matriz energética mundial, faz do petróleo a mais importante *commodity* do planeta.

Sendo o petróleo um recurso finito em sua disponibilidade na natureza, possui características comuns aos recursos exauríveis. Sua vazão de produção, que partiu da magnitude zero até a primeira acumulação produzida, deverá passar por um máximo geral (denominado pico), permitindo-se máximos locais, e declinar até retornar à vazão de produção igual a zero. Uma precisa previsão de quando esses eventos futuros ocorrerão é estratégico e valioso para as políticas de qualquer país ou empresa que se insira no comércio mundial, assim como para as empresas e instituições envolvidas na indústria do petróleo.

Diversos autores têm desenvolvido diferentes métodos para estimativa da produção futura e dinâmica das reservas mundiais de petróleo, destacando-se os métodos que utilizam modelos econométricos e os métodos que utilizam ajustes estatísticos a dados de reserva e produção de petróleo. Os modelos econométricos, que são baseados nos aspectos físicos, econômicos e tecnológicos que influenciam a dinâmica de descobertas de acumulações e produção de petróleo, são de aplicação inviável para o nível deste trabalho por demandarem informações diversas não disponíveis fora do ambiente corporativo.

O modelo estatístico de Hubbert ganhou notoriedade quando os dados de produção de óleo dos Estados Unidos da América (EUA) se mostraram bem ajustados à previsão realizada por ele em 1956, incluindo a data em que ocorreu o pico de produção em 1970. Outro modelo que se destaca, também baseado em método estatístico, foi apresentado por Moore em 1965 e ele sugeria que seu modelo apresentaria melhor ajuste.

Este estudo tem o objetivo de discutir os modelos de Hubbert e Moore para previsão do pico de produção e reserva de petróleo, a real contribuição esperada com a aplicação de cada método e aplicá-los para os principais países produtores de petróleo.

Teoria do Pico de Hubbert

Com o objetivo de discutir o direcionamento estratégico dos Estados Unidos na questão de energia, o geofísico M. King Hubbert publicou, em 1956, um artigo onde predizia, entre outras questões, a evolução da reserva mundial de petróleo para os anos posteriores e a data e o valor do pico de produção de petróleo dos EUA. Apesar de ser muito pessimista na previsão da produção dos EUA se comparado a outras previsões como as realizadas pela *United States Geological Survey*⁵ e outras, a história mostrou que a previsão de Hubbert para o pico de produção dos EUA no início dos anos 70 foi acertada e sua teoria ficou conhecida como Pico de Hubbert.

Hubbert desenvolveu sua previsão ajustando funções matemáticas (curvas logísticas) a dados históricos de produção. Sua teoria se baseava em duas considerações:

1. Para qualquer curva de produção de recursos finitos, dois pontos são conhecidos desde o início: a vazão de produção será zero no início e, após um ou vários pontos de máxima, retornará a zero quando o recurso se exaurir;
2. A partir do teorema fundamental de cálculo, a área abaixo da curva de vazão versus tempo de produção (Figura 1) é igual ao volume total recuperável quando o tempo tende ao infinito.

Em seus artigos publicados posteriormente (HUBBERT, 1962; HUBBERT, 1967, HUBBERT, 1980), Hubbert demonstrou matematicamente sua teoria. Ajustando empiricamente uma curva logística à vazão de produção $q(t)$, ou dN_p/dt , assumia que:

$$q(t) = \frac{dN_p}{dt} = aN_p + bN_p^2 \quad (1)$$

Onde N_p é a produção acumulada de óleo e a e b são constantes.

Se $q(t) = 0$ quando a produção acumulada N_p é igual ao volume total recuperável $N_{p,u}$ (reserva mundial total):

$$aN_{p,u} + bN_{p,u}^2 = 0 \quad (2)$$

Resolvendo a equação (2) para b :

$$b = -\frac{a}{N_{p,u}} \quad (3)$$

Substituindo
(3) em (1):

$$\frac{dN_p}{N_p^2} = a dt \quad (4)$$

$$N_p^{-2} = a dt$$

Integrando os dois lados da equação (4) desde $t = t_0$ até $t \rightarrow t_\infty$, temos a curva logística que representa a produção acumulada N_p :

$$N_p = \frac{N_{p,u}}{1 + N_0 e^{-a(t-t_0)}} \quad (5)$$

Onde:

$$N_0 = \frac{N_{p,u} - N_{p,0}}{N_{p,u}} \quad (6)$$

$$N_{p,o}$$

E $N_{p,o}$ é a produção acumulada de óleo num tempo arbitrário t_o .

Derivando a equação (5) em função do tempo, temos:

$$q(t) = \frac{dN_p}{dt} = \frac{N_{p,u} a N_o e^{-a(t-t_o)}}{(1 + N_o e^{-a(t-t_o)})^2} \quad (7)$$

Derivando a equação (1) em função do tempo e igualando o resultado a zero, encontramos a produção acumulada de óleo no pico de produção. Este ponto corresponde ao ponto de inflexão da curva S de produção acumulada de óleo:

$$N_{p,max} = N_{p,u} / 2 \quad (8)$$

Substituindo a equação (8) na equação (1), encontra-se a vazão no pico de produção:

$$q_{max} = a N_{p,u} / 4 \quad (9)$$

De forma similar, substituindo a equação (8) na equação (5) encontra-se o instante em que o pico de produção ocorre:

$$t_{max} = t_o + \ln(N_o) / a \quad (10)$$

Desde que o volume total recuperável $N_{p,u}$ é conhecido e a produção acumulada N_p foi calculada, a estimativa da reserva *RES* pelo modelo de Hubbert é dada por:

$$RES = N_{p,u} - N_p \quad (11)$$

O modelo de Hubbert tem como vantagem o uso de dados históricos de produção que, diferentemente de outros dados utilizados por outras metodologias, são facilmente encontrados.

Como desvantagem, o modelo de Hubbert pode apresentar algumas falhas. Não existe lei física ou outra garantia de que as descobertas de acumulações de petróleo sigam um comportamento logístico. Além disso, o modelo é estatístico e utiliza a tendência do comportamento passado para prever o comportamento futuro. Dessa forma, ele extrapola o desempenho das descobertas de petróleo da área estudada para o futuro. Não leva em conta, portanto, flutuações e mudanças de direção devido a desenvolvimento tecnológico com conseqüentes descobertas em novas fronteiras, mudanças nas regulamentações governamentais, eventos políticos e condições

econômicas. Esses eventos introduzem novos ciclos ao histórico de produção. A descoberta pela Petrobras das acumulações no pré-sal da costa brasileira a partir de 2006, por exemplo, faz com que qualquer previsão anteriormente feita pelo modelo de Hubbert para o pico de produção no Brasil se torne imprecisa.

Projeções de Moore

Na década de 60, C. L. Moore do *Office of Oil and Gas U.S. Department of Interior* desenvolveu teoria semelhante à de Hubbert, diferindo apenas na equação usada para promover o ajuste dos dados de histórico. Moore utilizou a curva de Gompertz. Segundo Moore, este tipo de curva forneceria um melhor ou similar ajuste se comparado ao adquirido com curva logística.

Seguindo a descrição análoga à formulação da curva logística de Hubbert, para a curva Gompertz de Moore temos:

$$N_p(t) = N_{p,u} (N_0)^{c(t-t_0)} \quad (12)$$

Onde, $N_p(t)$ é a produção acumulada até o tempo t :

$$N_{p,0} = \frac{N_{p,u}}{c} \quad (13)$$

—
 $N_{p,u}$

$N_{p,0}$ é a produção acumulada até o tempo t_0 .

$N_{p,u}$ é a produção acumulada última. c é uma taxa de declínio. t_0 é um tempo de referência.

Já para o ajuste da taxa de produção:

$$q(t) = \frac{dN_p(t)}{dt} = \frac{d}{dt} \left[N_{p,u} (N_0)^{c(t-t_0)} \right] = a' (N_0)^{c(t-t_0)} \quad (14)$$

—
—
Onde, $a' = N_{p,u} c \ln(N_0)$ (15)

$$N_0$$

Para o instante em que o pico ocorre, t_{\max} :

$$t_{\max} = t_0 + \frac{\ln\left(\frac{N_0}{N_0 - 1}\right)}{\ln(c)} \quad (16)$$

E para a produção acumulada do óleo na produção máxima:

$$N_{p,t_{\max}} = \frac{N_{p,u} - 1}{e} \quad (17)$$

$$q_{\max} = \ln\left(\frac{N_{p,u} - 1}{e}\right) \quad (18)$$

O método de Moore possui a mesma vantagem de ser um método simples, devido à formulação matemática e ao fato de trabalhar apenas com dados de histórico de produção. Porém, também não apresenta nenhuma base teórica que justifique o uso da curva de Gompertz, apenas uma predileção, pois esta seria menos sensível a flutuações ou alguma variação pontual de histórico. Para extrapolação, se comparado aos resultados alcançados por Hubbert para o cálculo de reservas norte americanas, Moore estimou um valor pouco maior que o dobro do estimado por Hubbert. Essa diferença apresentada é tema de discussão por alguns autores sobre a eficácia e precisão desses dois métodos e também de terceiros, que apresentam metodologia similar.

Áreas de Estudo e Fontes de Dados

Ao contrário de alguns dos outros métodos, Hubbert e Moore utilizam dados de produção histórica, disponível em fontes pública. A indisponibilidade de outras informações, tais como número de poços, área a ser explorada e volume de novas reservas, limita a utilização de outros modelos a apenas algumas partes do mundo onde todos os dados podem ser obtidos. O presente estudo, com os modelos de Hubbert e Moore, abrange 67 países espalhados por todos os continentes, conforme pode ser visualizado na Tabela 1. A metodologia de ajuste e de classificação do ajuste foi a mesma apresentada por Al-Jarri & Startzman⁹.

Este trabalho compreende o período entre 1945 e 2010 para análise e previsão da tendência de produção de petróleo. Os dados de produção de cada país no período de 1945 a 2004 foram obtidos de Degolyer e Macnaughton¹⁰ e os dados de reserva no período de 1952 a 2010 foram obtidos a partir da Oil & Gas Journal¹¹ (OGJ).

Al-Jarri & Startzman apresentaram o ajuste da produção (período de 1918 a 1995) dos mesmos 67 países utilizando o modelo de Hubbert e encontraram resultados que serão comparados aos obtidos no presente estudo.

Ajustes Realizados

Os dados de produção anual de petróleo, obtidos de fontes públicas, foram convertidas em vazão de produção diária média [$q(t)$ em milhões de barris por dia – MMstb/d]. A produção acumulada foi obtida pela totalização da produção anual de anos anteriores [$Np(t)$ em milhões de barris – MMstb]. Neste caso foi feita uma correção para que fosse obtido o mesmo valor em 1995 reportado no artigo SPE 37962 (AL-JARRI & STARTZMAN, 1997), possibilitando comparar as extrapolações para o modelo de Hubbert aplicado. A reserva acumulada [$ResAc(t)$] compreende à adição entre a reserva reportada e a produção acumulada, enquanto que a taxa de aumento da reserva acumulada [$TxRes(t)$] corresponde à diferença entre as reservas acumuladas de dois anos consecutivos.

As seguintes tentativas de ajuste foram realizadas:

1. Ajuste da derivada da curva de Hubbert [equação (7)] para $q(t)$ e $TxRes(t)$;
2. Ajuste da curva de Hubbert (5) para $Np(t)$ e $ResAc(t)$;
3. Ajuste da derivada de Moore (14) para $q(t)$;
4. Ajuste de termo constante adicional às curvas de Hubbert e Moore para as curvas geradas a partir de derivadas ($q(t)$ e $TxRes(t)$) aos valores acumulados ($Np(t)$ e $ResAc(t)$).

Alguns ajustes não apresentaram convergência adequada, principalmente aqueles que levam em conta os dados de reserva [$TxRes(t)$ e $ResAc(t)$]. Um dos motivos para este comportamento é a dependência entre reserva e fatores econômicos, tendo grande impacto o preço de venda do barril de petróleo, que apresentou grande variação no período analisado e resultou em uma forte oscilação nos valores de reserva reportados. Diante disto, apenas os ajustes de $q(t)$ e $Np(t)$ foram considerados satisfatórios e serão analisados.

Análise dos Resultados

Em seu artigo de 1956, Hubbert considerava a reserva mundial total ($N_{p,u}$ = produção acumulada + reservas provadas + descobertas futuras) de 1250 bilhões de barris de óleo cru e previa um pico de produção de 13 bilhões de barris por ano no ano de 2000. O histórico de produção mundial (período de 1945 a 2004) pode ser visualizado na Figura 2.

Dada a tendência de crescimento dos últimos anos, percebe-se que o pico de produção ainda não foi atingido e o volume anual produzido já supera os 25 bilhões de barris por ano (aproximadamente o dobro do valor previsto por Hubbert).

Em seu artigo de 1997, Al-Jarri & Startzman⁹ fizeram um ranking entre os diversos ajustes da vazão diária de petróleo seguindo o modelo de Hubbert, além de apresentarem todos os gráficos comparativos entre o histórico de produção e a curva obtida pela equação (7). O histórico de produção de dez dos sessenta e sete países são apresentados da Figura 3 à Figura 12, da seguinte maneira: os gráficos comparativos entre as vazões de produção a partir dos dados de histórico (pontos na cor azul), os valores obtidos pelos ajustes realizados no referido artigo (traço na cor marrom), os ajustes mais recentes pelo modelo de Hubbert (considerando dados até 2004 - traço na cor verde) e os ajustes a partir do modelo de Moore (traço na cor vermelha).

Pode-se observar que em metade dos dez casos citados (ex-URSS⁵⁶¹, Dinamarca, Egito, Nova Zelândia e Vietnã) os ajustes efetuados utilizando o modelo de Hubbert em dois tempos distintos, defasados em nove anos (histórico até 1995 e até 2004), diferem bastante entre si, indicando uma tendência de desvio do modelo em relação ao realizado neste período. Nos casos de EUA, Iugoslávia, Grécia, Noruega e Brunei & Malásia, o ajuste pouco se alterou, ou seja, o modelo foi capaz de prever satisfatoriamente a produção no período entre análises e a reserva total estimada ($N_{p,u}$), se manteve aproximadamente constante. Nos demais países, o percentual de previsões satisfatórias é inferior a 50%. Vale a pena ressaltar a dificuldade de ajuste do modelo de Moore, que em muitos casos não convergiu.

O Brasil tem seu gráfico comparativo representado na Figura 13 e se mostra particularmente interessante para uma análise mais aprofundada. Nota-se que há uma clara alteração na tendência de produção de petróleo em meados da década de 90 com um forte aumento na inclinação da curva de histórico. Como consequência, o ajuste realizado com dados até 1995 mostra-se bastante pessimista (bem como os valores de reserva estimada) com relação aos volumes realizados, com pico de produção previsto para 1998 e volume a ser produzido da ordem de 5,5 bilhões de barris. O novo ajuste, com dados até 2004, indica um acentuado crescimento da produção, com máximo previsto para o ano de 2051 e indicativo de volume a ser recuperado da ordem de 270 bilhões de barris. As reservas provadas de petróleo do país, segundo o critério ANP/SEC em 31 de dezembro de 2005, era de pouco menos de 12 bilhões de barris. É importante ressaltar que até 2005 os reservatórios da seção pré-sal não estavam em produção e não apareciam contabilizados nos volumes de reserva provada. Outro ponto interessante é

⁵⁶¹ Após o desmembramento da URSS, para fins de ajuste, foram somadas as produções de cada país pertencente à antiga URSS.

verificar que ambas as curvas, de Hubbert e Moore, oferecem um ótimo ajuste aos dados históricos, mas divergem quanto à previsão de produção futura.

Os dados mundiais também merecem atenção especial: na Figura 14 apresenta-se o histórico da produção mundial até o ano de 2004, bem como o ajuste a partir do modelo de Hubbert (o ajuste pelo método de Moore não apresentou convergência neste caso). Obtiveram-se volumes a serem produzidos da ordem de 550 bilhões de barris e as reservas oficiais contabilizam aproximadamente o dobro desse valor (1090 bilhões de barris). O valor de $N_{p,u}$ (produção acumulada + reservas provadas + descobertas futuras) situa-se em 1520 bilhões de barris (valor 22% superior ao indicado por Hubbert em 1956).

Conforme discutido anteriormente, outra finalidade do modelo de Hubbert é a previsão de produção a partir da equação ajustada. Para efeito de análise, no gráfico da Figura 15 faz-se uma comparação entre a produção realizada no período compreendido entre 1995 e 2004 e a prevista pelo modelo de Hubbert ajustado em 1995 (AL-JARRI & STARTZMAN, 1997). Na figura 16 apresenta-se um histograma do erro relativo da previsão de produção entre 1995 e 2004 e o resultado histórico e na Figura 17 os erros relativos de acordo com a posição de cada país no ranking em termos de ajustes segundo o critério apresentado por Al-Fattah & Startzman. Os piores colocados no ranking apresentaram os maiores erros relativos, mas os desvios observados entre os melhores qualificados por Al-Fattah & Startzman em alguns casos são maiores que 50%. O histograma da Figura 16 mostra que em apenas 33% dos países analisados a previsão de produção para o período de 1995 a 2004 teve um desvio menor que 25% do realizado.

O gráfico da Figura 18 apresenta um comparativo entre as reservas oficiais (DEGOLYER & MACNAUGHTON, 2005) de cada país analisado, classificado por região, e os volumes a serem ainda produzidos de acordo com o modelo de Hubbert (reserva atual + reserva proveniente de volumes a serem descobertos) no ano de 2004. Como as reservas oficiais englobam apenas os volumes já descobertos, esperase que estes valores sejam sempre inferiores àqueles obtidos a partir da equação de Hubbert. Como pode ser observado, para a maioria dos casos isto não é verificado na prática (61% dos países), indicando que ou o modelo não se aplica ao país considerado ou as reservas atuais se encontram superestimadas.

Por fim, algumas considerações sobre o caso particular dos EUA: pode-se observar consistentemente um forte ajuste dos dados ao modelo de Hubbert. Tanto no ano de 1995 quanto no ano de 2004, o histórico disponível até então pode ser satisfatoriamente ajustado ao modelo. Além disso, as reservas apresentaram variação pequena entre os dois momentos (1995 e 2004), sempre com valores acima dos oficiais, ou seja, em acordo com a teoria.

Conclusões

Os modelos de Hubbert e de Moore e suas variações são úteis para a determinação aproximada do pico de produção de óleo para áreas com reservas conhecidas e cujas descobertas de novas acumulações sigam o padrão anteriormente estabelecido e que não sofram influência governamental ou econômica. Para um dado campo conhecido (ou um conjunto de campos conhecidos), por exemplo, a teoria é útil para previsão do declínio de sua produção.

Os modelos de Hubbert e de Moore não são confiáveis para previsão do comportamento de produção para um país ou para a escala mundial, incluindo aí o valor da vazão do pico de produção e a data de sua ocorrência. Os desvios na trajetória de produção e, principalmente, de descobertas, são prováveis e têm se mostrado historicamente presentes.

O entendimento surgido na primeira metade do século XX nos EUA de que os recursos exauríveis, entre eles o petróleo, são produzidos e comercializados a preços muito baixos (HOTELLING, 1931), pode favorecer o ajuste da produção atual a previsões de picos de produção abreviados, garantindo para as gerações futuras o suprimento desses bens.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao Departamento de Engenharia de Petróleo e ao Centro de Estudos de Petróleo da Universidade Estadual de Campinas pelo suporte dado e para Petrobras pela oportunidade de participação no mestrado em engenharia de petróleo que os autores atualmente realizam.

Referências Bibliográficas

1. HUBBERT, M.K.: **Nuclear Energy and the Fossil Fuels**. API. San Antonio, 1956;
2. MOORE, C.L.: **Analysis and Projection of the Historic Pattern Operations Research Society of America**. Boston, 1965;
3. GOMPertz, B.: **On the Nature of the Function Expressive of the Law of Human Mortality, and on a New Mode of Determining the Value of Life Contingencies**. Phil. Trans. Roy. Soc. 123, 513585. London, 1832;
4. <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/energyconsumption.html> -
Sítio do U.S. Energy Information and Administration, acessado em 30/06/2010.
5. ZAPP, A.D.; **Future Petroleum Producing Capacity of the United States**. United States Geological Survey Bulletin, 1962;
6. HUBBERT, M.K.: **Energy Resources**. National Academy of Science. Washington, 1962;
7. HUBBERT, M.K.: **Degree of Petroleum Exploration in the United States**. AAPG. 1967;

8. HUBBERT, M.K.: **Techniques of Prediction as Applied to Production of Oil and Gas.** Washington, 1980;
9. AL-JARRI, A.S. e STARTZMAN, R.A.: **Analysis of World Crude Oil Production Trends.** Artigo SPE 37962. Dallas, 1997;
10. DEGOLYER & MACNAUGHTON: **Twentieth Century Petroleum Statistics 2005.** DeGolyer and MacNaughton. Dallas, 2005.
11. **Worldwide Crude Oil Reserves By Country (annual) - data 1952 thru 2010.** Sítio da Oil & Gas Journal Online Research Center.
12. MOORE C. L.; **C.L. Moore's Reply to J.M. Ryan.** Journal of Petroleum Technology 18, pp. 286287, 1966;
13. AL-FATTAH, S.M. e STARTZMAN, R.A.: **Analysis of Worldwide Natural Gas Production.** Artigo SPE 57463. Charleston, 1999;
14. AL-FATTAH, S.M. e STARTZMAN, R.A.: **Forecast World Natural Gas Supply.** *Journal of Petroleum*, 2000;
15. NASHAWI, I.S. et al; **Forecasting World Crude Oil Production Using Multicyclic Hubbert Model.** Energy Fuels, 2010;
16. HOTELLING, H.; **The Economics of Exhaustible Resources.** The Journal of Political Economy, 1931;
17. RYAN, J.M.: **Limitations of Statistical Methods for Predicting Petroleum and Natural Gas Reservas and Availability.** Artigo SPE 1256. New York, 1965;

Tabela 1 – Parâmetros de ajuste do modelo de Hubbert.

País	Np,u	a	t0	Np,o	tmax	No	Np, 2004	R.Prev.	RMS	D		
	MMstb	1/ano	ano	MMstb	ano		MMstb	MMstb	MMstb	MMstb/d		
				Qmax			R.Bookadas			%		
				MMstb/d								
América do Norte	370768	0.0481	1712	1	12.219	1987	244315	113266	217994	0.5171	4	
											5751	
											67	
Canadá	53988	0.0552	1992	18534	2.039	2004	2	25146	26413	178893	0.2165	11
México	49218	0.0950	1971	3286	3.199	1999	14	32623	18421	15674	0.3000	9
E.U.A.	237441	0.0549	1916	8590	8.923	1976	27	186404	41747	22677	0.3451	4
América do Sul	487368	0.0245	1499	1	8.183	2050		89840	368489	98098	0.6947	8
												7474
												88
Argentina	22760	0.0520	1972	2477	0.811	2012	8	8832	13608	2821	0.0662	8

<u>Bolívia</u>	<u>684</u>	<u>0.0658</u>	<u>1983</u>	<u>287</u>	<u>0.031</u>	<u>1988</u>	<u>1</u>	<u>467</u>	<u>167</u>	<u>441</u>	<u>0.0096</u>	<u>33</u>
<u>Brasil</u>	<u>281734</u>	<u>0.0747</u>	<u>1853</u>	<u>0</u>	<u>14.411</u>	<u>2051</u>		<u>8037</u>	<u>273603</u>	<u>8500</u>	<u>0.0577</u>	<u>0</u>
								<u>2765790</u>				
<u>Chile</u>	<u>481</u>	<u>0.1076</u>	<u>1971</u>	<u>185</u>	<u>0.035</u>	<u>1975</u>	<u>2</u>	<u>425</u>	<u>24</u>	<u>150</u>	<u>0.0063</u>	<u>18</u>
<u>Colômbia</u>	<u>19223</u>	<u>0.0614</u>	<u>1943</u>	<u>180</u>	<u>0.808</u>	<u>2018</u>	<u>106</u>	<u>6125</u>	<u>13538</u>	<u>1842</u>	<u>0.0784</u>	<u>10</u>
<u>Equador</u>	<u>6577</u>	<u>0.0926</u>	<u>1870</u>	<u>0</u>	<u>0.417</u>	<u>2002</u>	<u>195437</u>	<u>3588</u>	<u>2922</u>	<u>4630</u>	<u>0.0386</u>	<u>9</u>
<u>Peru</u>	<u>2403</u>	<u>0.0942</u>	<u>1970</u>	<u>430</u>	<u>0.155</u>	<u>1986</u>	<u>5</u>	<u>2354</u>	<u>377</u>	<u>285</u>	<u>0.0228</u>	<u>15</u>
<u>Trinidad e Tobago</u>	<u>3658</u>	<u>0.0770</u>	<u>1951</u>	<u>362</u>	<u>0.193</u>	<u>1980</u>	<u>9</u>	<u>3233</u>	<u>489</u>	<u>990</u>	<u>0.0191</u>	<u>10</u>
<u>Venezuela</u>	<u>99700</u>	<u>0.0407</u>	<u>1972</u>	<u>43722</u>	<u>2.778</u>	<u>1978</u>	<u>1</u>	<u>56780</u>	<u>25650</u>	<u>77800</u>	<u>0.6103</u>	<u>22</u>
<u>Europa Oriental</u>	<u>181579</u>	<u>0.0965</u>	<u>1846</u>	<u>0</u>	<u>11.997</u>	<u>1985</u>	<u>663121</u>	<u>157544</u>	<u>23758</u>	<u>79343</u>	<u>1.2299</u>	<u>10</u>
<u>Albânia</u>	<u>463</u>	<u>0.1733</u>	<u>2000</u>	<u>445</u>	<u>0.055</u>	<u>1981</u>	<u>0</u>	<u>479</u>	<u>16</u>	<u>165</u>	<u>0.0063</u>	<u>11</u>
<u>Bulgária</u>	<u>88</u>	<u>0.0996</u>	<u>1972</u>	<u>49</u>	<u>0.006</u>	<u>1970</u>	<u>1</u>	<u>70</u>	<u>3</u>	<u>15</u>	<u>0.0018</u>	<u>30</u>
<u>Tchecoslováquia</u>	<u>18793</u>	<u>0.0279</u>	<u>2109</u>	<u>1446</u>	<u>0.359</u>	<u>2198</u>	<u>12</u>	<u>73</u>	<u>18710</u>	<u>#N/D</u>	<u>0.0013</u>	<u>0</u>
<u>Hungria</u>	<u>879</u>	<u>0.0720</u>	<u>1964</u>	<u>214</u>	<u>0.043</u>	<u>1980</u>	<u>3</u>	<u>698</u>	<u>132</u>	<u>102</u>	<u>0.0042</u>	<u>10</u>
<u>Polônia</u>	<u>3333</u>	<u>0.0194</u>	<u>1842</u>	<u>9</u>	<u>0.044</u>	<u>2144</u>	<u>353</u>	<u>262</u>	<u>3126</u>	<u>96</u>	<u>0.0032</u>	<u>7</u>
<u>Romênia</u>	<u>5178</u>	<u>0.0813</u>	<u>1996</u>	<u>4488</u>	<u>0.288</u>	<u>1973</u>	<u>0</u>	<u>5270</u>	<u>363</u>	<u>956</u>	<u>0.0201</u>	<u>7</u>
<u>Ex-URSS</u>	<u>173627</u>	<u>0.0976</u>	<u>1903</u>	<u>59</u>	<u>11.598</u>	<u>1985</u>	<u>2933</u>	<u>149709</u>	<u>22781</u>	<u>77832</u>	<u>1.2254</u>	<u>11</u>
<u>Iugoslávia</u>	<u>1097</u>	<u>0.1157</u>	<u>1964</u>	<u>123</u>	<u>0.087</u>	<u>1982</u>	<u>8</u>	<u>983</u>	<u>81</u>	<u>153</u>	<u>0.0049</u>	<u>6</u>
<u>Europa Ocidental</u>	<u>72143</u>	<u>0.1224</u>	<u>1895</u>	<u>0</u>	<u>6.044</u>	<u>1999</u>	<u>339800</u>	<u>47467</u>	<u>24980</u>	<u>18233</u>	<u>0.3107</u>	<u>5</u>
<u>Áustria</u>	<u>931</u>	<u>0.0815</u>	<u>1927</u>	<u>42</u>	<u>0.052</u>	<u>1964</u>	<u>21</u>	<u>789</u>	<u>16</u>	<u>62</u>	<u>0.0088</u>	<u>17</u>
<u>Dinamarca</u>	<u>3996</u>	<u>0.1504</u>	<u>1963</u>	<u>6</u>	<u>0.411</u>	<u>2007</u>	<u>710</u>	<u>1617</u>	<u>2358</u>	<u>1277</u>	<u>0.0108</u>	<u>3</u>
<u>França</u>	<u>1047</u>	<u>0.0658</u>	<u>1920</u>	<u>15</u>	<u>0.047</u>	<u>1985</u>	<u>71</u>	<u>762</u>	<u>227</u>	<u>148</u>	<u>0.0139</u>	<u>29</u>
<u>Alemanha</u>	<u>2036</u>	<u>0.1007</u>	<u>1935</u>	<u>49</u>	<u>0.140</u>	<u>1972</u>	<u>41</u>	<u>1956</u>	<u>-3</u>	<u>442</u>	<u>0.0222</u>	<u>16</u>
<u>Grécia</u>	<u>138</u>	<u>0.2493</u>	<u>1983</u>	<u>46</u>	<u>0.024</u>	<u>1986</u>	<u>2</u>	<u>115</u>	<u>1</u>	<u>6</u>	<u>0.0016</u>	<u>7</u>
<u>Itália</u>	<u>2170</u>	<u>0.0688</u>	<u>1989</u>	<u>466</u>	<u>0.102</u>	<u>2008</u>	<u>4</u>	<u>955</u>	<u>1211</u>	<u>622</u>	<u>0.0122</u>	<u>12</u>
<u>Holanda</u>	<u>1288</u>	<u>0.0650</u>	<u>1911</u>	<u>7</u>	<u>0.057</u>	<u>1991</u>	<u>176</u>	<u>855</u>	<u>381</u>	<u>106</u>	<u>0.0132</u>	<u>23</u>
<u>Noruega</u>	<u>26480</u>	<u>0.1766</u>	<u>1944</u>	<u>1</u>	<u>3.200</u>	<u>2000</u>	<u>17871</u>	<u>18473</u>	<u>8046</u>	<u>10447</u>	<u>0.0666</u>	<u>2</u>
<u>Espanha</u>	<u>278</u>	<u>0.2047</u>	<u>1991</u>	<u>230</u>	<u>0.039</u>	<u>1983</u>	<u>0</u>	<u>267</u>	<u>4</u>	<u>158</u>	<u>0.0060</u>	<u>15</u>
<u>Reino Unido</u>	<u>28910</u>	<u>0.1302</u>	<u>1994</u>	<u>13937</u>	<u>2.576</u>	<u>1994</u>	<u>1</u>	<u>21677</u>	<u>6533</u>	<u>4665</u>	<u>0.3498</u>	<u>14</u>
<u>África</u>	<u>139604</u>	<u>0.0750</u>	<u>1820</u>	<u>0</u>	<u>7.167</u>	<u>1995</u>	<u>510043</u>	<u>87349</u>	<u>46403</u>	<u>87043</u>	<u>1.0768</u>	<u>15</u>
<u>Argélia</u>	<u>27677</u>	<u>0.0696</u>	<u>1993</u>	<u>12574</u>	<u>1.319</u>	<u>1995</u>	<u>1</u>	<u>16800</u>	<u>9574</u>	<u>11314</u>	<u>0.1977</u>	<u>15</u>
<u>Angola</u>	<u>13226</u>	<u>0.1068</u>	<u>1968</u>	<u>183</u>	<u>0.967</u>	<u>2008</u>	<u>71</u>	<u>5289</u>	<u>7882</u>	<u>5412</u>	<u>0.0379</u>	<u>4</u>
<u>Camarões</u>	<u>1270</u>	<u>0.1924</u>	<u>1990</u>	<u>661</u>	<u>0.167</u>	<u>1990</u>	<u>1</u>	<u>1066</u>	<u>76</u>	<u>400</u>	<u>0.0145</u>	<u>9</u>
<u>Congo</u>	<u>2960</u>	<u>0.1250</u>	<u>1964</u>	<u>26</u>	<u>0.253</u>	<u>2001</u>	<u>111</u>	<u>1750</u>	<u>1208</u>	<u>1506</u>	<u>0.0128</u>	<u>5</u>
<u>Egito</u>	<u>11158</u>	<u>0.1225</u>	<u>1942</u>	<u>22</u>	<u>0.936</u>	<u>1992</u>	<u>504</u>	<u>9169</u>	<u>2141</u>	<u>3700</u>	<u>0.0483</u>	<u>5</u>
<u>Gabão</u>	<u>5343</u>	<u>0.0838</u>	<u>1978</u>	<u>820</u>	<u>0.306</u>	<u>1999</u>	<u>6</u>	<u>3102</u>	<u>2061</u>	<u>2499</u>	<u>0.0398</u>	<u>13</u>

<u>Líbia</u>	<u>42088</u>	<u>0.0600</u>	<u>1972</u>	<u>17445</u>	<u>1.729</u>	<u>1978</u>	<u>1</u>	<u>24110</u>	<u>7074</u>	<u>36000</u>	<u>0.4992</u>	<u>29</u>
<u>Marrocos</u>	<u>18</u>	<u>0.1884</u>	<u>1972</u>	<u>16</u>	<u>0.002</u>	<u>1961</u>	<u>0</u>	<u>#N/D</u>	<u>#N/D</u>	<u>2</u>	<u>0.0004</u>	<u>15</u>
<u>Nigéria</u>	<u>43105</u>	<u>0.0723</u>	<u>1984</u>	<u>12271</u>	<u>2.132</u>	<u>1997</u>	<u>3</u>	<u>24489</u>	<u>15973</u>	<u>25000</u>	<u>0.4038</u>	<u>19</u>
<u>Tunísia</u>	<u>1824</u>	<u>0.0899</u>	<u>1910</u>	<u>2</u>	<u>0.112</u>	<u>1986</u>	<u>873</u>	<u>1288</u>	<u>294</u>	<u>308</u>	<u>0.0083</u>	<u>7</u>
<u>Zaire</u>	<u>368</u>	<u>0.1244</u>	<u>2001</u>	<u>294</u>	<u>0.031</u>	<u>1990</u>	<u>0</u>	<u>266</u>	<u>54</u>	<u>187</u>	<u>0.0036</u>	<u>12</u>
Oriente Médio	457896	0.0627	1782	1	19.659	1995	631955	274164	161522	726842	3.5993	18
<u>Barein</u>	<u>1181</u>	<u>0.0755</u>	<u>1936</u>	<u>63</u>	<u>0.061</u>	<u>1974</u>	<u>18</u>	<u>1024</u>	<u>106</u>	<u>125</u>	<u>0.0079</u>	<u>13</u>
<u>Irã</u>	<u>78131</u>	<u>0.0705</u>	<u>1991</u>	<u>44812</u>	<u>3.770</u>	<u>1987</u>	<u>1</u>	<u>56949</u>	<u>17271</u>	<u>125800</u>	<u>1.1479</u>	<u>30</u>
<u>Iraque</u>	<u>36602</u>	<u>0.0768</u>	<u>1963</u>	<u>6370</u>	<u>1.923</u>	<u>1983</u>	<u>5</u>	<u>28808</u>	<u>5739</u>	<u>115000</u>	<u>0.6166</u>	<u>32</u>
<u>Israel</u>	<u>275</u>	<u>0.6578</u>	<u>1959</u>	<u>0</u>	<u>0.124</u>	<u>1972</u>	<u>3631</u>	<u>#N/D</u>	<u>#N/D</u>	<u>4</u>	<u>0.0066</u>	<u>5</u>
<u>Kuwait</u>	<u>50163</u>	<u>0.0627</u>	<u>1970</u>	<u>18724</u>	<u>2.152</u>	<u>1979</u>	<u>2</u>	<u>36050</u>	<u>7848</u>	<u>96500</u>	<u>0.6426</u>	<u>30</u>
<u>Omã</u>	<u>15456</u>	<u>0.0851</u>	<u>1993</u>	<u>4632</u>	<u>0.901</u>	<u>2003</u>	<u>2</u>	<u>7649</u>	<u>7327</u>	<u>5506</u>	<u>0.0518</u>	<u>6</u>
<u>Qatar</u>	<u>162261</u>	<u>0.0304</u>	<u>1981</u>	<u>4712</u>	<u>3.374</u>	<u>2097</u>	<u>33</u>	<u>7501</u>	<u>153000</u>	<u>15207</u>	<u>0.0962</u>	<u>3</u>
<u>Árabia Saudita</u>	<u>167295</u>	<u>0.0713</u>	<u>1961</u>	<u>14395</u>	<u>8.159</u>	<u>1995</u>	<u>11</u>	<u>104747</u>	<u>55625</u>	<u>259400</u>	<u>1.6234</u>	<u>20</u>
<u>Síria</u>	<u>6003</u>	<u>0.1346</u>	<u>1965</u>	<u>63</u>	<u>0.553</u>	<u>1999</u>	<u>94</u>	<u>4164</u>	<u>1934</u>	<u>2500</u>	<u>0.0398</u>	<u>7</u>
<u>Turquia</u>	<u>1193</u>	<u>0.0810</u>	<u>1944</u>	<u>31</u>	<u>0.066</u>	<u>1989</u>	<u>38</u>	<u>866</u>	<u>266</u>	<u>300</u>	<u>0.0136</u>	<u>21</u>
<u>Emirados</u>	<u>45592</u>	<u>0.0724</u>	<u>1975</u>	<u>6632</u>	<u>2.261</u>	<u>1999</u>	<u>6</u>	<u>24104</u>	<u>18753</u>	<u>97800</u>	<u>0.2878</u>	<u>13</u>
<u>Árabes Unidos</u>												
<u>Iêmen</u>	<u>3367</u>	<u>0.1928</u>	<u>1957</u>	<u>1</u>	<u>0.444</u>	<u>2001</u>	<u>4681</u>	<u>2030</u>	<u>1224</u>	<u>4000</u>	<u>0.0198</u>	<u>4</u>
Oceania e	119162	0.0914	1853	0	7.457	1997	510782	77952	40690	38258	0.4246	6
Leste Asiático												
<u>Austrália</u>	<u>9892</u>	<u>0.0885</u>	<u>1946</u>	<u>124</u>	<u>0.599</u>	<u>1995</u>	<u>79</u>	<u>6220</u>	<u>3058</u>	<u>3500</u>	<u>0.0666</u>	<u>11</u>
<u>Brunei</u>	<u>14647</u>	<u>0.0896</u>	<u>1913</u>	<u>6</u>	<u>0.898</u>	<u>2000</u>	<u>2425</u>	<u>8906</u>	<u>5902</u>	<u>1350</u>	<u>0.0392</u>	<u>4</u>
<u>Birmânia</u>	<u>325</u>	<u>0.1086</u>	<u>1982</u>	<u>176</u>	<u>0.024</u>	<u>1980</u>	<u>1</u>	<u>484</u>	<u>18</u>	<u>50</u>	<u>0.0034</u>	<u>14</u>
<u>China</u>	<u>48120</u>	<u>0.1011</u>	<u>1994</u>	<u>20342</u>	<u>3.330</u>	<u>1997</u>	<u>1</u>	<u>31089</u>	<u>15927</u>	<u>18250</u>	<u>0.2547</u>	<u>8</u>
<u>Índia</u>	<u>8916</u>	<u>0.1146</u>	<u>1906</u>	<u>0</u>	<u>0.699</u>	<u>1996</u>	<u>32163</u>	<u>6329</u>	<u>2554</u>	<u>5371</u>	<u>0.0517</u>	<u>7</u>
<u>Indonésia</u>	<u>27067</u>	<u>0.0873</u>	<u>1962</u>	<u>2320</u>	<u>1.617</u>	<u>1989</u>	<u>11</u>	<u>21603</u>	<u>5672</u>	<u>4700</u>	<u>0.1501</u>	<u>9</u>
<u>Japão</u>	<u>274</u>	<u>0.0711</u>	<u>1947</u>	<u>30</u>	<u>0.013</u>	<u>1976</u>	<u>8</u>	<u>274</u>	<u>34</u>	<u>59</u>	<u>0.0026</u>	<u>19</u>
<u>Nova Zelândia</u>	<u>365</u>	<u>0.1753</u>	<u>1928</u>	<u>0</u>	<u>0.044</u>	<u>1995</u>	<u>114770</u>	<u>304</u>	<u>61</u>	<u>55</u>	<u>0.0034</u>	<u>8</u>
<u>Paquistão</u>	<u>654</u>	<u>0.1375</u>	<u>1945</u>	<u>1</u>	<u>0.062</u>	<u>1998</u>	<u>1289</u>	<u>509</u>	<u>181</u>	<u>289</u>	<u>0.0060</u>	<u>10</u>
<u>Papua Nova</u>	<u>791</u>	<u>0.6962</u>	<u>1923</u>	<u>19</u>	<u>0.377</u>	<u>1928</u>	<u>41</u>	<u>382</u>	<u>#N/D</u>	<u>240</u>	<u>0.0370</u>	<u>10</u>
<u>Guiné</u>												
<u>Filipinas</u>	<u>2731</u>	<u>0.0401</u>	<u>1567</u>	<u>0</u>	<u>0.075</u>	<u>1902</u>	<u>663137</u>	<u>77</u>	<u>43</u>	<u>152</u>	<u>0.0035</u>	<u>5</u>
<u>Taiwan</u>	<u>30</u>	<u>0.1808</u>	<u>1990</u>	<u>26</u>	<u>0.004</u>	<u>1979</u>	<u>0</u>	<u>29</u>	<u>0</u>	<u>4</u>	<u>0.0005</u>	<u>13</u>
<u>Tailândia</u>	<u>4114</u>	<u>0.1165</u>	<u>1947</u>	<u>1</u>	<u>0.328</u>	<u>2020</u>	<u>5095</u>	<u>532</u>	<u>3566</u>	<u>583</u>	<u>0.0058</u>	<u>2</u>
<u>Vietnã</u>	<u>2106</u>	<u>0.2470</u>	<u>1952</u>	<u>0</u>	<u>0.356</u>	<u>2003</u>	<u>302007</u>	<u>1214</u>	<u>875</u>	<u>600</u>	<u>0.0080</u>	<u>2</u>
Mundo	1551441	0.0626	1742	0	66.461	1994		978631	543137	1265812	5.1702	8
								7076950				

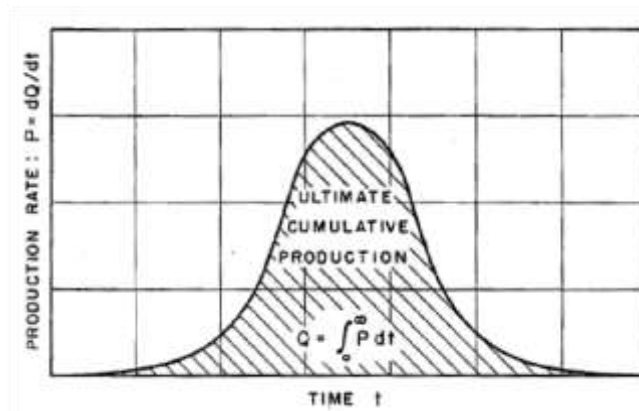


Figura 1 – Relações matemáticas envolvidas em um ciclo completo de produção de um recurso exaurível (extraído de

HUBBERT, 1956)

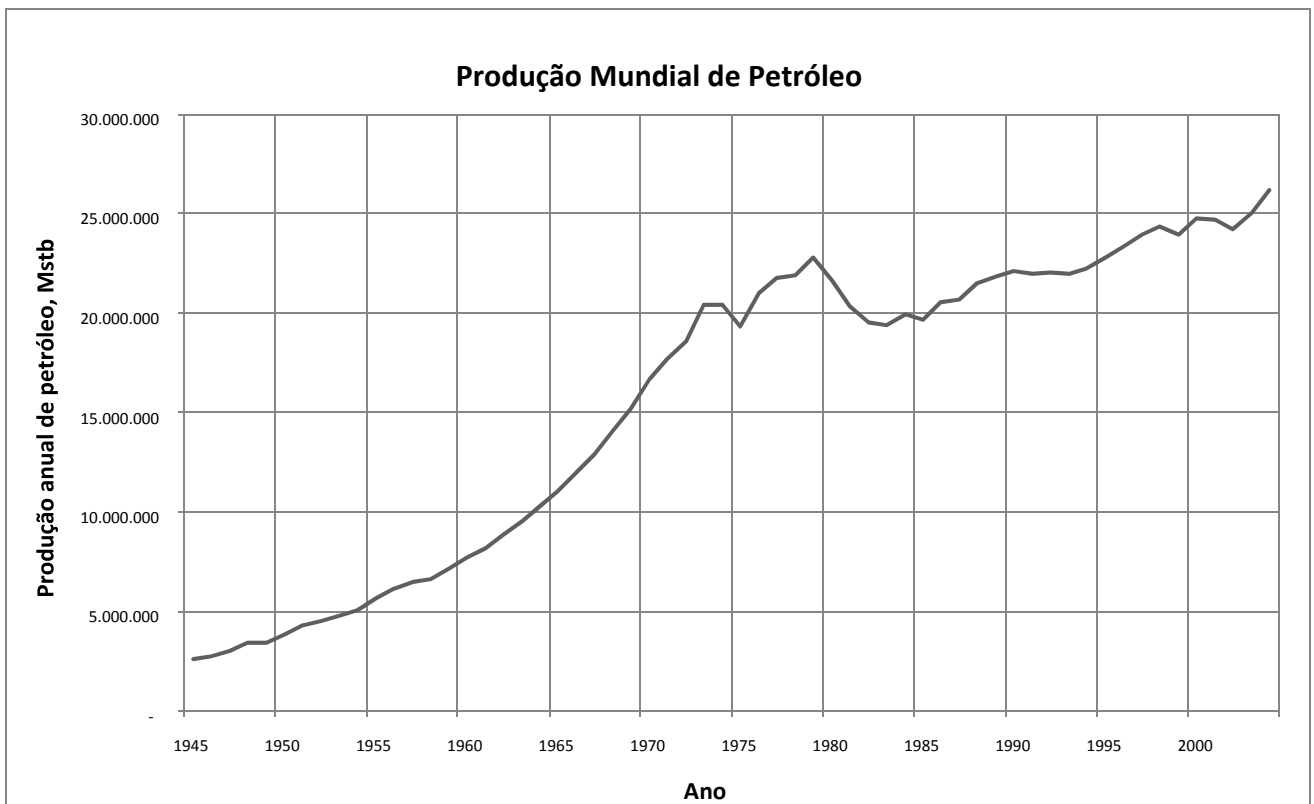


Figura 2 – Histórico da produção mundial de petróleo

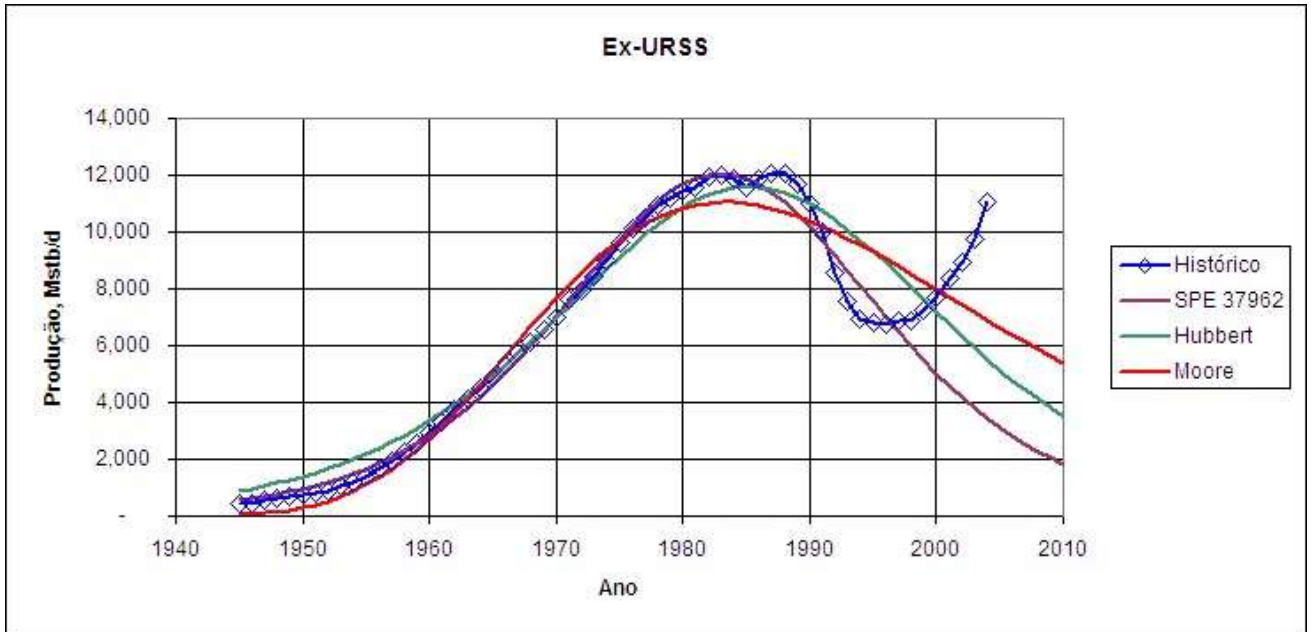


Figura 3 – Produção de petróleo da ex-URSS ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

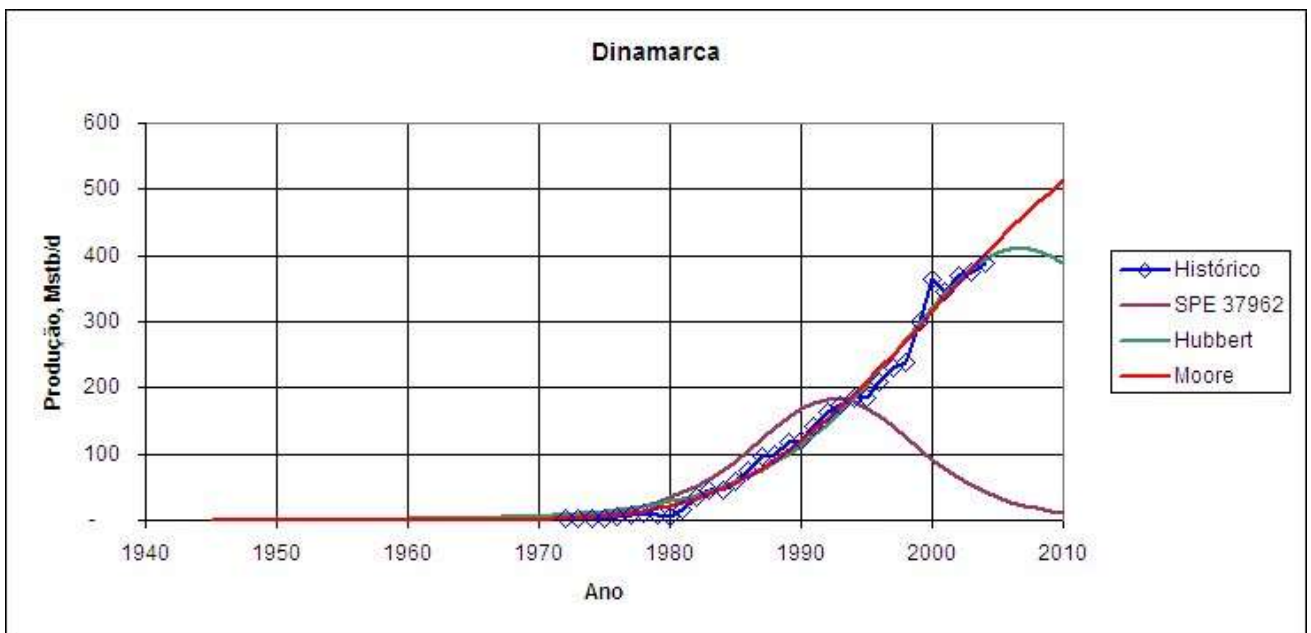


Figura 4 – Produção de petróleo da Dinamarca ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

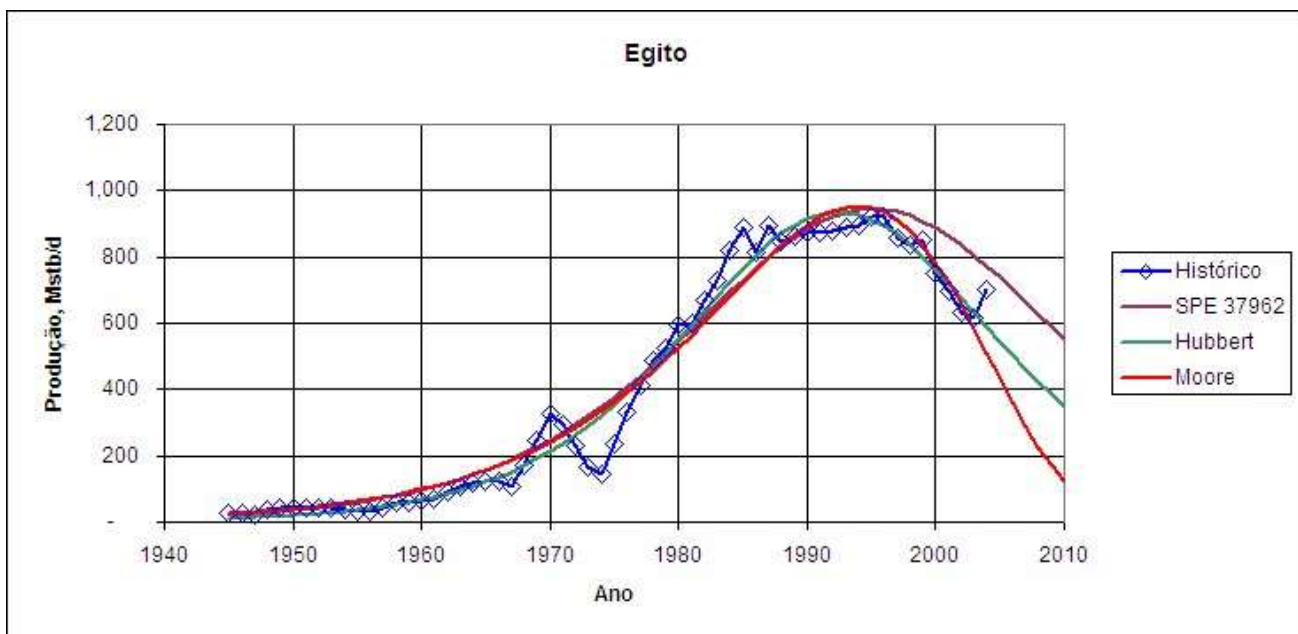


Figura 5 – Produção de petróleo do Egito ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

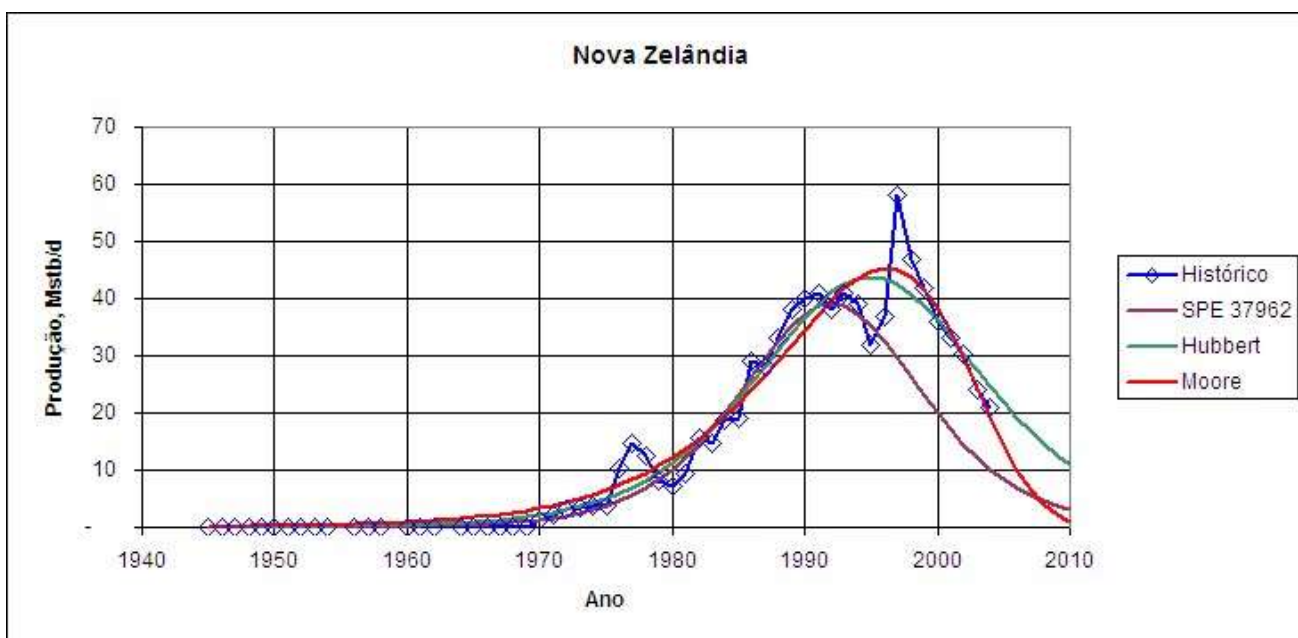


Figura 6 – Produção de petróleo da Nova Zelândia ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

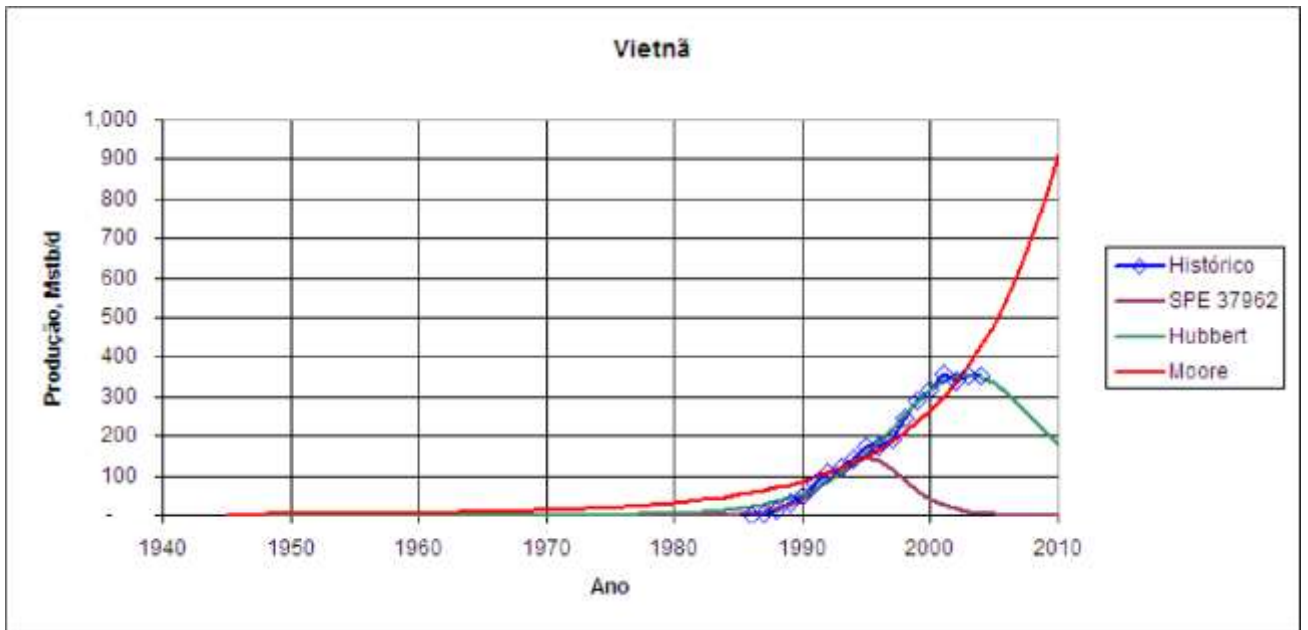


Figura 7 – Produção de petróleo do Vietnã ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

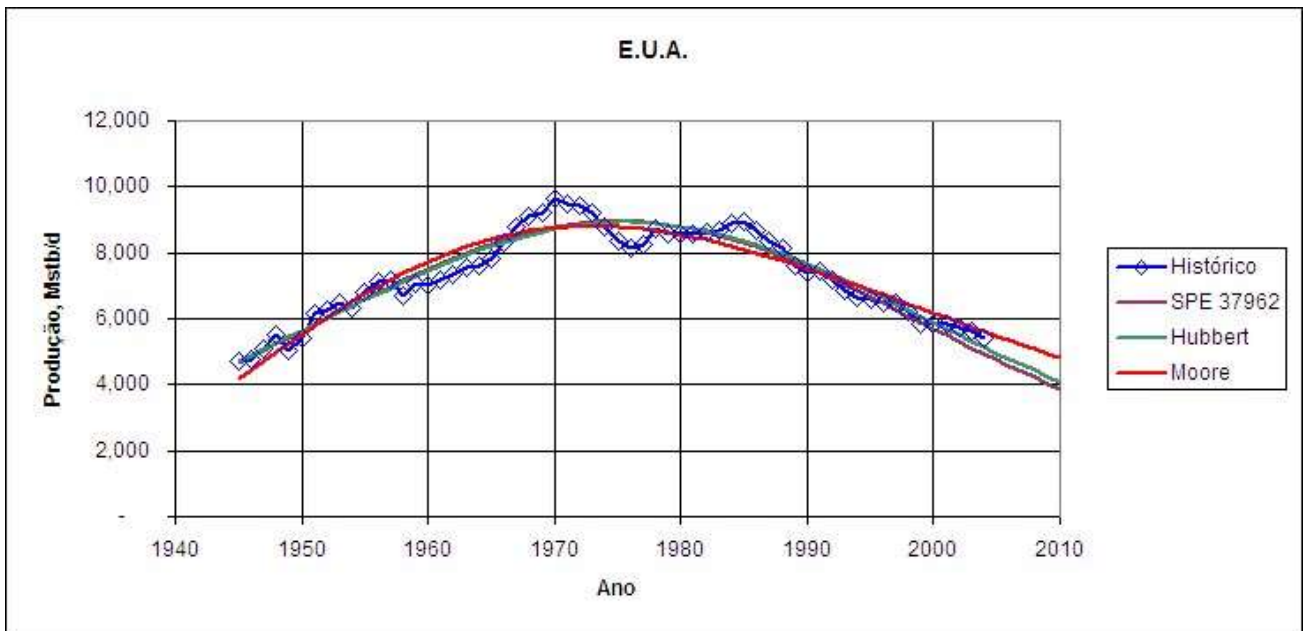


Figura 8 – Produção de petróleo dos EUA ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

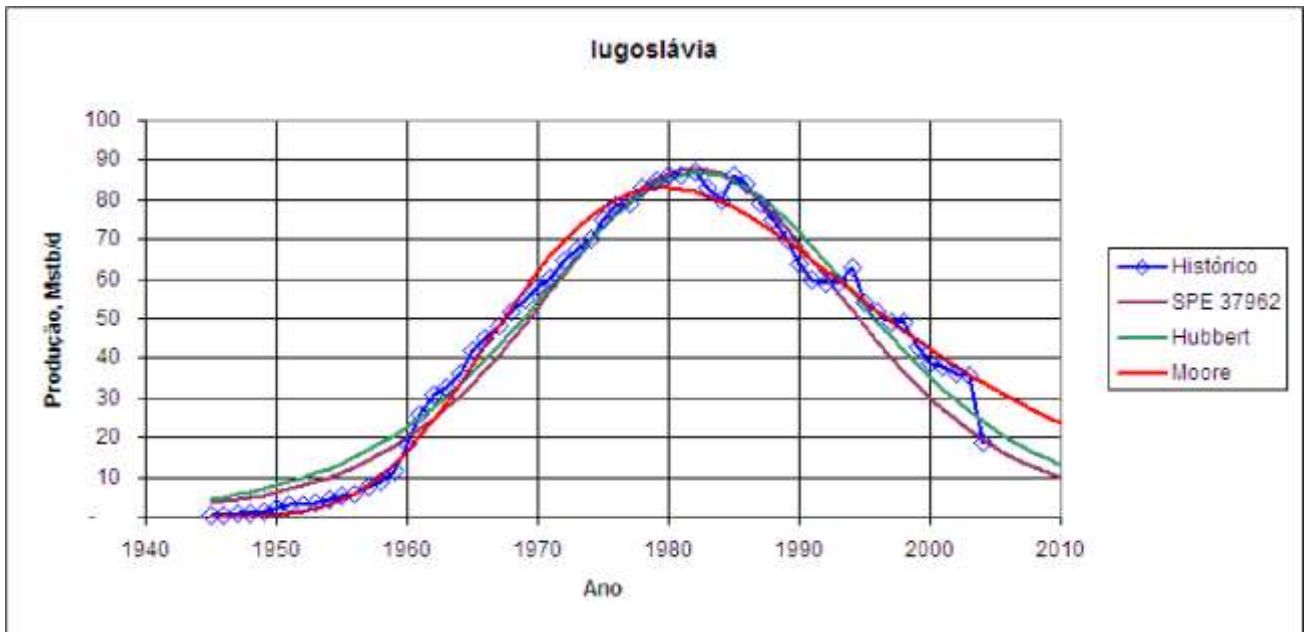


Figura 9 – Produção de petróleo da Iugoslávia ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

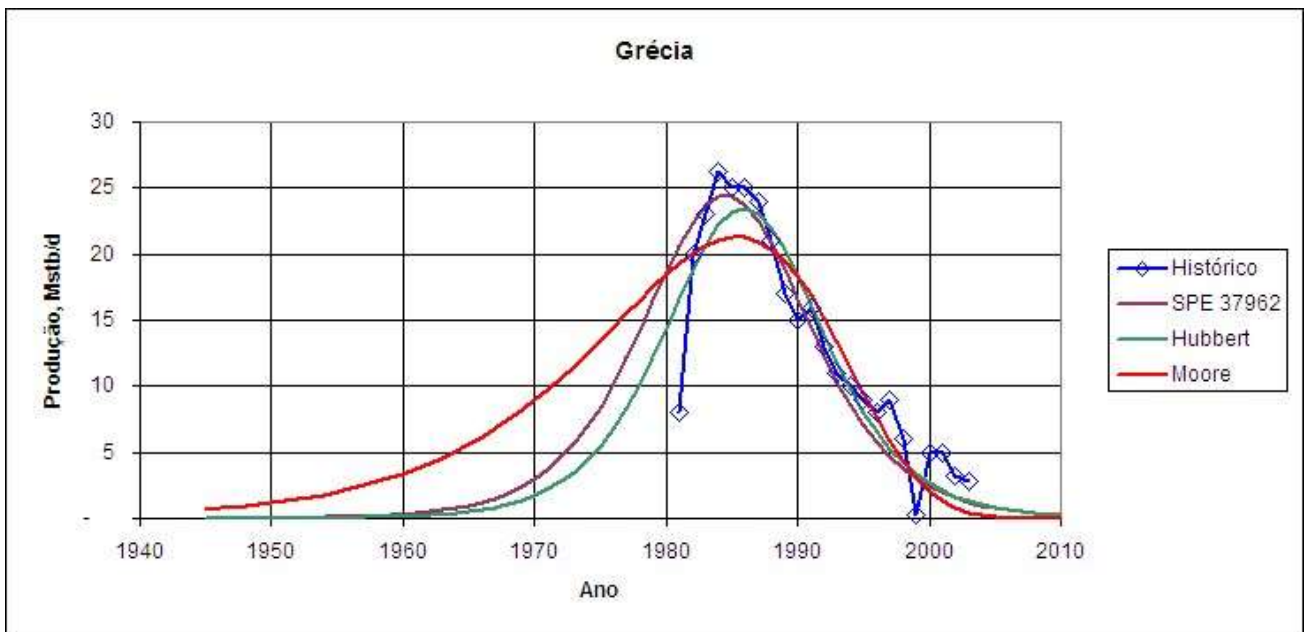


Figura 10 – Produção de petróleo da Grécia ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos

quadrados não-lineares

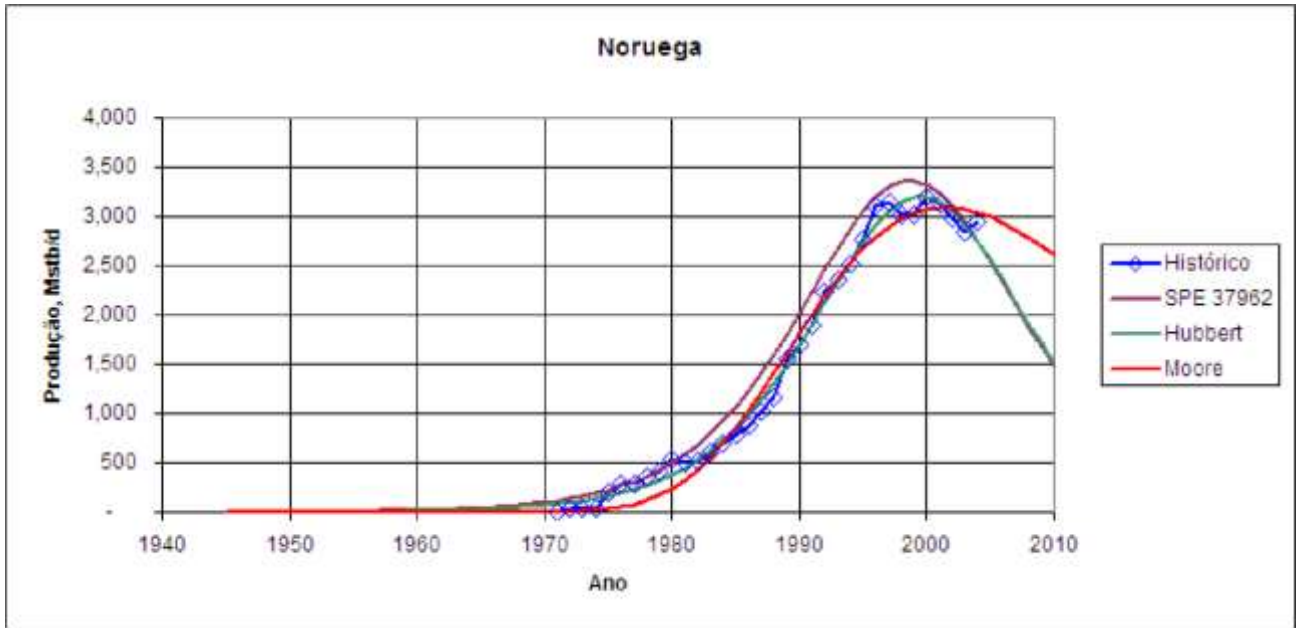


Figura 11 – Produção de petróleo da Noruega ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

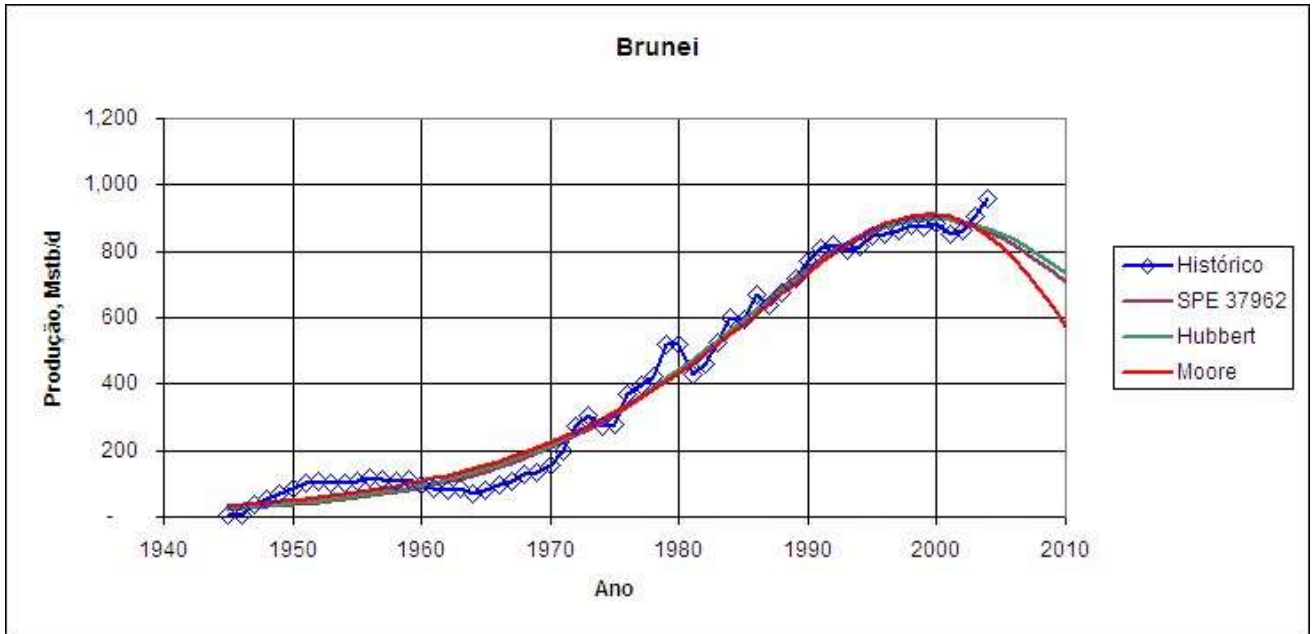


Figura 12 – Produção de petróleo de Brunei & Malásia ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

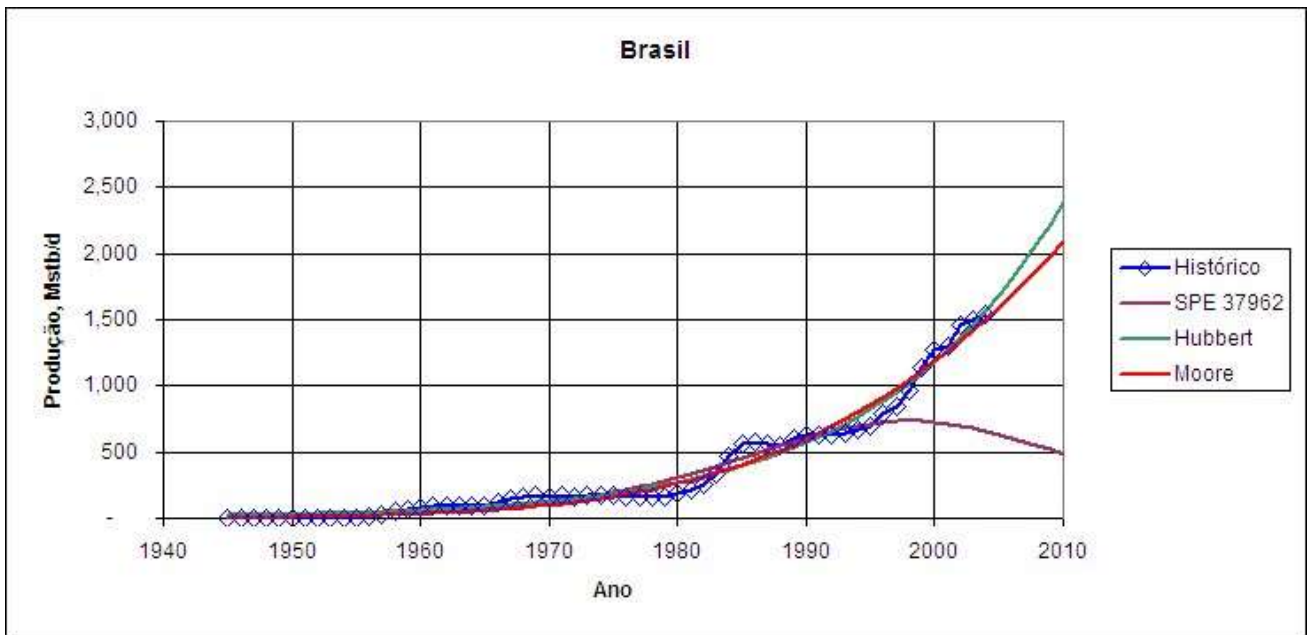


Figura 13 – Produção de petróleo do Brasil ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

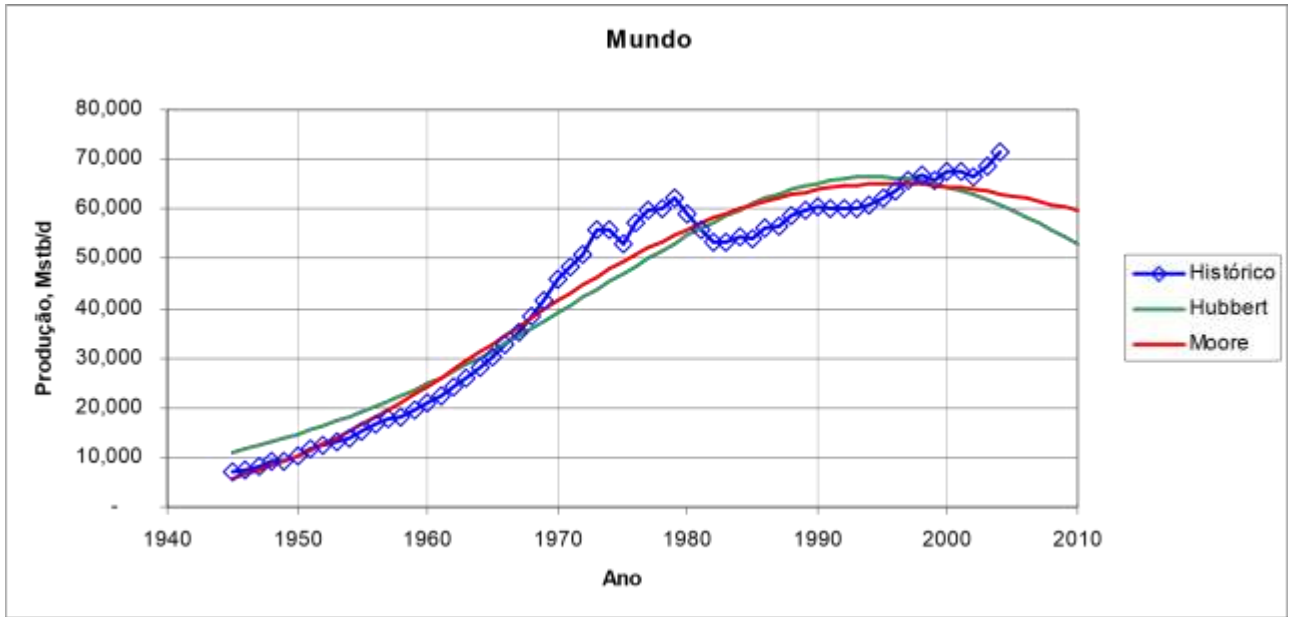


Figura 14 – Produção de petróleo mundial ajustada pelos métodos de Hubbert e Moore utilizando o método de mínimos quadrados não-lineares

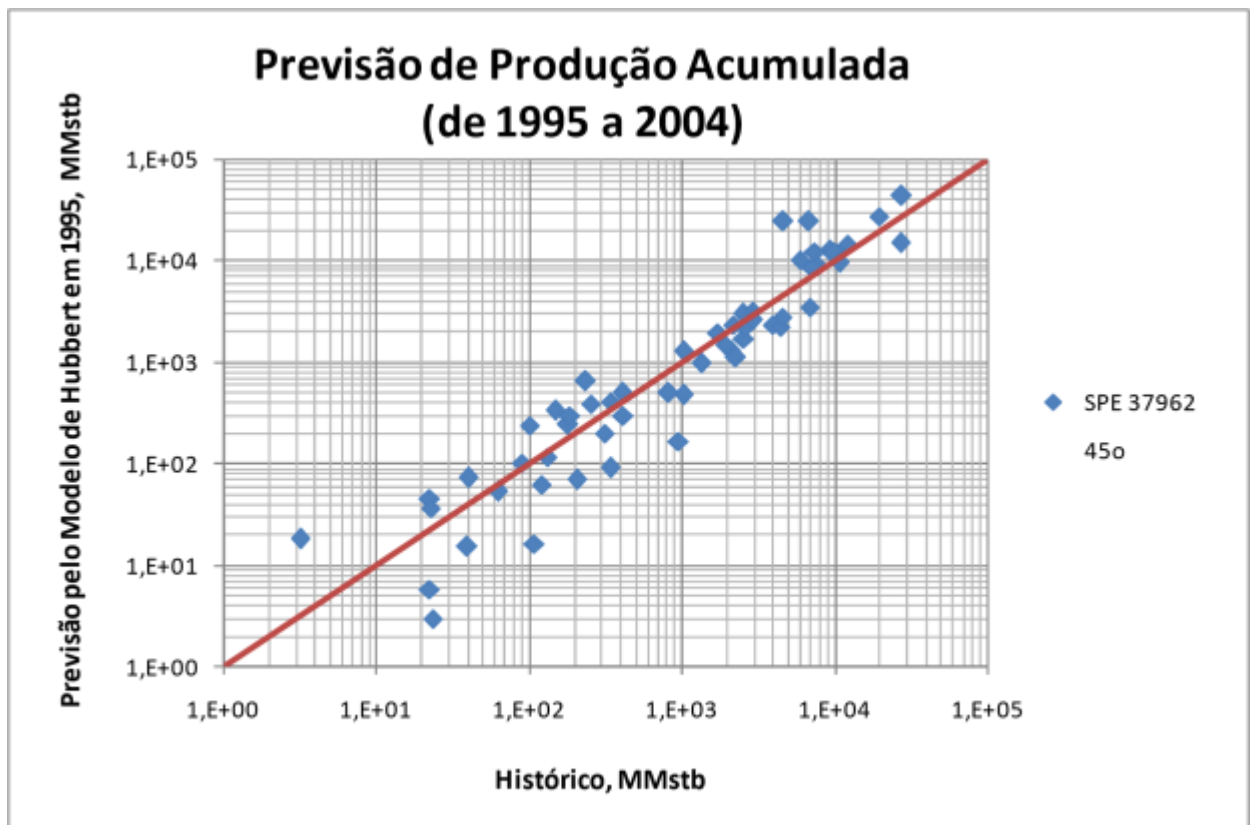


Figura 15 – Comparação entre a produção realizada no período de 1995 e 2004 e a prevista pelo modelo de Hubbert

ajustado em 1995 (SPE 37962)

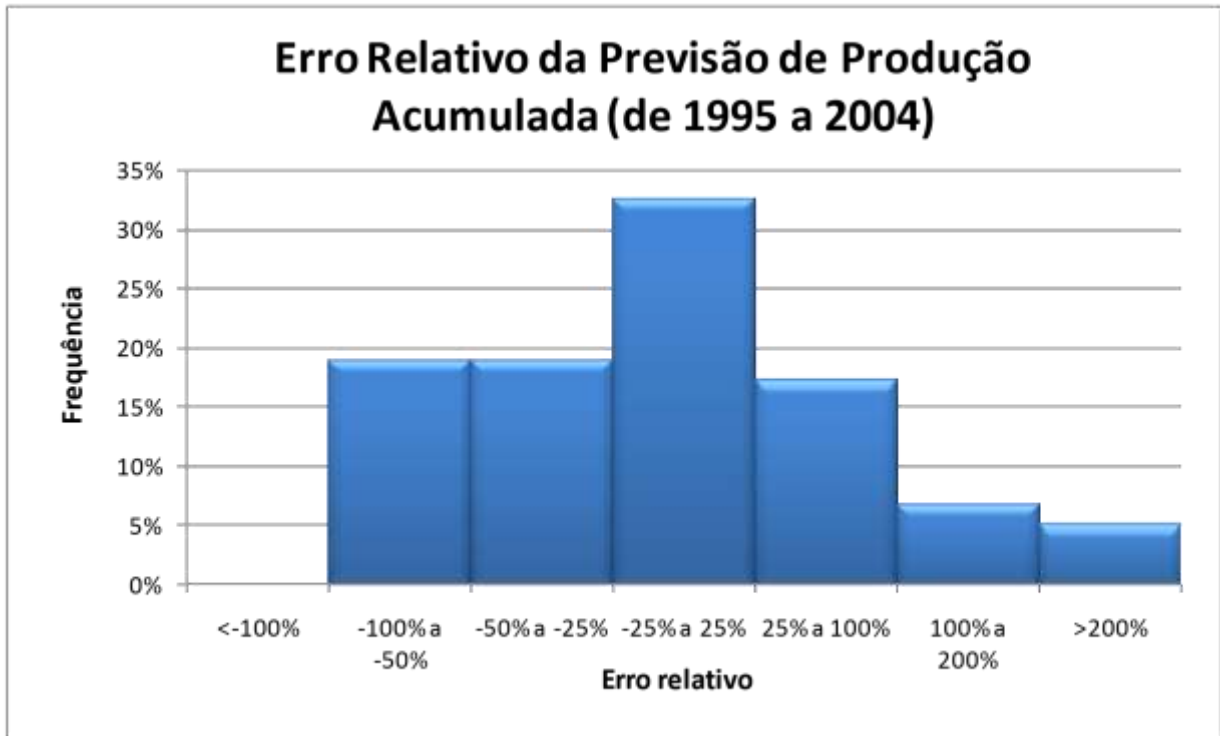


Figura 16 – Erro relativo da comparação entre a produção realizada no período de 1995 e 2004 e a prevista pelo modelo de Hubbert ajustado em 1995 (SPE 37962)

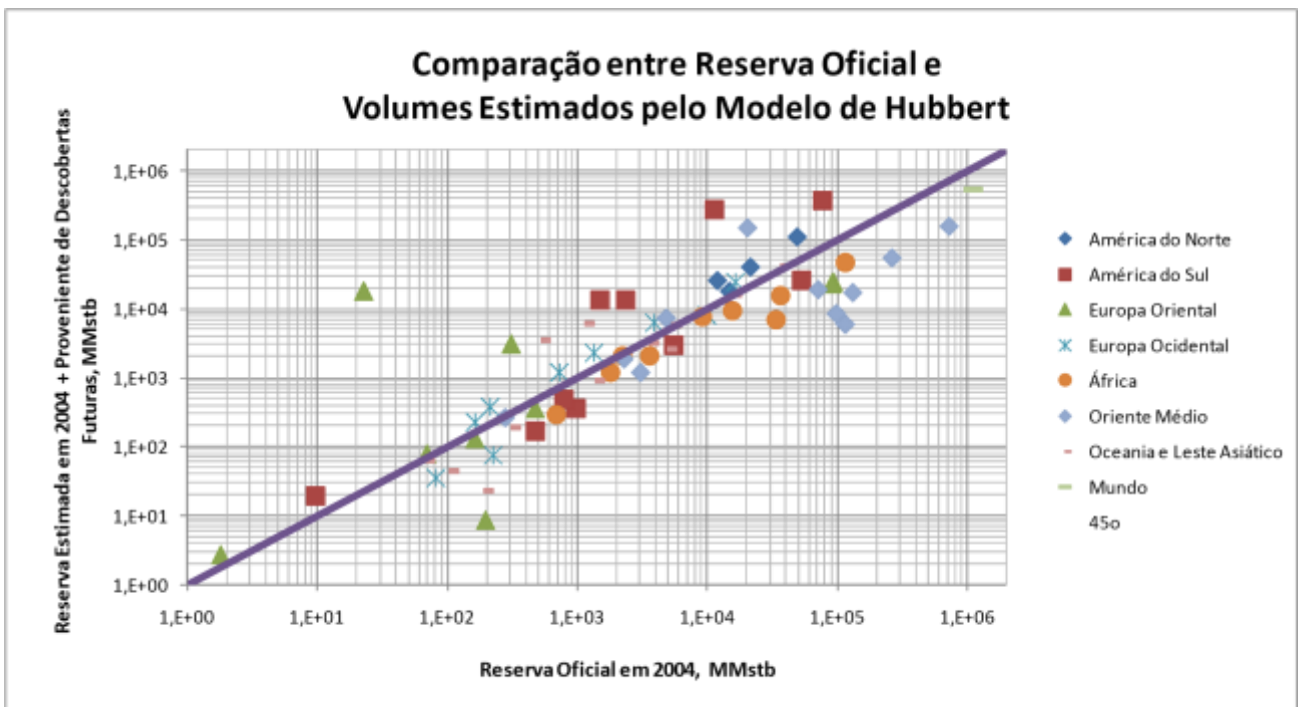


Figura 18 – Comparação entre a Reserva Oficial em 2004 e os volumes a serem ainda produzidos pelo modelo de

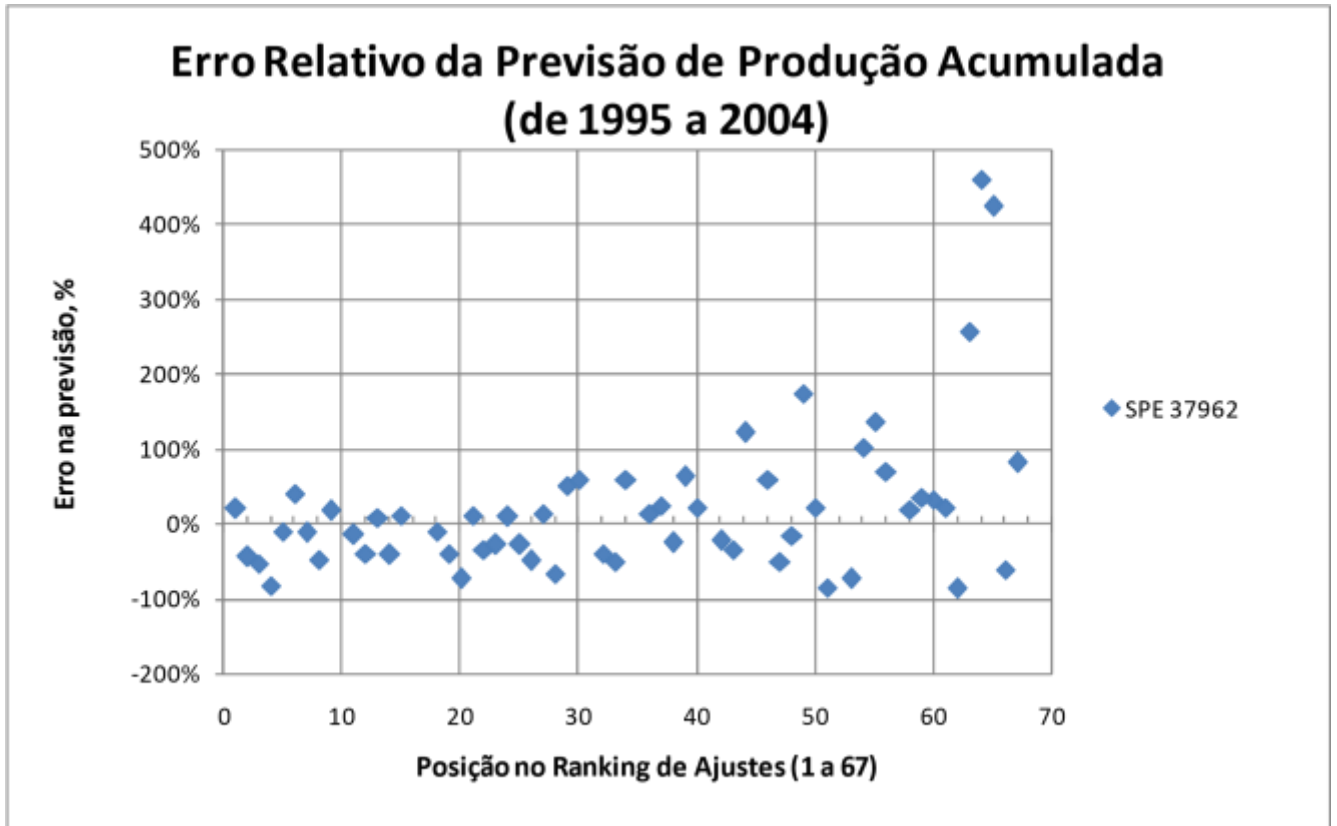


Figura 17 – Erro relativo da comparação e a respectiva posição no ranking de ajustes (SPE 37962)
Hubbert

LA DECISIÓN DE RESERVAS - UN ENSAYO SOBRE LA INFORMACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN EL MARCO DE LA TEORÍA DE LA DECISIÓN.

Lic. Diego Fernando Guichón
Universidad Nacional de Lanús.

Nombre: Diego Fernando
Guichón Titulo: Licencia en
Economía.

Universidad Nacional de Lanús.

29 de Septiembre 3901 (1826) Remedios de
Escalada, Lanús Te 54 9 15-3755-4215 Mail
dieguichon@gmail.com

Summary

It is argued that the "fact" Reservations can be best seen as a set of at least two elements. The "data" Proved Developed Reserves (determined by variables of geology, engineering, pricing and costs), but the decision on the rest of the Reserves, including the probable and possible, and all kinds Undeveloped. Have attempted to identify in the decision process, which is the decision maker, what are the decision variables or alternatives, which is the type of uncertainty to which this subject, and operating restrictions on its decision. Then given the range of available alternatives, the decision maker, according to their circumstances can select the one that optimizes its goals or objectives. For Booking Information subject to decision, we have tried to identify some possible objectives of decision makers, and which would probably be the type of expected behavior.

Finally we note that our goal is merely to point out that the decision of specific reservations through Reserve reports can be a tool, among many other possible, in pursuit of certain objectives. The extent to which you can use this instrument, has its limits, and their efficacy has not been tested in specific cases

Introducción.

Los "datos" de Reservas son objeto de permanente debate.

Reynolds (2005) habla incluso de la “economía de las definiciones de petróleo”.

En general se advierte que se trata de estimaciones sujetas a incertidumbre. Es frecuente escuchar el carácter impreciso de estas estimaciones en frases como la siguiente:

*“La estimación de cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre.”*⁵⁶²

Sin embargo los “datos” de Reservas, han variado muchas veces en el tiempo de una manera que es difícil de explicar exclusivamente en términos de cambios en el nivel de incertidumbre.

Diversos ejemplos pueden mencionarse al respecto:

- el ajuste de reservas introducido por los principales países miembros de la OPEC en la década del ochenta⁵⁶³.
- la inexplicable estabilidad en el tiempo de los datos informados por otros países⁵⁶⁴.
- ciertos ajustes ocurridos luego de sancionada la Ley Sarbane Oxley⁵⁶⁵ en empresas como Shell, Repsol YPF, El Paso Corporation, etc^{566, 567}.

En éste ensayo se propone un marco teórico que permita analizar los “datos” de Reservas.

Se entiende que se trata de un tipo de “dato”, particular, en el cual confluyen no solo la carga teórica de diversas disciplinas entre ellas geología, ingeniería, economía, sino también diversas convenciones, una significativa incertidumbre, y todo tipo de sesgos cognitivos.

⁵⁶² Ver SPE (2009) Punto 1.0

⁵⁶³ . La posibilidad de los países de informar reservas de acuerdo a objetivos políticos ha sido destacada por Campbell (1991), y Simmons (2005).

⁵⁶⁴ Ver Campbell(1991) pagina 24 y subsiguientes.

⁵⁶⁵ Ley sancionada en USA luego del escándalo de la quiebra de Enron, y que introdujo cambios significativos en las normas a las cuales están sujetas las empresas que participan del Mercado de Valores de Nueva York.

⁵⁶⁶ Ver el artículo de Randol Justice (2004) en Ryder Scott vol. 6 Nro. 4

⁵⁶⁷ La posibilidad de que grupos profesionales dentro de empresas incurran en sesgos en sus estimaciones en función de objetivos diversos ha sido señalada por Campbell (1986).

Pero en éste ensayo se propone que los “datos” de Reservas, son en última instancia Decisiones, y pueden analizarse con provecho a partir de la Teoría de la Decisión⁵⁶⁸. A tal efecto se desarrollara el concepto de Decisión de Reservas (en adelante DR).

Se suele decir que dos evaluadores en similares circunstancias o dos auditores en similares circunstancias, podrían no coincidir en la estimación de Reservas de una misma acumulación o yacimiento. Pero esta apreciación, omite a la “entidad” que se considera el verdadero Decisor, el cual, como veremos, es un sujeto distinto del evaluador y el auditor.

Por otra parte en éste ensayo se pone el énfasis en los objetivos del Decisor como variable explicativa de las Reservas informadas, y se aparta por lo tanto de otros enfoques que hacen énfasis en la incertidumbre, o en los sesgos cognitivos.

O sea la visión es, que si existiesen dos entidades diferentes, que debieran producir un Informe de Reservas sobre un mismo yacimiento, aún cuando no existiesen incertidumbres de ninguna naturaleza, ni tampoco sesgos cognitivos, los Informes de Reservas que producirían ambas entidades podrían ser sensiblemente diferentes entre sí. Y esto, podría ocurrir, porque los objetivos de cada entidad podrían ser diferentes y tendrían alternativas (o sea tendrían variables bajo su control) que les permitirían producir Informes de Reservas diferentes en función de estos objetivos.

El ensayo consta de cinco secciones.

Sección I La regulación sobre el cálculo de Reservas.

Sección II Teoría de la Decisión.

Sección III Evidencia empírica parcial.

Sección IV Elementos del Proceso Decisorio.

Sección V Objetivos y Estrategias del Decidor.

Conclusiones.

Sección I Las regulaciones sobre el cálculo de Reservas.

⁵⁶⁸ Para comprender el alcance que le damos a la Teoría de la Decisión puede considerarse como un referencia valida Bonatti 2011.

Recomendaciones de Asociaciones Profesionales y Foros Especializados.

La estimación de reservas, se ha desarrollado como una actividad sujeta a determinadas definiciones, guías de cálculo o normas de procedimientos. No obstante, no existen un conjunto de normas universalmente aceptadas para el cálculo de Reservas.

Se cuenta con antecedentes del cálculo de reservas en USA por organismos oficiales desde principios del siglo XX⁸, aunque no podemos decir que se trataba del concepto actual de Reservas. Luego de la primera guerra mundial, se crearon diversas asociaciones profesionales particularmente en USA,⁵⁶⁹⁹ que tomaron, como un tema de interés, el lograr consenso en torno a definiciones de Reservas y procedimientos de cálculo.⁵⁷⁰

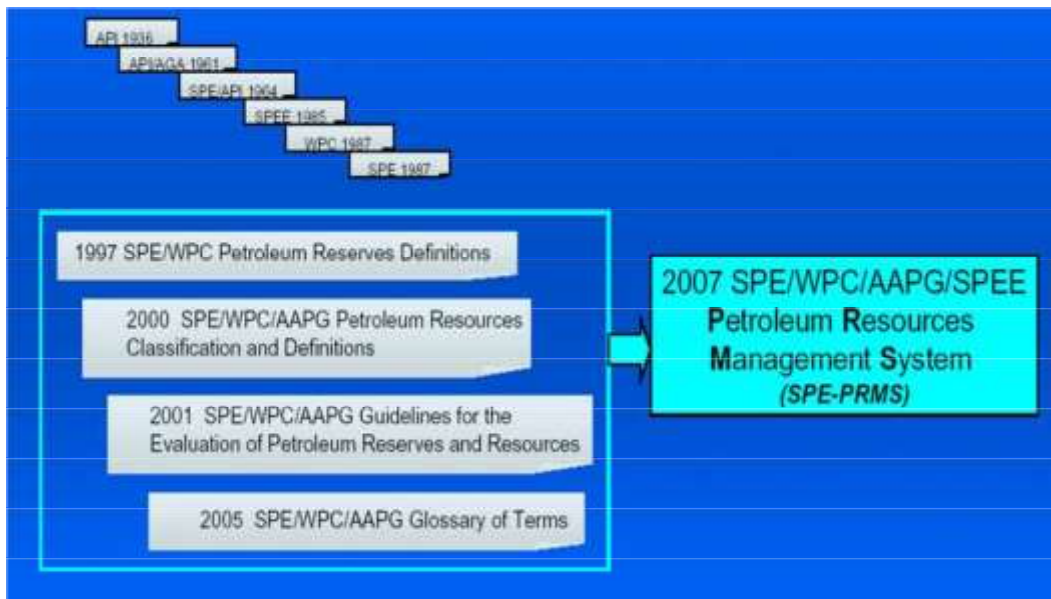
Existen sí, asociaciones profesionales y foros internacionales que publican definiciones y guías de procedimientos para el cálculo de Reservas, y guías de auditoría⁵⁷¹; pero aún cuando estas recomendaciones, son a veces mencionadas como “normas internacionales”, estas asociaciones profesionales y foros no tienen jurisdicción para tornar obligatoria la aplicación de sus recomendaciones.

El siguiente gráfico, tomado de una presentación del SPE, ilustra los hitos de las Asociaciones de la Industria al menos en USA, hasta la actualidad.

⁵⁶⁹ Ver De Golyer (1922) y para un análisis desde una corriente de la Sociología del Conocimiento ver, Dennis M.A. (1985) ⁹ En 1917 se funda la Asociación Americana de Geólogos de Petróleo (AAPG), en 1919 se fundaron el Instituto Americano del Petróleo (API), y la Asociación Americana de Gas (AGA). En 1922 se funda la División de Petróleo del Instituto Americano de Ingeniería en Minas (AIME), organismo del cual surgiría en 1957 la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE). En 1931 se funda a la Unión Internacional de Gas (IGU), y en 1933 el Congreso Mundial del Petróleo (WPC) hoy denominado Consejo Mundial del Petróleo.

⁵⁷⁰ La primera definición propuesta por el IAP para Reservas Probadas, data de 1936.

⁵⁷¹ Se destacan la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), la Asociación Americana de Geólogos de Petróleo (AAPG) y el Consejo Mundial del Petróleo (WPC), la Petroleum Society (PS), la Sociedad de Ingenieros en Evaluación Petrolera (SPEE). ¹² En trabajos publicados por profesionales del USGS en 1920, se empleaba el término Reservas incluso para denominar hidrocarburos aún no descubiertos. Ver White (1920) página 125



El término Reservas, fue empleado por mucho tiempo por la Industria del Petróleo, sin que se le asignara un significado preciso,¹² hasta que en 1936 el Instituto Americano de Petróleo, acordó una primera definición.

Inicialmente las definiciones consensuadas por la Industria se referían solo a Reservas Comprobadas, luego en esta clasificación se empezó a hablar de Reservas Primarias y Secundarias, donde las últimas eran el resultado de inversiones en recuperación secundaria. Hacia 1987 la Industria consensua definiciones de Reservas Comprobadas, Probables y Posibles, y dentro de las Comprobadas distingue las Desarrolladas (aquellas que no requería inversiones adicionales) y No Desarrolladas. A principios de la década del noventa, se acuerda asignar valores de probabilidad a los distintos de Reservas estimados por métodos probabilísticos.⁵⁷²

⁵⁷² Este acuerdo no fue universal, de hecho por ejemplo en Canadá se ha continuado usando niveles de probabilidad diferentes a los de USA.



El último hito en éste proceso es el documento Petroleum Resources Management System (PRMS), elaborado en el año 2007 por la SPE/WPC/AAPG/SPEE.⁵⁷³

Hay dos cuestiones para destacar en la actual clasificación. En primer lugar ya no hay solo dos categorías de Reservas en cuanto al grado de avance de las inversiones. Hasta poco tiempo atrás en función de la ejecución inversiones las reservas se clasificaban en Desarrolladas y No Desarrolladas. Ahora, se consideran que pueden existir muchas instancias intermedias, las cuales describen el estado del Proyecto dentro del Proceso Decisorio de la “entidad”. Por ejemplo se han sugerido como estados del Proyecto: a) en producción, b) en desarrollo, c) planeado para el desarrollo, d) pendiente de desarrollo, e) desarrollo en espera, f) desarrollo no viable.⁵⁷⁴

En segundo lugar las Reservas pueden tener distinto grado de avance en sus Inversiones, independientemente de su incertidumbre. O sea puede existir Reservas Probables y Posibles Desarrolladas, aunque no estén en producción.

⁵⁷³ Para una traducción al castellano ver SPE (2009)

⁵⁷⁴ Ver SPE (2001 a) figura 2.5

Este énfasis en las Inversiones esta reconocido en el propio PRMS (2009) en donde señala como uno de sus dos principios básicos, que se trata de una Evaluación de Recursos basados en el Proyecto.

Las normas para la determinación de Reservas.

En este apartado hablaremos de normas, para remarcar que se refiere a regulaciones de cumplimiento obligatorio.

Se ha señalado que las Asociaciones Profesionales y Foros Especializados, emiten recomendaciones, pero carecen de poder jurisdiccional para tornar obligatorias sus recomendaciones.

Por otra parte, se encuentran los organismos con poder jurisdiccional para imponer la aplicación de definiciones y procedimientos. Dentro de estos organismos podemos citar a los entes públicos sectoriales (generalmente nacionales) y también a los órganos de control de los principales mercados de valores del mundo, que regulan la información que las empresas deben presentar si quieren participar de dichos mercados⁵⁷⁵.

La búsqueda de cierta uniformidad de criterios, ha sido un objetivo constante en la Industria. Y esto requiere que los conceptos que se empleen deben ser necesariamente amplios para ser aplicables a distintas situaciones. Esta amplitud, se manifiesta en cierta dosis de ambigüedad, y la ausencia del tratamiento de ciertos factores importantes, pero también sensibles para los distintos actores, en donde tal vez una mayor precisión podría generar rechazos.

Las Definiciones y Recomendaciones de la Industria, en particular las elaboradas en conjunto por la SPE/WPC/AAPG/SPEE, se entiende que están elaboradas con el fin de cumplir este rol, o sea el rol de ser normas internacionales. Se puede observar que muchos entes públicos, han adoptado total o parcialmente las normas propuestas por

⁵⁷⁵ Se destacan en este sentido, la SEC de USA, la SORP de UK, la ASIC de Australia, y las normas emitidas por la ASC de Alberta Canadá.

estas organizaciones y las han tornado así, total o parcialmente de cumplimiento obligatorio⁵⁷⁶

En este ensayo, se considerara entonces como referencia de las cuestiones normativas o convencionales, las recomendaciones actuales propuestas por organizaciones de la industria en el documento denominado “Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos”, o como es su titulo original en Ingles “Petroleum Resources Managment System” (en adelante PRMS).

Sección II Teoría de la Decisión (TD).

La TD, se ha desarrollado en dos líneas complementarias, una normativa y otra descriptiva. La teoría descriptiva aparece, durante la década del setenta, como una crítica a algunos axiomas de las teorías de elección racional, desarrolladas dentro del pensamiento económico neoclásico, aportando evidencia experimental de situaciones en las cuales aquellos que toman decisiones, violaban repetidamente algunos de estos axiomas.⁵⁷⁷

En este trabajo, se adopta un enfoque descriptivo, pero con un fin diferente, al que habitualmente se ha perseguido. Se busca individualizar y describir los elementos del proceso decisorio.

En particular es importante remarcar quién es el Decisor, y distinguirlo del Evaluador, y del Auditor.

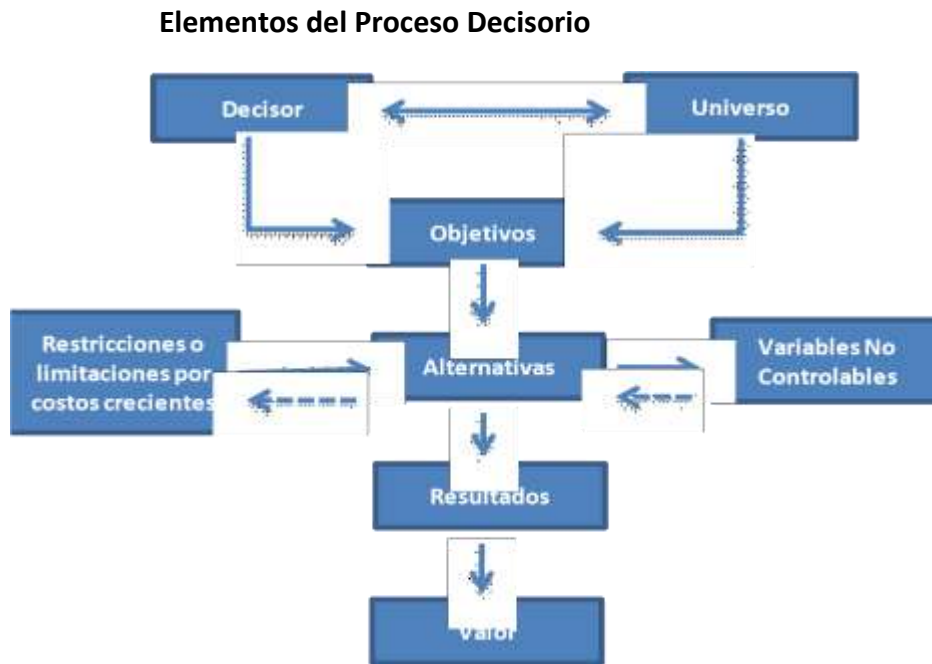
Cuales son las variables bajo control del Decisor, cuales sus restricciones, o como veremos luego limitaciones por costos crecientes. También individualizaremos los tipos incertidumbres, la influencia de los sesgos cognitivos, y cuales son objetivos esperables de este Decisor al momento de Informar Reservas.

La TD puede analizarse a partir de una serie de elementos que integran el Proceso Decisorio ¹⁹. El Gráfico siguiente esta tomado de Serrano (2011) pero con algunos ajustes

⁵⁷⁶ En el caso Argentino, la Resolución SE N° 326/2006, si bien presenta algunas características propias, remite en muchos aspectos explícitamente a las normas de la SPE/WPC/AAPG.

⁵⁷⁷ Ver Bonatti (2011)
Capitulo 1 ¹⁹ Serrano (2011)

que se consideraron pertinentes., tales como incluir dentro de las restricciones no solo límites estrictos a los valores que pueden adoptar las variables de decisión, sino también costos esperados crecientes derivados de no cumplir las normas aplicables.



Fuente: Serrano (2011) y modificaciones propias

Las Decisiones han sido clasificadas en adaptativas o modificatorias, de acuerdo a que pretendan o no modificar su entorno para volverlo mas favorable a los objetivos del Decidor.

Para este ensayo la DR, se refiere a que mensajes quiere un Decisor transmitir a su entorno para influir en el mismo.

Se considera entonces que la DR no siempre es una Decisión adaptativa, o sea no siempre intenta simplemente adaptarse a su entorno que lo toma como dado. La DR puede ser también modificativa, o sea cuando el Decisor intenta influir en su ambiente para tornarlo más favorable al logro de sus metas y objetivos.

La idea de que la información publicada es un mensaje seleccionado entre muchos posibles, ya fue planteada por implícita por Laherrere a principios de este siglo. Por ejemplo Laherrere (2007) señala:

“La publicación de los datos es un acto político, una función en gran medida de la imagen que el autor quisiera representar, por ejemplo rico en frente del banquero o el accionista, o en relación a las cuotas; pobres frente a los impuestos. El rango de incertidumbre permite mostrar imágenes diferentes.”⁵⁷⁸”

Nuestra intención es de alguna forma tratar sistemáticamente esta idea, desarrollándola en sus diversos componentes.

Sección II Evidencia empírica parcial.

En la Introducción a este ensayo ya hemos mencionado algunos casos importantes que han generado la imagen de que el “dato” de Reservas, puede ser de alguna forma ajustado en función de objetivos predeterminados por el actor o Decidor, y más o menos conocidos por un observador externo.

La intención en este punto es aportar alguna evidencia adicional sobre la existencia de una oportunidad de DR

Se intenta poner de manifiesto, que distintos Decidores, con un acceso similar a la información y actuando bajo las mismas restricciones normativas, pueden producir Informes de Reservas distintos.

El caso de USA.

Hay evidencia, en el mercado en que operan empresas privadas comprando y vendiendo activos que incluyen reservas de hidrocarburos, que las estimaciones del que vende pueden ser distintas de las estimaciones del que compra.

Por ejemplo, la estadística anual de USA sobre Reservas de Petróleo ⁵⁷⁹, discrimina entre el origen del cambio de reservas, las ventas con signo negativo, y las compras con signo

⁵⁷⁸ Traducción propia.

⁵⁷⁹ En el caso de la Administración de Información de Energía (EIA) dependiente del Departamento de Energía (DOE) de USA, los formularios empleados (en particular el EIA 23), incorporan una columna

positivo. Como puede observarse en el Cuadro siguiente, ambos valores no coinciden, siendo una evidencia, al menos parcial, de que distintas empresas operando bajo las mismas definiciones y procedimientos pueden informar valores distintos de reservas.

Evolución de Reservas USA

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Proved Reserves as of 12/31	21,371	21,757	20,972	21,317	19,121	20,682
Changes in Reserves During Year						
Adjustments (+,-)	74	221	94	65	278	-4
Revision Increases (+)	1,939	1,544	1,59	2,278	1,196	2,877
Revision Decreases (-)	1,519	975	1,588	1,078	3,235	1,014
Sales (-)	937	823	982	811	312	212
Acquisitions (+)	960	1,101	1,176	792	478	307
Extensions (+)	617	805	504	651	805	1,155
New Field Discoveries (+)	33	205	30	66	142	122
New Reservoir Discoveries in Old Fields (+)	132	41	43	73	124	81

sobre ventas y adquisiciones de Reservas. Al consolidarse esta información en los Anuarios de Reservas el valor hallado generalmente es distinto de cero, por lo que el conjunto de compradores ha evaluado lo que compra distinto de cómo la evaluado el conjunto de vendedores.. ²²Ver diario La Nación 23/07/2002 y La Nación 22/08/2002.

Estimated Production (-)	1,819	1,733	1,652	1,691	1,672	1,751
--------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Fuente: EIA - DOE http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_pres_a_EPC0_R01_mmbbl_a.htm

Destacamos que es una evidencia parcial, por que el origen de las diferencias entre compradores y vendedores, puede darse en una distinta interpretación de la información, distintos sesgos cognitivos, y otras variables que no sean variables de Decisión.

El caso Argentino.

En la Argentina en ocasión de la venta de áreas o de empresas, se ha observado un fenómeno similar.

Por ejemplo al venderse parcialmente parte de las áreas que poseía YPF S.A. en el año 1992 las Reservas Probadas de Gas bajaron por razones distintas de la producción en aproximadamente 25.000 millones de m3 de gas.

Vamos a analizar otro caso que se da entre los años 2001 y 2002. Durante el año 2002, la presencia de Petrobras en Argentina, creció vertiginosamente, con la adquisición de la empresa Perez Companc en u\$s 1182 millones, y un pasivo de u\$s 2000 en proceso de refinanciación. Y la empresa Petrolera Santa Fé ²² adquirida en casi u\$s 90 millones..

Luego de dicha operación las Reservas Comprobadas de gas que hasta el año 2001 correspondían a áreas que operaba Perez Companc, y Petrolera Santa Fé, bajaron sustancialmente por razones distintas de la producción.⁵⁸⁰

Las compañías adquiridas eran operadoras de áreas en la Cuenca Neuquina y en la Cuenca Austral.

⁵⁸⁰ Siempre aclaramos que la baja de Reservas supera a la que podría haber ocurrido simplemente por la producción a la superficie de parte de ellas. Por eso nos referimos a baja de Reservas por razones distintas de la producción.

Es fácil ver qué ocurrió en materia de Reservas Probadas, luego de estas adquisiciones, en el cuadro siguiente.

VARIACION DE RESERVAS COMPROBADAS DE GAS NATURAL 2001 - 2002

(Millones de M3)

OPERADOR	CONCESION	RESERVAS PROBADAS		PRODUCC. RESERVAS PROBADAS		
		2001	2002	2002	Desincorporación (3 - 4 - 5) (6/3) (%)	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
PEREZ COMPANC	Cuenca Neuquina	25.824	12.401	1.588	11.834	46%
	Cuenca Austral					38%
		37.195	20.791	2.348	14.056	
PETROLERA SANTA FE	Cuenca Neuquina	18.083	15.407	900	1.776	10%
	Cuenca Neuquina					2%
TOTAL PAIS		377.891	344.567	25.551	7.773	
	Cuenca Austral					12%
	Subtotal Argentina	175.988	146.841	8.826	20.321	5%
		553.879	491.408	34.377	28.094	

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por la Secretaría de Energía.

La columna 3 ilustra las Reservas Probadas declaradas por las Compañías adquiridas antes de su adquisición. O sea son valores de Reservas Probadas, al 31/12/2001. La columna 4 muestra estos mismos valores luego de la adquisición, o sea las Reservas Comprobadas de Gas al 31/12/2002. Finalmente la columna 5 muestra la producción durante el año 2002.

La columna 6 muestra si se han desincorporado Reservas Comprobadas entre el año 2001 y el año 2002, por razones distintas de la producción y surge de la siguiente relación cuando el número da positivo.

Desincorporación de Reservas = Reservas 31/12/01 - Producción 2002 – Reservas
31/12/02

El cuadro muestra que el porcentaje de caída de Reservas comprobadas de gas natural por razones distintas de la producción, es del orden del 46 % y del 38 % para los activos operados por Perez Companc, en la Cuenca Neuquina y la Cuenca Austral respectivamente. Mientras que en el caso de Petrolera Santa Fé esta caída es del orden del 10 %.

Hay dos preguntas pertinentes, una es por qué se redujeron tanto las Reservas Comprobadas adquiridas, y la segunda es por qué se redujeron más las Reservas Comprobadas adquiridas a Pérez Companc, que las adquiridas a Petrolera Santa Fé.

Respecto de la primera pregunta, los porcentajes de reducción son, en términos generales, muy superiores a la desincorporación de reservas ocurrida en ambas Cuencas como un todo, que ascendió al 5 %.

Luego, si bien es cierto que estas operaciones se realizan durante un año que finalizó con una crisis política importante en Argentina, es evidente que esta crisis afectó a todas las empresas que operaban en el país, y no habría razón para que las caídas porcentuales en las Reservas Comprobadas experimentadas por las empresas adquiridas fuesen sensiblemente mayores que las ocurridas en el resto de las empresas que operaban en estas mismas Cuencas.

Respecto de la segunda pregunta por que Petrobras, redujo tanto más las Reservas Comprobadas de Gas adquiridas a Pérez Companc, en relación a cuanto redujo las adquiridas a Petrolera Santa Fe. Una hipótesis de trabajo, podría ser que el nivel de endeudamiento externo tan alto en Pérez Companc previo a su venta a Petrobras explicase que sus Informes de Reservas al 31/12/2001, fuesen particularmente “optimista”, para generar una mayor confianza en sus acreedores. Pero si esta hipótesis fuese correcta, entonces sería una evidencia de que existen alternativas para el Decisor al momento de informar Reservas.

Como señalamos antes, no pretendemos que la evidencia que presentamos sea concluyente para mostrar la oportunidad de una DR. Podrían existir mecanismos diferentes⁵⁸¹ que expliquen las diferencias entre las estimaciones del que compra y vende.

Pero no hay razón para descartar, dentro de las causas que pueden originar esta discrepancia, las alternativas con que cuenta el Decisor al momento de realizar su Informe de Reservas.

Por eso esta evidencia parcial la completaremos con un análisis descriptivo de la DR.

Sección III Elementos del Proceso de Decisorio.

Objeto de la Decisión.

Una cuestión importante es identificar el objeto de la Decisión.

Hay que identificar con que nivel de agregación se toma la DR. Por ejemplo la DR podría adoptarse por país, por región, por empresa, o por yacimiento.

En USA, por ejemplo, entre 1935 y 1978, las estimaciones de Reservas a nivel país, eran desarrolladas en forma conjunta por el API y el AGA, y se realizaban estimaciones regionales, a partir de un número creciente de Subcomités (en 1961, llegaron a 161). Luego estos Subcomités enviaban hacia el Comité la información con un alto nivel de agregación, en el cual no podían identificarse las Reservas correspondientes a yacimientos individuales.

En el caso de Argentina, en lugar de estas asociaciones, se encontraba la empresa pública Yacimientos

⁵⁸¹ Usamos el término “Mecanismo”, en el sentido que da del mismo Elster J. (1990) Capítulo II. ²⁵ Sobre este punto ver SPE (2001) Capítulo VI pagina 53.

Petrolíferos Fiscales, en donde a partir de la creación en la década del sesenta de la Gerencia de Minería y Geología, se daban instrucciones a las Administraciones Regionales sobre pautas comunes para el cálculo de Reservas.

En los esquemas mencionados, las decisiones sobre las variables de Decisión eran adoptadas en gran medida en forma conjunta para un gran número de acumulaciones o yacimientos. En general estos esquemas pueden aún existir en el caso de países en los cuales la actividad esta monopolizada por empresas públicas.

También existen los Informes de Reservas por entidad, que son requeridos habitualmente por los órganos de control de los mercados financieros a nivel internacional con regulaciones específicas sobre esta información.

La forma de agregar distintos Informes de Reservas, puede variar de acuerdo a que se considere o no el grado de incertidumbre que tiene cada estimación.²⁵

Se prefiere sin embargo tomar una unidad de análisis más desagregada. Se trabajara entonces con Informes de Reservas (en adelante IR) por acumulación independiente o yacimiento^{582 583}.

El mensaje al cual se refiere la DR, se transmite a partir de un conjunto de Informes de Reservas (en adelante IR), de yacimientos individuales. Son estos IR los que están sujetos a las regulaciones que se han mencionado en la Sección I

Pero este ensayo no se referirá a todo Informe de Reservas producido por toda entidad, sino que se recortara el objeto de análisis de la siguiente forma:

⁵⁸² Una propiedad individual puede ser una acumulación o un yacimiento, o campo. Los términos yacimientos o campos no tiene una definición precisa, ya que están determinados muchas veces por consideraciones legales o administrativas que llevan a agregar la información de varias acumulaciones independientes en las de un “yacimento”.

⁵⁸³ Para una definición de tipos de Informes ver SPE (2007). ²⁸ Ver SPE (2009) punto 2.1.3.2

-Tipo de entidad. Se considerarán exclusivamente a las entidades que tienen acceso a la información primaria disponible para el cálculo de reservas. De esta manera se incluye a las entidades operadoras sean éstas públicas o privadas, que desarrollan directamente actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En este tipo de informes es donde se podrá resaltar más el problema de la asimetría en el acceso a la información.

-Destinatario del informe. Se considerarán siempre a Informes destinados a terceros distintos de la entidad. O sea se deja fuera del análisis los informes de Reservas que puedan ser elaborados exclusivamente para uso interno de la entidad. En éste tipo de informes es donde se reflejaran adecuadamente la búsqueda de influencia para el logro de los objetivos de la entidad.

Por supuesto que pueden existir casos en que una Entidad decida hacer pública una información de Reservas, no basada en informes de yacimientos o acumulaciones individuales; tal vez este pueda ser el caso sobre todo de agencias públicas. No analizaremos sin embargo las Decisiones que se toman a este nivel agregado, sino las Decisiones individuales que corresponde al tipo de Informe de Reservas al cual nos hemos referido.

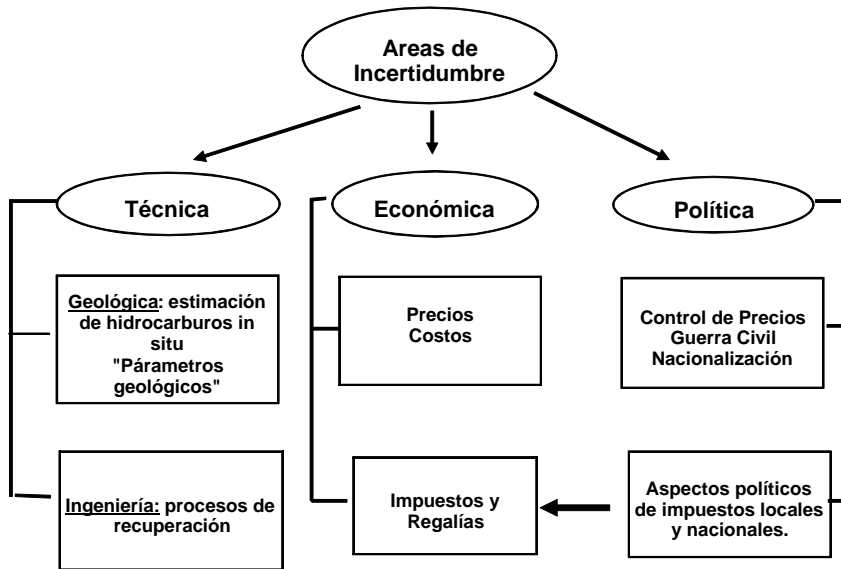
Considerando los IR como la unidad sobre la cual se toman la DR, cabe preguntarse si todas las Reservas informadas en el IR, están sujetas a DR.

El mensaje al cual se refiere la DR, es a las Reservas que requieren inversiones adicionales. O sea se en el caso de las Reservas Desarrolladas, que de acuerdo a la SPE ²⁸, son “.. *las cantidades esperadas a ser recuperadas de los pozos e instalaciones existentes.* “, se verá que las oportunidades de decisión son mucho menores o incluso inexistentes.

Variables no controlables – Incertidumbre.

Tal vez éste sea el aspecto que más se ha resaltado en las definiciones y recomendaciones de las asociaciones profesionales y foros especializados, pero al mismo tiempo es notable la asimetría en las recomendaciones sobre su tratamiento en distintas áreas de incertidumbre.

El siguiente esquema muestra las áreas de incertidumbre de acuerdo a la PS (2004)



Fuente: PS (2004)

La incertidumbre geológica ha sido definida como aquella que está vinculada con la estimación de los volúmenes de hidrocarburos in situ, o sea en el subsuelo, mientras que la incertidumbre de ingeniería ha sido definida como aquella vinculada al proceso de recuperación.⁵⁸⁴

El proceso de cálculo de reservas estará afectado por la forma en que la entidad interprete la información primaria. Ahora bien, existe larga tradición de autores que podríamos llamar clásicos,⁵⁸⁵ y manuales de asociaciones profesionales, en los cuales se publican regularmente las buenas prácticas para tratar las incertidumbres geológicas y de ingeniería.

⁵⁸⁴ Ver Garb F.A. (1988) y Robinson, J.G. (1990) Ver también el Capítulo 22 de Petroleum Society 2004.

⁵⁸⁵ Simplemente como ejemplo a nuestro entender el libro de Cronquist C 2001 "Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate" editado por Sociedad de Ingenieros de Petróleo, reviste actualmente el carácter de un clásico. También Rose (2001) es una obra importante. También existen clásicos en temas específicos, por ejemplo en yacimientos fracturados, el Dr. Aguilera es una autoridad. Por otra parte el trabajo de Petroleum Society 2004, op. cit es mas bien un manual de buenas prácticas que hace un análisis de las mejores contribuciones en cada aspecto.

Existen también otros tipos de incertidumbre, la económica asociada a los cambios en el mercado y la incertidumbre política asociada a las acciones de los Gobiernos, que pueden afectar adversamente un proyecto.^{586 587}

No obstante no se observan recomendaciones en las Asociaciones Profesionales y Foros especializados para evaluar este tipo de incertidumbre. Esto no implica que no existan artículos publicados en revistas especializadas sobre estos tópicos⁵⁸⁸, sino que los mismos no son en general recogidos por la SPE al menos en los documentos oficiales de esta entidad. Recordamos que hemos tomado a esta organización como una de las principales referencias en materia de recomendaciones.

Se interpreta, esta ausencia en las recomendaciones oficiales de la SPE, como un reflejo, de la intención subyacente de promover el uso internacional de sus recomendaciones. En este sentido sería poco probable que un organismo público adoptase una recomendación que incluyese una forma de estimación del riesgo económico o político que el propio organismo podría contribuir a crear. Esto sin perjuicio de las dificultades que pueda presentar el encontrar las causas determinantes de estos factores de riesgo.

Ahora bien, el hecho de que no se expliciten estos factores, no implica que los mismos no puedan tener incidencia al momento de la DR. No obstante, se considera que su impacto se reflejara en variables tales como la tasa de rentabilidad requerida por la entidad, o en la decisión sobre el estado del proyecto. Pero mientras la tasa de rentabilidad requerida por la entidad no se comunica en los IR, lo que si se comunica al menos parcialmente es el estado del proyecto.

El estado del proyecto, en tanto variable de decisión funciona como una caja negra, en donde pueden tener incidencias diversos factores, sin que pueda un observador externo identificar los distintos impactos.

⁵⁸⁶ El riesgo político si es explícitamente considerado en PS (2004) punto 22.2.3 y se han publicado propuestas para evaluarlo en base a juicios de expertos y probabilidad subjetiva.

⁵⁸⁷ También situaciones de corrupción podrían mencionarse como un área que genera incertidumbre, aún cuando no este explícitamente mencionada en el esquema propuesto por la PS 2004. Ver Kolstad I Søreide T (2009)

⁵⁸⁸ Para una aplicación a la exploración económica de la teoría de la Decisión bajo riesgo económico, ver Lercher y MacKay (1999)

Sujetos del Proceso.

Un objetivo de este trabajo es destacar el lugar en que se pueden encontrar los principales elementos del proceso decisorio. En tal sentido, un elemento clave es el Decisor. Para identificar mejor al mismo se realizara primero una breve descripción de los sujetos que intervienen en el proceso, las alternativas de Decisión que existen, y quien puede decidir sobre las mismas.

El PRMS, identifican dos sujetos claves.

Por una parte está la “entidad”. La definición de “entidad” propuesta por la SPE dice⁵⁸⁹:

“Una entidad es una figura legal capaz de hacer frente a derechos y obligaciones legales. En las evaluaciones de recursos esto típicamente se refiere al arrendatario o contratista, que es una forma de corporación legal (o consorcio de corporaciones). En un sentido más amplio, una entidad puede ser una organización de cualquier forma y puede incluir gobiernos o sus agencias.”

En los estándares propuestos por la SPE (2007) para auditoría de Reservas, se define entidad, de una manera algo diferente.

“Una entidad es una corporación, empresa conjunta, sociedad, fideicomiso, individuales, principado, agencia, u otra persona que participan directa o indirectamente en

(i) la exploración o de producción de petróleo y gas,

la adquisición de propiedades o participaciones en las mismas con el fin de llevar a cabo la exploración o producción,

⁵⁸⁹ Ver SPE (2009) pagina 50.

la propiedad de bienes o intereses respecto en las cuales se llevaran a cabo actividades de exploración o de producción”,

En estas dos definiciones observamos una cierta amplitud en la definición de entidad, por una parte está el sujeto que invierte o debe decidir las inversiones, y por otra parte está quien es el dueño de los recursos y que puede o no invertir.

Esto se entiende también refleja la intención de que estas normas puedan transformarse en criterios aceptados por distintos países, en donde el rol público y privado puede tener distinto alcance.

Otro sujeto que participa del proceso es el “evaluador” que de acuerdo a la SPE (2009) es:

“La persona o grupo de personas responsables de llevar a cabo una evaluación de un proyecto. Estos pueden ser empleados de las entidades que tienen un interés económico en el proyecto o consultores independientes contratados para revisar y auditar. En todos los casos, la entidad que acepta la evaluación lleva la responsabilidad por los resultados, incluyendo las Reservas y Recursos y estimaciones de valores atribuidos.”

Alternativas.

Toda Decisión depende de que existan oportunidades de Decisiones, o lo que es lo mismo alternativas (opciones) para el Decisor, o variables bajo su control, que puedan adoptar distintos valores dentro de ciertos límites marcados por las restricciones. Un elemento importante que brinda alternativas al Decisor, es la asimetría de información en la cual se encuentra respecto de terceros.

Los Informes de Reservas que envía una entidad a un tercero, son valores que difícilmente puedan ser reproducidos por terceros, dado que la información y los criterios empleados en su cálculo suelen de acceso limitado. Existen limitaciones en el acceso a la información primaria, tales como muestras de rocas y fluidos, datos digitales de perfiles de pozos, ensayos de formación, al menos durante ciertos periodos de tiempo.

Pero aún cuando se tuviese acceso a esta información primaria no sería posible con esto solo reproducir los cálculos. La información primaria reduce pero no elimina la incertidumbre geológica y de ingeniería. Luego la entidad a través de sus profesionales o servicios contratados, va a realizar una particular interpretación de esta información primaria, entre diversas interpretaciones posibles.

Pero no es solo el distinto acceso a la información geológica y de ingeniería y a su interpretación lo que puede brindar alternativas de Decisión.

En una visión simplificada de Adelman (1990), las Reservas se determinan por los precios y costos de la explotación. Si las Reservas están determinadas, entonces no habría espacio para la decisión. Sin embargo suponer que los precios y costos determinan las Reservas, puede ser un enfoque apropiado sólo en algunos casos, en particular en el caso de las Reservas Probadas Desarrolladas.

La definición de Reservas Desarrolladas dada por la SPE ⁵⁹⁰, señala que este tipo de Reservas son:

“.. las cantidades esperadas a ser recuperadas de los pozos e instalaciones existentes. “

En el caso de las Reservas Probadas Desarrolladas, no hay que decidir inversiones, con lo cual no hay que determinar el grado de avance del proyecto, ni cuál es la tasa de rentabilidad que se considera necesaria. Asimismo, por tratarse de Reservas Comprobadas, las mismas se calculan en base a precios y costos corrientes, y no ingresan, de esta manera las expectativas futuras de la entidad sobre estas variables en su cálculo.

⁵⁹⁰ Ver SPE (2009) punto 2.1.3.2

En estos casos el concepto de límite económico⁵⁹¹ o sea el punto en que los flujos netos de efectivo de un proyecto se tornan negativos, parece determinar el volumen de reservas⁵⁹².

Pero no en todos los otros casos, los precios y costos determinan las Reservas, aun cuando si puedan considerarse como una restricción que afecta las mismas.

Podríamos señalar que la entidad Decisora, es quien decide el resto de las Reservas sujeta a una serie de Restricciones e Incertidumbres.

Para evidenciar esta situación debemos mostrar que existen “Oportunidades de Decisión”, o sea variables bajo control del Decisor.

En particular en las Reservas Desarrolladas, pero que no califican como Probadas, sino que son Probables o Posibles, el Decisor puede afectar el rango de Reservas informadas, eligiendo distintas expectativas de precios y de costos futuros. Esto es así porque para determinar estos tipos de Reservas, ya no es condición necesaria, el sujetarse a los precios y costos corrientes y no existen criterios que regulen cómo deben determinarse estas expectativas⁵⁹³.

En los casos de las Reservas No Desarrolladas, ingresa una nueva variable muy importante que son las

Inversiones. Junto con las Inversiones, aparecen dos variables que quedan sujetas a la voluntad del Decisor. Nos referimos a la tasa de rentabilidad mínima requerida, y al “Estado de madurez de los proyectos”³⁹.

⁵⁹¹ Ver SPE (2009) punto 3.1.3, pagina 20.

⁵⁹² En rigor tal vez pueda interpretarse que las “expectativas razonables” de la entidad de “que será lograda una extensión, o renovación, o nuevo contrato.”, pueden introducir algún grado de discrecionalidad o sea de oportunidades de decisión, que de acuerdo a los casos puede hacer variar las Reservas Probadas desarrolladas en forma significativa en función de la Decisión que se adopte. Pero en este ensayo no consideraremos esta situación. Ver SPE (2009) punto 3.3.3

⁵⁹³ Es notable en este sentido cómo en las Guías de SPE (2001) solo se abordan el tratamiento de las Condiciones Económicas Corrientes, pero no de las expectativas. ³⁹ Ver SPE (2009) punto 2.1.3

Cuando existen inversiones posibles de realizar, calificar determinados volúmenes como Reservas puede implicar adoptar un punto de vista sobre cual es la tasa mínima de rentabilidad que el proyecto debe arrojar para considerarse económico.

Cronquist (1991) llamó la atención sobre la dificultad de determinar el significado de “comercialmente recuperables”, lo cual está íntimamente ligado a la cuestión de la rentabilidad. Señala Cronquist:

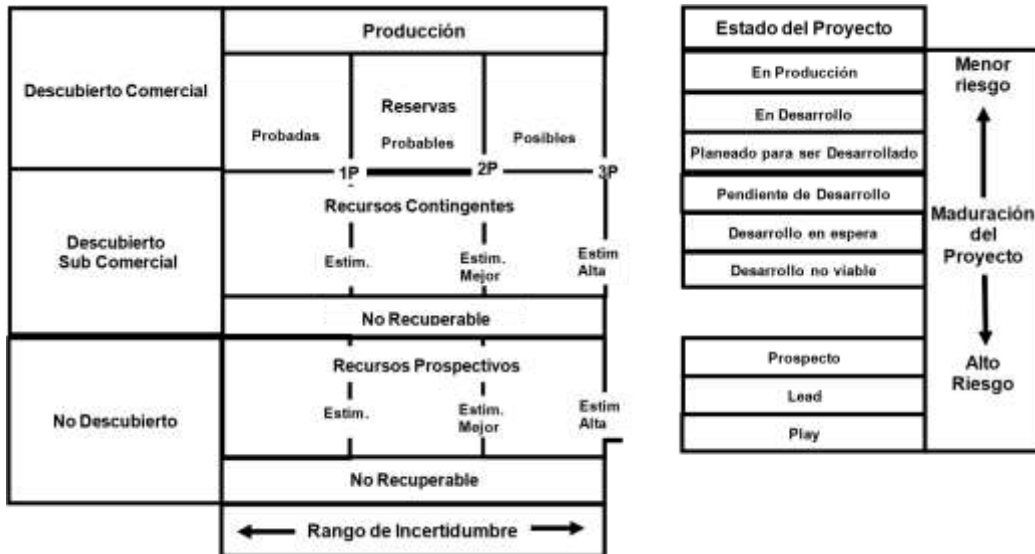
“La interpretación de este término es bastante subjetiva y puede depender del estado de desarrollo y producción. Para áreas no perforadas un “operador prudente”, puede considerar que el término implica un flujo de fondos descontado ajustado por riesgo, descontado a una tasa de al menos 15 % anual..... En operaciones internacionales por ejemplo las dificultades pueden aparecer cuando hay un desacuerdo entre los gobiernos locales y el grupo operador con relación a esta cuestión. Este desacuerdo puede preludiar la finalización de un contrato para toda o una parte de una acumulación que sea considerada reservas por el Gobierno y no por el grupo operador”⁵⁹⁴.

Vemos entonces que la tasa de rentabilidad requerida para calificar como Reservas a aquellos hidrocarburos recuperables a partir de inversiones adicionales, puede ser una variable de Decisión, que genere un conjunto de alternativas para el Decisor.

Respecto del estado de madurez de los proyectos el siguiente Cuadro tomado de SPE (2001), ilustra los estados algunos casos posibles.

SOCIEDAD DE INGENIEROS DE PETROLEO

⁵⁹⁴ Cronquist (op cit) pagina 274 y 275



Categorías de Estado del Proyecto/Riesgo Comercial

En primer lugar la información que la entidad le suministra al evaluador, puede incluir o no determinados proyectos. Esto ya introduce una forma de Decisión sobre que proyectos serán evaluados y cuales no. O sea poner en evidencia o bien omitir determinados proyectos, es ya una alternativa de Decisión.

Pero aún cuando se decida poner en evaluación determinados proyectos, el grado de madurez que puede asignarse al mismo también brinda un conjunto de alternativas abiertas al decisor, las cuales no esta obligado a justificar.

Finalmente cabe mencionar cual es el punto de vista de las Recomendaciones de la SPE. La SPE(2009) explícitamente señala en el punto 3.1

“Las decisiones de inversión están basadas en la visión de la entidad de las condiciones comerciales futuras que pueden impactar en la factibilidad de desarrollo (compromiso a desarrollar) y el programa de producción y flujo de efectivo de los proyectos de petróleo y gas. Las condiciones comerciales incluyen, pero no están limitadas a, suposiciones de factores de condiciones financieras (costos, precios, términos fiscales, impuestos), de marketing, legales, ambientales, sociales, y gubernamentales. Se puede evaluar el valor del proyecto de diferentes maneras (por ejemplo, costos históricos, valores comparativos

de mercado); las pautas aquí se aplican solamente a evaluaciones basadas en un análisis de flujo de efectivo. Adicionalmente, factores modificadores tales como riesgos contractuales o políticos que pueden influir adicionalmente en las decisiones de inversiones no son tratados⁵⁹⁵

En síntesis las variables de Decisión que hemos identificado son a nuestro entender:

Las expectativas de precios y costos futuros.

La tasa de rentabilidad requerida a los proyectos.

El estado de maduración de los proyectos.

Adicionalmente, pero tal vez con menor rango de posibilidades, podría mencionarse la expectativa de prorroga o renovación de contratos.

Decisor.

Dos de los elementos centrales que se deben identificarse en el marco de la Teoría de la Decisión, son justamente el Decisor y sus Alternativas.

El Decisor de acuerdo a Serrano (2011) es

“quien busca modificar el universo, pretendiendo que el universo adopte otro estado,o bien pretendiendo mantenerlo en la situación actual”

Las Alternativas por su parte según Serrano (2011) son

“las variables controladas por el decisor”

⁵⁹⁵ El subrayado es nuestro.

Esto se abordó identificando los sujetos que participan en el proceso de elaboración de un Informe de Reservas, las alternativas sobre las cuales se pueden tomar decisiones y quién debe adoptar estas Decisiones.

Se ha identificado los sujetos que participan del proceso de DR, y algunas alternativas que generan oportunidades de Decisión. Hemos visto cuál es el punto de vista que prevalece al momento de elegir sobre las expectativas de precios y costos, y sobre las decisiones de inversión.

Creemos que lo expuesto es suficiente para avalar la visión de que en este proceso el Decisor es la "entidad".

Decisor y Mensaje contenido en el Informe de Reservas.

Si la "entidad", es quien financia las inversiones, entonces está claro que en su DR, está transmitiendo al menos respecto de las Reservas No Desarrolladas, una voluntad de invertir y la oportunidad de generar beneficios. Este es un mensaje importante para accionistas, acreedores, y Gobiernos.

Ahora si la "entidad", es solo el propietario de los intereses mineros, pero no quien va a invertir, entonces su DR respecto de las Reservas No Desarrolladas, no transmite un grado de compromiso con la inversión. En estos casos la DR puede estar transmitiendo mensajes sobre:

grado de seguridad energética del país,

oportunidades de inversión en el país,

capacidad del estado de influir en la oferta regional o mundial de hidrocarburos. -
competencia por cuotas de producción en un cartel

Por otra parte, si el Decisor es el Estado o una empresa pública, es más confusa la manera en que podemos decir que se han tenido en cuenta las regulaciones existentes, en tanto las mismas afectan a terceros que no son Decisores.

Esta diferencia tan importante, no se considera que este adecuadamente resuelta, pero interpretamos que se mantiene justamente para que las normas puedan ser usadas internacionalmente, por distintos tipos de Gobiernos⁵⁹⁶

Esta cuestión es clave al momento de interpretar los “datos” de Reservas. Podemos ilustrar lo expuesto citando dos ejemplos de estimación de Reservas en países Latinoamericanos, en donde existe la particularidad de que la misma firma audito ambos procesos.

Nos referimos a las estimaciones de Reservas en la Franja del Orinoco de Venezuela y en materia de

Gas Natural en Bolivia⁴³. Ambas estimaciones que fueron o están siendo auditadas por la misma Ryder Scott, pero mientras los resultados alcanzado⁵⁹⁷s en Venezuela confirmarían las expectativas del Gobierno de dicho país, ocurriría lo contrario en el caso de Bolivia.

Nuestra interpretación de esta situación es que en ambos procesos difiere el Decisor, es decir aquel que decide que proyectos van a considerarse. Mientras en el caso de Venezuela el Decisor es el propietario de los recursos, y quien participaría también de las inversiones, aunque no las realizaría en su totalidad, en el caso de Bolivia los Decisores, han sido las empresas encargadas de llevar adelante las inversiones.

Luego lo que estaría mostrando la auditoría en Venezuela, son las oportunidades de inversión, y la posibilidad de dicho Gobierno de influir en la oferta mundial hidrocarburos. Pero no estaría esta estimación de Reservas de la Franja del Orinoco, mostrando un compromiso firme de todos aquellos actores que deben realizar las inversiones para transformar este potencial en producción.

⁵⁹⁶ Ver Ryder Scott (2006) vol. 9 Nro.2

⁵⁹⁷ Vease Bolivia (2007), y Venezuela <http://www.pdvsa.com/index.php>

Por su parte lo que estaría mostrando la auditoría en Bolivia, es el mensaje de las empresas privadas con contratos en dicho país, y este mensaje sería que tienen una voluntad muy limitada para realizar la totalidad de inversiones necesarias, en las actuales condiciones.

Como puede observarse se trata de dos mensajes de naturaleza distinta, en donde la certificación de Venezuela, no nos dice que grado de compromiso existe con las inversiones necesarias, y la certificación de reservas de Bolivia no nos dice cual es el potencial para realizar inversiones en desarrollo en dicho país, si por ejemplo lograsen acuerdos con las empresas contratistas.

El Auditor

La figura del auditor de Reservas, debe ser adecuadamente evaluada.⁵⁹⁸

Los sesgos cognitivos, han sido estudiados por el enfoque descriptivo de la TD⁴⁵. Se trata de trabajos con un alto contenido empírico, y en ocasiones experimental. Podemos citar a Tversky y Kahneman (1981), y más específicamente en el área petrolera a Campbell (1984), Campbell (1986), Campbell (

1988) y PS (2004) en donde se analiza los sesgos de los evaluadores

Se interpreta, que la Auditoría puede detectar y mitigar los sesgos cognitivos y la mala aplicación de las regulaciones, pero no las decisiones adoptadas por la entidad en la búsqueda de sus objetivos, en tanto se ajusten a las normas.⁵⁹⁹ Esta es una diferencia clave por ejemplo al momento de analizar el impacto de una Auditoría de Reservas.

Tomemos un ejemplo para ilustrarlo. Veamos la diferencia entre la reducción de Reservas que reportó Shell en los años 2003 y 2004, y la reducción que reportó Repsol YPF en el 2005. Podemos decir que en ambos casos, hay comentarios sobre sesgos cognitivos y

⁵⁹⁸ Nos remitimos para su definición a SPE (2007) ⁴⁵ Ver Aguirre (2011)

⁵⁹⁹ Para una visión sobre los alcances de los informes de auditoría ver SPE (2007), Warner (2003) en Ryder Scott Vol. 6 Nro. 1

cambios en variables de Decisión referidas al grado de madurez de Proyectos. Pero aparentemente la incidencia de ambos tipos de factores sería distinta.

De acuerdo a Demirmen(2004) de la reducción total de Reservas Probadas en Shell, un 90 % correspondió a un cambio en la visión de la empresa sobre el grado de madurez de los proyectos, que condujo Reservas que antes se consideraban Probadas y No Desarrolladas a las Categorías de Probables y Recursos Contingentes. En este caso se trataría de variables de Decisión de la empresa. Esto en principio se ajusta a las normas de la PRMS (2009) a las cuales nos hemos referido, aun cuando como veremos estos cambios pueden encontrar otras limitaciones que surgen los órganos de control de los mercados de valores. En el caso de Repsol YPF, la revisión de Reservas, en mucha mayor medida surgiría de sesgos cognitivos de los evaluadores. Estos sesgos cognitivos si se consideran son observables por un Auditor que verifique el cumplimiento de las normas PRMS (2009).

Restricciones y Limitaciones por costos adicionales.

El elemento de Restricciones es muy problemático en el tema que nos ocupa. Las Restricciones siguiendo a Serrano (2011),

“es aquello que restringe y que impide que una variable adopte todos los comportamientos posibles”.

De acuerdo a Serrano (2011), las restricciones tienen certeza, por lo tanto no se trata de variables sujetas a incertidumbre.

Cuando el Decisor es un país parece difícil encontrar restricciones propiamente dichas. Ni siquiera los datos físicos (geológicos o de ingeniería) parecerían constituir una verdadera restricción a los valores que pueden informarse. Tal vez la limitación provenga de preservar la credibilidad de los datos para preservar la influencia que se busca obtener con los mismos.

Cuando el Decisor es una empresa privada, encontramos si regulaciones que pueden aumentar el costo esperado de emitir determinados Informes.

Por ejemplo existen regulaciones que indican aproximadamente como tratar determinados datos físicos, y podrían considerarse entonces que imponen límites superiores a los valores superiores que deberían informarse. Pero suponer que toda violación a estas regulaciones se sanciona con certeza puede ser debatible.^{600 601}. En todo caso se considera que existe una cierta probabilidad que la violación a la norma sea detectada y sancionada. Y en caso de que se detectase y sancionase esta violación lo que ocurriría es que impondría un costo adicional al Decisor por no haber cumplido la norma.

Por eso emplearemos mejor el concepto de Limitaciones por costos adicionales. Hay decisiones que pueden tener costos adicionales, sin que podamos hablar de una restricción en sentido estricto. Seguramente estos costos adicionales aumentan a medida que los datos publicados se tornan mas optimistas de manera injustificada.

Siguiendo con el caso de empresas privadas, En nuestro caso, los costos adicionales ocurrirían cuando se Informan Reservas fuera de determinado rango de valores.

Las limitaciones que podrían operar sobre la empresa, actuarían particularmente por disminuciones en las Reservas informadas, respecto de periodos anteriores, mas allá de las disminuciones originadas en la producción.

Algunos organismos de control de Mercados de Valores (tales como la SEC de USA, o la Alberta Securities Commission de Alberta Canadá) actúan generando incentivos

⁶⁰⁰ De hecho Gary Becker (1968) cuando introdujo el análisis económico a la violación de las normas, supuso que la sanción de estas violaciones esta sujeta a incertidumbre. Si la sanción fuese segura entonces no existiría el delincuente racional.

⁶⁰¹ Las normas pueden operar como limitaciones a la DR, o como una alternativa abierta al Decisor, dependiendo del grado en que el Decisor pueda influir en el contenido de las normas. Sobre la posible influencia de las entidades sobre las normas de los Mercados de Valores, es una cuestión que ha sido estudiada particularmente en finanzas, ver Watts, R., and J. Zimmerman, (1978) y Deakin E (1989). Otro tópico es cual es la posibilidad real de obligar al cumplimiento de normas por parte de los organismos públicos de contralor. Ver Reiss (1984) citado en Clark (2000) pagina 151. También es un tópico relevante para determinar en que medida las normas operan como restricciones, pero no será abordado en este ensayo.

importantes para que las empresas que cotizan en los mismos no disminuyan las reservas probadas informadas en años anteriores por revisiones.⁶⁰²

Pero esos incentivos se darían en forma global y no para las Reservas correspondientes a cada interés minero en particular, y solo para las Reservas Comprobadas, y no para otros tipos de Reservas. Por otra parte no todas las empresas cotizan en mercados de valores con regulaciones específicas sobre el tema.

Pero en estos casos, lo que existe es un costo probable por informar reducciones de valores en términos de afrontar multas u otros tipos de sanciones.

Hay otros mecanismos que operan generando costos adicionales. Uno de ellos muy importante es aquel que transmite una baja de Reservas Comprobadas al cuadro de resultados de la empresa que informa.

Los activos contabilizados en los Reportes Financieros, como inversiones en exploración y desarrollo en general están sujetos a algunos análisis (cieling test) para evitar que se activen valores más allá de los que puedan recuperarse por el producido de las Reservas.⁶⁰³ Este examen, se realiza comparando el valor de los activos, con un valor estandarizado de las Reservas. Si el valor estandarizado de las Reservas es inferior al valor de las erogaciones activadas, la diferencia entre ambos valores se computa como una pérdida y se envía al cuadro de resultados.

La importancia de este mecanismo dependerá del método contable empleado y de la magnitud de los descubrimientos. Si se emplea el método contable del esfuerzo exitoso solo se activan aquellas inversiones en exploración que fueron exitosas en cuanto a descubrimientos, mientras que las erogaciones en pozos exploratorios improductivos se envían a resultados. En estos casos los valores activados suelen ser inferiores al valor de los descubrimientos. Si se emplea el método contable del costo total, la situación puede ser diferente.

⁶⁰² No se conoce una norma que establezca que reducción en las Reservas informadas se considera significativa, aún cuando informalmente algún funcionario de la SEC, ha señalado que si la reducción es del 10 % algo anda mal. Ver el artículo a Jim Mrphy en Ryder Scott (2004) vol. 6 Nro. 4. Ver también el artículo de Glenn Robinson de la ASC en Ryder Scott (2004) vol. 7 Nro. 2.

⁶⁰³ Ver en este sentido SFAS 19 y SFAS 69. Ver también SEC Regulación SX. Regla 4-10.

También dependerá de las características de los descubrimientos considerados, o sea si se trata de éxitos comerciales, o éxitos económicos, tal como los define Rose (2001).⁶⁰⁴

Pero aún cuando la disminución en las Reservas Comprobadas pueda no implicar una pérdida contable, igualmente podrían afectar la cotización de las acciones y la capacidad financiera de la empresa para obtener crédito en condiciones favorables.

Estas disminuciones deberían ser significativas para provocar una reacción. La reacción en el caso de caídas significativas de Reservas que no llevasen a la quiebra, dependería de si la empresa participa o no de un mercado público de valores. Si participa de estos mercados, podría ocurrir que inversores potenciales emprendan acciones dirigidas a la toma de control de la empresa (take over).

Si además estos mercados de valores tienen normas específicas sobre como debe manejarse la Información de Reservas, podría intervenir también el órgano de control del mercado de valores.

Si la disminución en las Reservas informadas, es tan significativa que puede llevar a la quiebra de la entidad, entonces cualquier acreedor podría actuar promoviendo esta medida.

Si observamos con atención veremos que de acuerdo a nuestros argumentos lo que esta actuando como límites que generan costos adicionales son los Informes de Reservas producidos en el pasado, o sea los valores ya informados. Las normas actúan generando costos futuros por haber superado en el pasado valores razonables. Tal como lo señala Pavesi⁶⁰⁵ en las decisiones secuenciales, el Decisor se encuentra limitado en alguna medida por sus decisiones previas.

⁶⁰⁴ Para este autor, los éxitos comerciales son aquellos descubrimientos que justifican completar el pozo y ponerlo a producir, pero que no logran repagar toda la inversión previa hundida. Mientras que un éxito económico permitiría recuperar también la inversión previa, inclusive la de otros pozos exploratorios improductivos que hayan precedido al descubrimiento

⁶⁰⁵ “Lo importante es saber que los grados de libertad perdidos al tomar una decisión son difícilmente recuperables. De esta manera el decisor se encuentra no solo limitado por las decisiones de los demás y

Son los valores previos los que limitan o que generan costos adicionales a determinados valores futuros. Lo cual quiere decir que esta restricción no opera mientras la empresa decida informar valores reducidos de reservas, pero una vez que decide aumentar el valor informado, le será más difícil aunque no imposible retrotraerse.

Si la empresa tiene en cartera un proyecto de desarrollo que implica inversiones y cuyo anuncio implica incorporar Reservas Probadas no Desarrolladas, entonces la Decisión de Reservas que incluye dicho proyecto, tiene una cierta similitud con el ejercicio de una Opción Real. O sea es algo que puede hacer o no hacer, pero si lo hace tiene ciertas consecuencias irreversibles.

Al respecto tal como señala Reed (1994), cuando un proyecto de inversión tiene consecuencias irreversibles, sus beneficios inciertos, y se espera obtener información adicional en el futuro, posponer la decisión tiene un valor de opción.⁶⁰⁶ O sea, para la entidad poder decidir el momento óptimo para desarrollar un proyecto, puede ser un valor importante.

En síntesis, los factores que operan sobre las reducciones de valores previamente informados no son propiamente restricciones sino mayores costos. Estos mayores costos no impiden que una empresa pueda elegir diversas velocidades con las cuales va revelando la cartera de proyectos de inversión que ha evaluado y con esto incorporando Reservas Probadas No Desarrolladas al ritmo que le resulte más adecuado.

Por otra parte, pueden existir más grados de libertad, por que las restricciones que pueden operar a nivel de la empresa como un todo, pueden no ser significativas en el caso de algunos yacimientos.

Acreedores, e inversores potenciales, estarán preocupados por el nivel de Reservas global de la entidad, antes que por las Reservas de cada yacimiento en forma individual. Luego si

el comportamiento aleatorio del universo, sino que también lo limitan sus decisiones anteriores o previas”.

⁶⁰⁶ A este tipo de opciones, se las denominan “reales”, por oposición a las “financieras”, y su teoría ha sido desarrollada particularmente por Dixit y Pindyck (1994) Los principales tipos de opciones reales se refieren a decisiones de crecimiento, espera o abandono.

se trata de un Informe de Reservas de un yacimiento que para la entidad es marginal, el rango de valores que se podrán informar como reservas del mismo será más amplio, y viceversa.

Se podría decir que puede esperarse una sensibilidad diferente en acreedores, inversores potenciales y titulares originarios de los derechos mineros a los Informes de Reservas de un yacimiento particular.

Un gobierno (nacional o provincial), en tanto titular original de los derechos mineros de un yacimiento, no le interesaría las Reservas que la entidad pueda tener en otra jurisdicción distinta de la suya.

Luego el rango de valores que las empresas podrían informar variaría de acuerdo a la importancia del campo petrolero o gasífero, dentro de las reservas totales de la empresa.

Se puede decir también que, para otros tipos de Reservas, como las Probables, o Posibles, la posibilidad de que ciertas informaciones generen costos son menores aún.

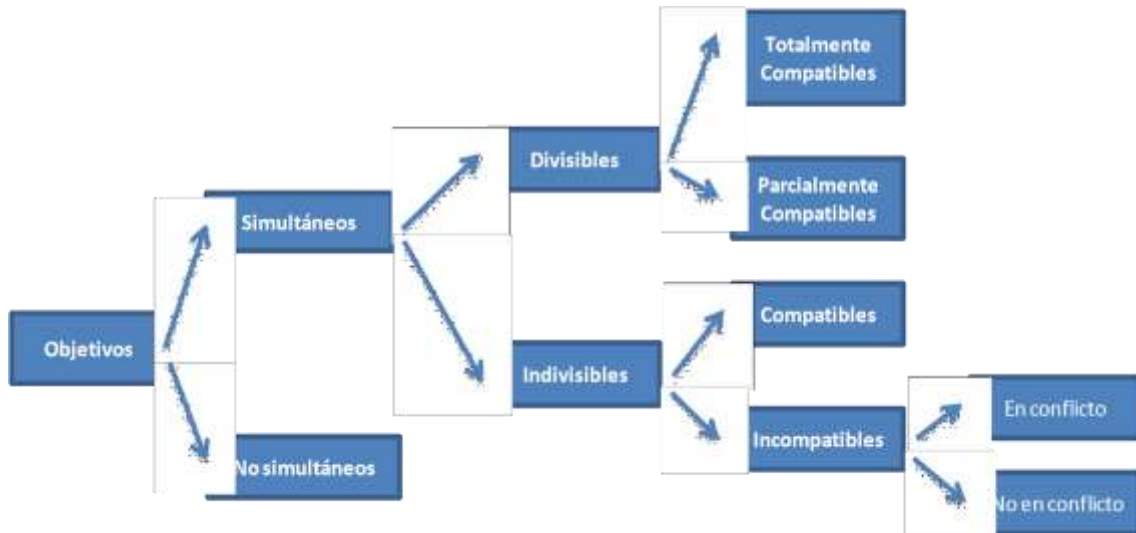
No se considera que se ha agotado el tema de los que pueden involucrar distintos informes de Reservas, simplemente esto debería considerarse como ideas para desarrollar el tema.

Sección IV Objetivos y Estrategias del Decisor.

En esta última sección combinaremos la enunciación de posibles objetivos del Decisor, junto con algunas sugerencias sobre la dirección de la Decisión esperada como Decisión Racional. Esto es cuáles serían las alternativas de que dispondría el Decisor, a partir de las variables

Toda Decisión se efectúa con el objeto de alcanzar ciertas metas, que son a su vez, o pueden ser medios para otros objetivos

Clasificación de Objetivos



Fuente: Weissmann (2011)

Evidentemente los problemas más interesantes se plantean cuando existen objetivos simultáneos y en conflicto.⁶⁰⁷

La DR, que se traduce en un Informe de Reservas, que puede contribuir a una meta, planteada como forma de alcanzar un objetivo de más largo plazo.

Cuando se hablo del tipo de mensaje que brinda un Informe de Reservas cuando el Decisor es el dueño de los recursos, pero no quien va ha invertir en los mismos, ya han quedado de alguna manera mencionado objetivos posibles que puede perseguir este Decisor público.

⁶⁰⁷ Para un tratamiento muy claro sobre el tema ver Weissmann (2011) ⁵⁵ Ver Williamson O. (1975) edición en castellano (1991) pagina 43

Sin pretender ser exhaustivos, en cuanto a la enumeración de metas posibles, vamos a proporcionar algunos ejemplos para empresas privadas, aunque muchos de ellos pueden también ser válidos para entidades públicas.

a) Mejorar la posición de la entidad para la obtención de alguna condición deseada en particular frente a autoridades gubernamentales (prorroga de una Concesión o Contrato, autorizaciones de exportación, etc.).

En el caso de empresas privadas, la DR suele ser un instrumento importante en momento en que deben negociarse cambios con gobiernos dueños originarios de los recursos. Tal como señala Williamson⁵⁵, luego de la firma de un Contrato, los grandes números de oferentes y demandantes pierden relevancia, y la relación entre los contratantes se asemeja más a un Monopolio Bilateral. A esto Williamson lo ha denominado “la gran transformación”, y evidentemente, en condiciones de Monopolio Bilateral las oportunidades de comportamiento estratégico son siempre mayores

En algunos casos, una posposición de proyectos de desarrollo puede generar una caída en las Reservas

No Desarrolladas, que pueda influenciar en una negociación mejorando una posición en torno a una Prórroga de Contrato o Concesión. Determinar cuándo la posposición del proyecto, está justificada porque en el periodo remanente de la Concesión o Contrato no puede recuperarse económicamente la inversión, es algo que no siempre puede determinarse con precisión, dado que como dijimos esto remite también a otra variable de decisión que es la tasa de rentabilidad mínima deseada.

Contrariamente en algunos casos, se puede tomar la DR, de mostrar un aumento en las mismas, por ejemplo para obtener una autorización de exportación, lo cual se puede instrumentar en el Informe de Reservas como voluntad de asumir compromisos de inversión para el futuro, que aumenten las Reservas No Desarrolladas.

Obtener financiamiento para un proyecto, o mejorar las condiciones para la venta de derechos mineros.

En este caso el objetivo generalmente se logra con una DR, que muestre buenas expectativas de inversión futura en el desarrollo de reservas.

Mejorar los Reportes Financieros de la empresa frente a los mercados financieros internacionales.

Ya nos hemos referido al tratar las Restricciones, a las regulaciones que imponen los órganos de control sobre los Reportes Financieros de las empresas con importantes actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Pero en vísperas de una venta de activos, mejorar los reportes financieros, mostrando mayores expectativas de inversión, y por lo tanto de Reservas puede ser una meta posible, en la medida que la venta posterior elimina para el Decisor actual la necesidad de revisar los datos informados en el futuro. En muchos mercados de valores, incluyendo a partir del 2010, el de Nueva York, se permite ahora la publicación de datos de Reservas no Probadas, los cuales implican un menor grado de compromiso, aunque tal vez tengan algún efecto sobre el Inversor. Determinar la existencia o no de estos efectos es una tarea que se viene realizando desde hace ya muchos años en la literatura sobre finanzas, siendo particularmente interesante el caso de las empresas petroleras.⁶⁰⁸

Minimizar riesgos de expropiación,

Diversos estudios señalan que cuanto mayor valor tienen los activos petroleros, mayor es el incentivo de los Gobiernos a expropiarlos.⁵⁷ Y por supuesto dentro de estos activos las Reservas son una variable clave. Luego existiría un incentivo hacia las empresas a posponer proyectos que impliquen mostrar mayores Reservas no Desarrolladas.

Comentarios finales sobre objetivos.

⁶⁰⁸ Ver Sierra Molina G, y Pérez López J. (2000) ⁵⁷ Ver Guriev y Kolotilin (2009).

Es claro que algunos de los objetivos que hemos usado como ejemplo en esta exposición pueden estar en conflicto entre sí. Por ejemplo lograr autorizaciones de exportación puede inducir a Informar grandes reservas no Desarrolladas, mientras que la amenaza de expropiación puede operar en el sentido inverso. Escapa al alcance de este ensayo abordar los temas de resolución de conflictos de objetivos, y nos remitimos para una guía sobre el punto a Weissman E. (2011).

Conclusiones.

Se han analizado los “datos” de Reservas y se concluye que puede ser mejor visto como un conjunto al menos de dos elementos.

El “dato” de las Reservas Probadas Desarrolladas (determinada por variables de geología, ingeniería, precios y costos), mas la Decisión sobre el resto de las Reservas, incluyendo las Probables y Posibles, y las No Desarrolladas de todo tipo.

Se ha intentado identificar en el Proceso Decisorio, cual es el Decisor, cuales son sus variables de decisión o Alternativas, cual es el tipo de Incertidumbre al cual esta sometido, y que Restricciones operan sobre su Decisión.

Luego dado el rango de alternativas disponibles, el Decisor, de acuerdo a sus circunstancias podrá seleccionar aquella que optimice sus metas u objetivos.

Para la Información de Reservas sujeta a Decisión, hemos tratado de identificar algunos objetivos posibles del Decisor, y también cual seria probablemente el tipo de comportamiento esperado.

Finalmente queremos señalar que el alcance de este trabajo se limita a señalar que la Decisión de Reservas concretada a través de Informes de Reservas puede ser un instrumento, entre otros muchos posibles, en la búsqueda de ciertos objetivos. La amplitud con que se puede emplear este instrumento, tiene sus limites, y su eficacia no ha sido analizada en casos concretos.

BIBLIOGRAFÍA.

Aguirre M. (2011) *"Sesgos Cognitivos"* en Bonatti P. (Comp.) (2011)

Adelman M. (1990) *"Mineral Depletion, with Special Reference to Petroleum"* Review of Economics and Statistics. 72 (febrero) 1-10.

Azqueta D. y Ferreiro A. (1994) compiladores *"Análisis económico y gestión de recursos naturales"* Alianza Editorial.

Becker, Gary S. (1968), *"Crime and Punishment: An Economic Approach,"* Journal of Political Economy, 76(2), 169-217.

Bolivia (2007) "DOCUMENTO BASE DE CONTRATACIÓN PARA LA CONTRATACIÓN DE SERVICIOS DE CONSULTORÍA LICITACION PÚBLICA INTERNACIONAL Nº LPI-GNAF-02-VPACF-01-07 (PRIMERA CONVOCATORIA)
CODIGO CUCE: 07 – 0513 – 00 – 72822 – 1 – 1"

Bonatti P. (Comp.) (2011) *"Teoría de la decisión"* Prentice Hall

Campbell A.D (1984) *"An Analysis of Bias and Reliability in Revision of Previous Estimates of Proved Oil and Gas Reserve Quantity Information: Replication and Extension"* Petroleum Accounting and Financial Management, Summer Citado en PS 2004 capítulo 22.

Campbell A.D. (1986) *"Nontechnical Distortions in the Analysis and Management of Petroleum Investment"* JCPT Diciembre

Campbell A.D. (1988) *"An Analysis of Bias and Reliability in Revisions of Previous Estimates of Proved Oil and Gas Reserves Quantity Information: Un Update"* Petroleum Accounting and Financial Management, Spring Citado en PS 2004 capítulo 22

Campbell (1991) *"The Golden Century of Oil 1950 – 2050"*. The Geo Journal Library – Kluwer Academic Publishers

Clark M. (2000) *"Regulation: The Social Control of Business between Law and Politics"* New York Palgrave Macmillan.

- Constant E.W (1989) *"Science in Society: Petroleum Engineers and the Oil Fraternity in Texas, 1925-65"* Social Studies of Science, Vol. 19, No. 3 Agosto, pp. 439-472
- Cronquist (2001) "Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate" Society of Petroleum Engineers
- Deakin E (1989) "Rational Economic Behavior and Lobbying on Accounting Issues: Evidence from the Oil and Gas Industry" The Accounting Review Vol. LXIV Nro 1 (January)
- Deminmen F (2004) "Shell's reserves revision: A critical look" Oil and Gas Journal 5 abril.
- Dennis M.A. (1985) *"Drilling for Dollars: The Making of US Petroleum Reserve Estimates, 1921-25"* Social Studies of Science, Vol. 15, No. 2 (May), pp. 241-265
- De Golyer E. (1922) *"On the estimating of Petroleum Reserves"* Economic Geology Vol 17 pp 40 45.
- Dixit A.K. y Pyndick R. (1994) *"Investment under Uncertainty"* Princeton University Press.
- Energy Information Administration (EIA): Formularios <http://www.eia.doe.gov/survey/>
- Elster J (199) *"Tuercas y Tornillos"* Editorial Gedisa
- Garb F.A. (1988) "Assessing Risk in Estimating Hydrocarbon Reserves and in Evaluating Hydrocarbon- Producing Properties" JPT, Junio , pp 765-778, y
- Georgescu – Rogen N. (1971): *"The Entropy Law and the Economic Process"*. Harvard University Press: Cambridge, Massachusetts.
- Guriev S y Kolotilin A. (2009) "Determinants of Nationalization in the Oil Sector: A Theory and Evidence from Panel Data"
- Johnston D. (2005) *"Modern Reserve Disclosure"* Petroleum Accounting and Financial Management Journal, Verano, Vol 24, No. 2, pp. 23-30.
- Kolstad I Søreide T (2009) "Corruption in natural resource management: Implications for policy makers" Resources Policy 34 214–226.
- Lahee F (1955) *"The Terminology of Petroleum Reserves"* IV Congreso del WPC Roma 1955.
- Laherrere J.(2007) *"Uncertainty of data and forecasts for fossil fuels"* trabajo presentado en la Universidad de Castilla – La Mancha 24 de abril
- Lercher I. y MacKay J. (1999) *"Economic Risk in Hydrocarbon Exploration"* Academic Press
- PAVESI, P. *"La Decisión"*. Centro de Estudiantes de Ciencias Económicas, FCE, UBA.

Pavesi P. *“Teoría de la Decisión”*. <http://es.scribd.com/doc/7352272/Pavesi-Teoria-Decision>

Petroleum Society (2004) *“Determination of Oil and Gas Reserves”* Petroleum Society Monograph N° 1 Second Edition 2004 Petroleum Society – Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum.

Pindyck, R., Dixit, A (1994).: *“Investment under Uncertainty”* . Princeton University Press

Reed W.J. *“Una introducción a la economía de los recursos naturales y su modelización”*, En

Azqueta y Ferreiro (comp.) Capitulo 2

Reiss A (1984) *“Selecting Strategies of Social Control over Organizational Life”*, in Hawkins, K. and Thomas J., eds. *Enforcing Regulation*, Boston, Kluwer Nijhoff, citado en Clark (2000).

Reynolds D. (2005) *“The economics of oil definitions: the case of Canada’s oil sands”*, OPEC Review Marzo pp 51 a 73

Ryder Scott *“Reservoir Solution : A quarterly publication of Ryder Scott Petroleum Consultants”* varios numeros. <http://www.ryderscott.com/Newsletters/index.php>

Rose P (2001), *‘Risk analysis and management of petroleum exploration ventures’* American

Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series (No 12,)

Robinson, J.G. 1990 *“Determination of Reserves and Values and Application of Risk”* JCPT, Nov. 1990 Supplement. V

Serrano S. *“Los elementos”* en Bonatti P. (comp) 2011. SPE (1997) *“SPE/WPC Petroleum Reserves Definitions.”*

http://www.spe.org/industry/reserves/docs/Petroleum_Reserves_Definitions_1997.pdf

SPE (2001 a) *“Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources”*

<http://www.spe.org/industry/reserves/>

SPE (2001 b) *“Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserve Information”*

<http://www.spe.org/industry/reserves/>

SPE (2005 a) *“Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and*

Associated Definitions” Oil and Gas Reserves Committee *“Mapping”* Subcommittee Final Report

<http://www.spe.org/industry/reserves/>

SPE (2005 b) "Comparison of Selected Reserves and Resource Classifications and Associated Definitions" Oil and Gas Reserves Committee "Mapping" Subcommittee Appendix A.

<http://www.spe.org/industry/reserves/>

SPE (2007) "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information"

<http://www.spe.org/industry/reserves/>

SPE (2009) "*Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos*" Traducción del Texto Original en Inglés Auspiciado por: Society of Petroleum Engineers (SPE) American Association of Petroleum Geologists (AAPG) World Petroleum Council (WPC)

http://www.spe.org/industry/reserves/docs/spanish_PRMS_2009.pdf

Sierra Molina G, y Pérez López J. (2000) "*El impacto de la información suplementaria en el mercado de valores: análisis empírico del sector petrolífero estadounidense*" Revista

Española de Financiación y Contabilidad Vol. XXIX, n: 105 .julio-septiembre pp. 623-655

Simmons M.R. (2005) "Twilight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy" John Wiley and Sons, Inc., Hoboken New Jersey

Tversky A y Kahneman D. (1980) "*The Framing of Decisions and the Psychology of Choice*" Science Vol 211, enero.

Watts, R., and J. Zimmerman, (1978) "*Towards a Positive Theory of the Determination of Accounting Standards*", The Accounting Review pp. 112 – 134.

Weissman E. (2011) "*Los Objetivos*" en Bonatti P Comp. (2011)

White D. (1920) '*The Petroleum Resources of the World*', Academy of Political and Social Science Annals, Vol. 89 pp 111-134.

Williamson O. (1975) "*Markets and Hierarchies. Analysis and Antitrust Implications*" The Free Press Nueva York. Hay traducción castellana del Fondo de Cultura Económica del año 1991.

WPC (1987) "*Clasificación and Nomenclature Systems for Petroleum and Petroleum*

Reserves" 1987 Report http://www.world-petroleum.org/docs/docs/12v05p_class_.pdf

CRISES DO PRETRÓLEO NO SISTEMA CAPITALISTA

LUCÉLIA IVONETE JULIANI

SINCLAIR MALLET GUY GUERRA

UFABC – UNIVERSIDADE FEDERAL DO ABC

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENERGIA

RESUMO

Crises econômicas são fenômenos inerentes a sociedade capitalista, a qual se transforma qualitativamente, tanto para melhor quanto para pior. O equilíbrio de mercado preconizado pelos economistas da corrente neoclássica esta longe de ser verdade diante dos acontecimentos reais. As crises energéticas que o mundo já enfrentou ilustram o ponto de unicidade e irreversibilidade na história, pois representa um fenômeno qualitativamente novo e diferente. Este artigo terá o seguinte questionamento para discussão: o que leva as nações a passarem por crises energéticas. Elas acontecem em função à escassez de recursos naturais ou dependem do grau de industrialização dos países. Por outro lado, será que as crises acontecem porque o sistema capitalista vigente é um sistema senoidal. A metodologia utilizada nesse estudo é de revisão bibliográfica seguida de análise analítica dos fatos relacionados e autores pesquisados. A questão das crises energéticas, em especial as crises do petróleo refletem a falta de equilíbrio entre demanda e oferta desse produto. Hora estava abundante e barato, hora estava escasso e caro, e acima de qualquer coisa era e é guiado por cartéis, como as Sete Irmãs ou a OPEP, que no final das contas tem o mesmo objetivo, ganhar lucros com a renda do petróleo. A economia mundial se tornou dependente da indústria petrolífera e, portanto arcou com todos os prejuízos quando a mesma entrou em crise.

INTRODUÇÃO

Crises econômicas são fenômenos inerentes a sociedade capitalista, a qual se transforma qualitativamente, tanto para melhor quanto para pior. O equilíbrio de mercado preconizado pelos economistas da corrente neoclássica está longe de ser verdade diante dos acontecimentos reais.

A Grande Depressão de 1929 teve como estopim a quebra da Bolsa de Nova Iorque, foi um marco na história do capitalismo moderno, transformando drasticamente a maneira de se entender e estudar os fenômenos ligados à produção, consumo e ao papel dos governos centrais junto ao funcionamento do mercado. Suas causas ainda são temas de controvérsias entre seus estudiosos. (Smolski, 2009 p. 1)

As crises energéticas que o mundo já enfrentou ilustram bem o ponto de unicidade e irreversibilidade na história, pois representa um fenômeno qualitativamente novo e diferente. As crises anteriores do capitalismo estão relacionadas com causas endógenas da esfera sócio-produtiva, que demonstraram a incapacidade da economia de mercado de atender a certos desajustes internos, como a realização do capital investido ou o aumento desmedido do sistema de crédito. (Furtado, 1985, p. 17)

A grande indústria capitalista consumidora de energia impôs para as suas necessidades e o seu lucro a curto prazo, a produção e disposição de recursos naturais não renováveis como o petróleo a preços baixos. A crise de 1973, denominada primeira crise do petróleo, é um exemplo de crise energética e diferentemente de crises anteriores foi de escassez de oferta diante de um crescimento industrial que vinha alavancando as economias. A crise de energia é, por conseguinte uma crise de países capitalistas desenvolvidos, cujos grupos industriais e financeiros multinacionais ajudados pelos governos não podem já pilhar a sua vontade os recursos naturais desnatar as camadas mais fáceis de explorar e esbanjá-los de forma não planejada. (Di Crescenzo, 1974, p.188)

Este artigo terá o seguinte questionamento para discussão: o que leva as nações a passarem por crises energéticas. Elas acontecem em função a escassez de recursos naturais ou

dependem do grau de industrialização dos países. Por outro lado, será que as crises acontecem porque o sistema capitalista vigente é um sistema senoidal.

A metodologia utilizada nesse estudo é de revisão bibliográfica seguida de análise analítica dos fatos relacionados e autores pesquisados. O texto a seguir além da introdução e conclusão esta subdividido em quatro partes. A primeira faz uma reflexão sobre o conceito de “crise”, em seguida, há o estudo das duas grandes crises exegéticas mundiais, que foi os dois choques do petróleo, em 1973 e 1979. A terceira parte trata dos rumos tomados pelos países de primeiro e terceiro mundo frente à crise energética mundial e a quarta parte da um panorama de como foi os impactos no Brasil.

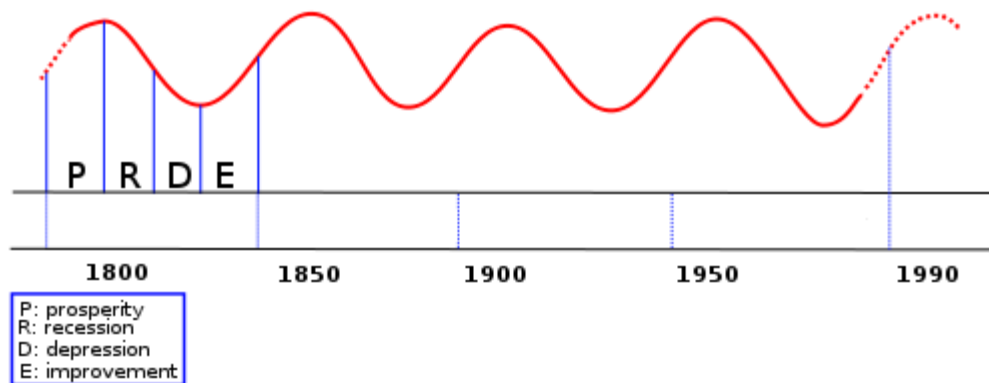
1. Reflexões acerca do conceito “crise”

A palavra crise esta associada a vários sinônimos, porém neste estudo se refere as perturbações na vida econômica, atribuída pela economia clássica, a um desequilíbrio entre produção e consumo localizado em setores isolados da produção. Nas economias pré-capitalistas, as crises derivam da escassez súbita no abastecimento de bens, provocadas por fenômenos naturais (secas, inundações, epidemias e outros fenômenos sazonais, ou por acontecimentos sociais como guerras e insurreições). As crises são classificadas em endógenas em que as variáveis que a causa são superprodução, consumo, crédito e especulação. Crises por causas exógenas têm causas não – econômicos, como guerra, epidemias e desastres naturais. (Sandroni, 1999,p. 142)

No sistema capitalista as crises constituem uma fase regular do ciclo econômico, caracterizado pelo excesso geral da produção sobre a demanda, primeiro no setor de bens de capital e em seguida no setor de bens de consumo. Em consequência há queda brusca na produção, falência de empresas, desemprego em massa, redução de salários lucros e preços. O desenvolvimento econômico é entendido como um processo cíclico, dividido em varias fases, com pontos de mudanças nas partes inferiores e superiores do ciclo. A partir

de um ponto abaixo de sua linha de equilíbrio, o processo de desenvolvimento econômico sairia de uma fase de recuperação para uma fase de expansão com aumento da taxa de investimento, aumento relativo da soma de salários, acréscimo de consumo. Observe a figura abaixo: (Sandroni, 1999, p. 142)

Figura 1: Ilustração de como funciona os ciclos econômicos.



Fonte: http://pt.wikipedia.org/wiki/Ciclo_econômico

Segue-se a fase de prosperidade (*boom*), na qual os fatores de produção estariam plenamente ocupados, e em conseqüência, não poderiam fazer mais crescer a renda nacional e o lucro. A partir desse ponto haveria um aumento crescente dos preços, uma desorganização no mercado financeiro e de capitais, entrando a economia em um processo de contração, pois os preços que se mantiveram relativamente estáveis durante a fase de prosperidade, apesar da excessiva taxa de juros para os investimentos, já não se revelam rentáveis. Essa contração também chamada de recessão, pois a taxa de crescimento da renda nacional decresce em termos absolutos. (Sandroni, 1999, p. 142)

O conceito de crises econômicas e ciclos econômicos estão configurados de forma exemplar no caso da Grande Depressão, que começou em 1929 e durou toda a década de 1930, foi um dos momentos definidores da história americana, porém seu efeito não limitou-se aos

Estados Unidos a catástrofe foi sentida em quase todas as econômicas de mercado do mundo e há consenso de que o nazismo alemão tomou força nesse período e levou o mundo a segunda guerra mundial. (Krugman & Wells, 2007,p. 471)

A crise que se iniciou em agosto de 1929 teve como estopim uma leve queda no produto agregado que contribuiu para o colapso da bolsa de valores em outubro de 1929. Se os efeitos econômicos tivessem se limitado a queda no mercado de ações, a economia teria provavelmente sofrido um declínio de curto prazo, mas o que levou essa crise a enormes proporções foi o aumento do desemprego e o enorme declínio no produto agregado no longo prazo. Foi um tempo de miséria inesperada, que chocou o mundo principalmente porque na década anterior houve enorme crescimento e prosperidade. (Krugman & Wells, 2007,p. 471)

Nesse período houve intensos estudos na área econômica, pois, para os pesquisadores e toda comunidade científica era um enigma o “por quê” de uma década próspera seguida de uma depressão profunda. Uma das causas apontadas por John Maynard Keynes, economista e empresário fiel ao partido liberal, colocou que, estava havendo uma crise de superprodução, havia muito produto para uma demanda que não a absorvia esse conceito é chamado por ele de demanda efetiva, ou seja, é necessário verificar quanto de demanda para projetar a oferta, no entanto ainda ficava suspensa a questão, pois, o liberalismo econômico regia que os mercados se auto-equilibravam através da “*mão invisível*” preconizado por Adam Smith em sua obra A Riqueza das Nações de 1776. Por esta razão, Keynes colocava no esquema simplificado capitalista um novo agente de ligação o “Estado Interventor”, ou seja, em momentos de crises o Estado tem a finalidade de incorporar o papel da “*mão invisível*” e equilibrar os mercados.

Depois da Grande depressão de 1929, e das soluções encontradas pelos estudos da época, o sistema de mercado não deixou de incorrer em crises, a medida que as mesmas surgiam novas avaliações e decisões foram tomadas com soluções para o problema, no entanto fica provado que o sistema capitalista justifica esses altos e baixos na economia porque seu objetivo principal dentre outros é o crescimento dos lucros porém toda e qualquer

estrutura econômica possui um ponto de esgotamento de recursos, quando isso acontece as crises acontecem e essa lógica não é diferente para a questão energética.

2. Crises Energéticas

Após a segunda guerra mundial, com a divisão dos espólios da guerra entre os vencedores, os países do ocidente iniciaram uma feliz expansão. As economias da Europa e dos Estados Unidos, estáveis e enriquecidas pelo petróleo, foram impulsionadas nas décadas de 1950 e 1960 alimentando-se cada vez mais de combustíveis derivados do petróleo durante o conflito. Desde o embaraço da Primeira Guerra mundial em que caminhões americanos tiveram de ser carregados por trens, porque não conseguiam transitar pelas péssimas estradas do país, a indústria petrolífera juntou-se a automobilística para pressionar a construção de uma rede de estradas asfaltadas que cortasse o país e permitissem que os carros transitassem sem problemas. (Shah, 2007, p. 41)

Surgia assim, um mundo dependente do petróleo para fazer crescer suas indústrias, suas economias enfim, após a Segunda Guerra o lema era crescer e tudo foi feito para isso. O capitalismo tecnoindustrial foi estruturado sobre o aparelho produtivo cuja operação envolveu custos muito elevados. Para rateá-los sem prejuízo do objetivo maior, que é a maximização do lucro, torna-se imperativa a existência de um mercado dimensionado em grande escala e propenso a aceitar os incessantes lançamentos de novos produtos e serviços. (Bôa Nova, 1985, p. 78)

Ao se disseminado pelo mundo os padrões norte-americano de produção e consumo, o capitalismo transnacional trouxe consigo a civilização do petróleo. Primeiro, porque foi com padrões tecnológicos fortemente apoiados no petróleo que se deu a enorme expansão industrial entre o pós-guerra e o início dos anos 70. Segundo porque os setores industriais de maior crescimento foram quase sempre mais intimamente associados à utilização do petróleo; ou porque dele depende o funcionamento dos produtos que fabricam – como o

automóvel e indiretamente os aparelhos elétricos – ou porque ele constitui a matéria prima crucial – como sucede na petroquímica. (Bôa Nova, 1985, p. 78)

Os fatores geopolíticos que já estavam implícitos na formação do mercado mundial de petróleo como vetor energético dominante e o papel central dos países do Oriente Médio nesse abastecimento apresentam fatores físicos. Estes partem de uma inversão da relação de quantidade entre estoques disponíveis e demanda de petróleo em nível mundial e significam os limites da plethora. (Furtado, 1985, p. 20)

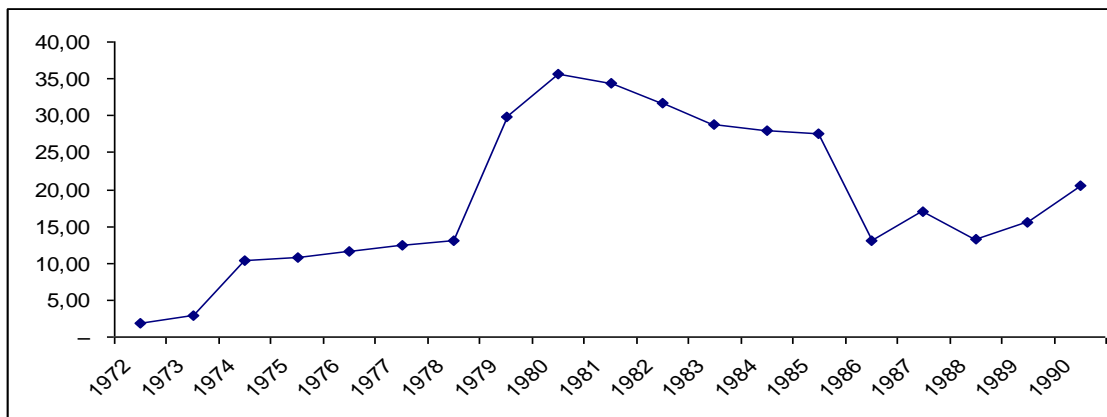
Em outubro de 1973, ocorreu a primeira crise energética no mundo, impulsionada pela especulação em torno dos preços do petróleo. Nas décadas de 50 e 60 o mundo estava em pleno crescimento econômico, e este muito dependente do petróleo, pois até então era um recurso barato em relação a outras fontes de energia. Nesse período grandes empresas monopolizavam a cadeia do petróleo eram denominadas as *Sete Irmãs* destas cinco eram americanas: Exxon, Texaco, Móbil, Oil Corporation, Gulf Oil Company e Start oil of Califórnia; uma inglesa: Bristish Petroleum; e uma anglo-holandesa: a Shell.

Em determinado momento as *Sete Irmãs* e os países produtores de petróleo perceberam que havia um excesso de demanda para uma oferta inelástica no setor. Antes mesmo do cartel de empresas petrolíferas se conscientizarem do novo quadro mundial os países produtores de petróleo se uniram para formar a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), pois estavam diante de um custo de produção mais alto e uma demanda elevada e preços baixos. Os países que formaram fundaram a OPEP em setembro de 1960 foi o Irã, o Iraque, o Kuwait, a Arábia Saudita e a Venezuela.

Até 16 de outubro de 1973, a OPEP não tinha muita força perante as Sete Irmãs, mas quando foi interessante para as empresas petrolíferas o aumento no preço do petróleo elas deixaram a OPEP exercer o papel que exerce até hoje no setor o de definir a quantidade de oferta e o preço do barril de petróleo. O primeiro aumento de preços naquele ano do petróleo alcançou 70% e dois meses depois mais 130%. E também naquele ano houve o embargo das exportações de petróleo árabe para os países mais comprometidos com a

política israelense, porem essa medida não durou mais do que alguns meses. O Gráfico 1 representa a evolução dos preços do petróleo de 1972 à 1990:

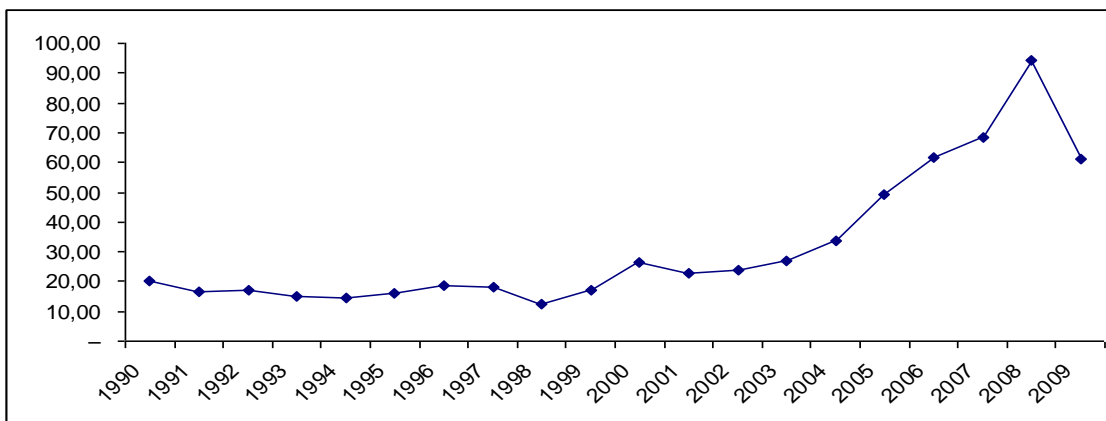
Gráfico 1: Evolução dos preços do barril de petróleo de 1972 á 1990 em dólares (Dubai \$/bbl)



Fonte: BP Statistical Rewiew of World Energy de junho de 2009

Segundo os dados da BP Statistical Rewiew em 1972 o barril de petróleo foi cotado á US\$ 1,90 e em 1974 US\$ 10,70 isso é da uma variação crescente de mais de 500%. De 1978 a 1980 o baril saiu de US\$ 13,03 para US\$ 35,69, mais de 200% de aumento. De 1985 à 1986 houve uma queda nos preços de US\$ 27,53 para US\$ 13,10 mais de 200% de queda. No gráfico 2 esta a evolução dos preços do petróleo de 1990 á 2009. A década de 90 teve como menor preço US\$ 14,74 e o maior US\$ 20,45. A subida nos preços do barril foi mesmo a partir de 2000 que deu um salto de US\$ 26,20 para US\$ 94,34. E embora tenha baixado um pouco manteve-se entre 60 e 100 dólares.

Gráfico 2: Evolução dos preços do barril de petróleo de 1990 á 2009 em dólares (Dubai \$/bbl)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy de junho de 2009

O primeiro choque do petróleo conseqüência das duas duplicações sucessivas do preço internacional do produto decididas pela OPEP em 1973, marca o encerramento de uma fase de expansão econômica cujo dinamismo é inédito na história da sociedade industrial. Louis Puisseux (1977) chama esse período de “petro-prosperidade” devido ao papel central dos baixos preços do petróleo na prosperidade econômica dos anos 60. Esses preços que sofreram reduções em termos absolutos de 1958 até 1960, não somente permitiram manter os preços finais dos derivados extremamente baixos, mas também auferir volumosos impostos indiretos sobre combustíveis que facilitaram a expansão da infraestrutura ligada ao transporte rodoviário. (Furtado, 1985, p. 21)

A ruptura que representou o primeiro choque do petróleo foi encarada da seguinte forma: em primeiro lugar, esperou-se que o preço do petróleo “anormalmente” alto baixasse outra vez para que o desenvolvimento industrial retomasse seu dinamismo. Frente à inércia do preço do petróleo em sua posição alta, os países industriais optaram em segundo lugar pela

política de substituição. Acreditava-se que em face dos preços tão alto surgiriam naturalmente outras formas de energia que o esforço tecnológico as tornaria mais baratas que os preços do petróleo. Porém os substitutos do petróleo, o gás, o carvão e até mesmo a energia nuclear também tiveram seus preços aumentados. (Furtado, 1985, p. 21)

A grande lição da década de 70, marcada por tantos estudos sobre energia de substituição ou alternativa, é que não haverá por um certo período energia barata após o encarecimento do petróleo. Reverteu-se em nível mundial a tendência dos custos decrescentes do fator energético que havia caracterizado a sociedade industrial quando se substituiu lenha pelo carvão na Inglaterra do final do século XVIII, até a plethora petroleira no oriente médio nos anos 60. Na verdade as verdadeiras transformações que devem ocorrer deve vir pelo lado da demanda de energia, no entanto, o período entre os dois choques do petróleo caracterizou-se por certo marasmo nas políticas energéticas das principais nações industriais (Furtado, 1985, p. 22)

Durante os cinco anos subseqüentes à crise, a OPEP manteve os preços praticamente estáveis. A introdução de novos aumentos encontrava dois obstáculos: a resistência da Arábia Saudita –maior produtor da OPEP- e a presença de grandes excedentes de petróleo no mercado internacional. Em dezembro de 1978 o barril ainda custava US\$ 12,70, apenas 9% mais do que no início de 1974. Como nesse período o dólar havia sofrido sucessivas desvalorizações, o resultado era que o preço real do petróleo estava caindo muito. Segundo estimativas da OPEP, a baixa foi de mais de 60% durante o período de 1974-1978. (Bôa Nova, 1985, p. 97)

O quadro se transformou rapidamente com a revolução iraniana, irrompida a partir dos últimos meses de 1978. Temendo que o Oriente Médio entrasse num conflito de proporções e duração imprevisíveis, os países consumidores se atiraram a uma corrida desenfreada para a formação de estoques de petróleo. Essas pressões de demanda se faziam sobre um mercado que já estava temporariamente desfalcado da importante produção iraniana – cerca de 6,5 milhões de barris diários. Em pouco tempo, o mercado

mundial de petróleo passou da sobra a escassez e o barril chegou a ser cotado em em aproximadamente US\$ 40, preços corrente no mercado paralelo. (Bôa Nova, 1985, p. 97)

Mas do que pelos efeitos imediatos que gerou, a crise iraniana denominada como a “segunda crise ou o segundo choque do petróleo”, foi importante para chamar a atenção, de modo dramático, para o progressivo esgotamento das reservas petrolíferas disponíveis, mostrando que o ritmo das novas descobertas havia deixado de acompanhar o crescimento do consumo. (Bôa Nova, 1985, p. 97)

Nesse período as divergências no seio da OPEP tenderam a crescer, levando a perda de unidade em torno de um preço. A maior parte dos países membros esteve interessada em diminuir a produção para garantir as elevações nos preços já adquiridos, melhorando a valorização das reservas. Arábia Saudita teve uma política global de garantir a oferta para os países industrializados para que os mesmo não buscassem fora petróleo e para que os mesmo não entrassem em recessão. (Furtado, 1985, p. 23)

De fato, depois da saída do Irã, em 1978, o qual voltou exportar em níveis inferiores, em 79, eclodiu a Guerra Irã/Iraque em setembro de 80, que levou esses países, e principalmente o Iraque, a saírem de cena. De novo o mercado que estava em vias de estabilização veria os preços no spot disparar, mas a situação da Arábia Saudita seria decisiva compensando deficiência do Iraque. Somente no começo de 1982, o restante dos países da OPEP, acoçados pela redução das exportações de petróleo, foi levado a negociar um preço único, assim como quotas de produção. Os outros produtores fora da OPEP, principalmente o mar do Norte e o México, se alinharam também com os preços da Arábia Saudita. (Furtado, 1985, p. 23)

Outro fenômeno que influenciou consideravelmente na depreciação do preço do petróleo ocorrida a partir de meados de 1982 foi a reversão da política monetária americana a partir de 79, ou seja, o choque dos juros. A elevação em termos reais dos juros americanos, que induziu os outros países industrializados a seguir o mesmo passo com respeito a suas moedas, levando a deprimir a economia mundial, deprimindo conseqüentemente a demanda do petróleo marginal da OPEP; e sem segundo lugar revalorizou o dólar em

relação as matéria – primas, e por conseguinte em relação ao petróleo. Durante esse choque, foi uma vitória americana sobre o poder ascendente, embora desorganizado, da OPEP como força política de certos países do Terceiro Mundo. (Furtado, 1985, p. 23)

3. As trajetórias divergentes que os países de primeiro e terceiro mundo tomaram a partir das crises

O primeiro choque do petróleo é um divisor de águas da história contemporânea, entre um período de energia barata e outro de energia cara. Ao mesmo tempo reforçando o processo de inviabilização da trajetória tecnológica “energo-intenciva”. A trajetória do desenvolvimento tecnológico da sociedade industrial em direção a inovações poupadoras de energia, um novo paradigma, intenso em informação, começa a se consolidar difundindo tecnologias propensas a economizar recursos energéticos. No entanto os países tiveram comportamentos diferentes a um mesmo paradigma consolidado pelo mundo. Essas trajetórias decorrem de macro-opções tecnológicas feitas pelas sociedades de primeiro e terceiro mundo.

(www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

Os países de primeiro mundo ou conhecidos também por desenvolvidos introduziram mudanças que vinham de encontro com o novo paradigma, tanto que a elasticidade CE/PIB (Consumo de energia por PIB) caiu após o primeiro choque do petróleo. Esse processo se deu com maior intensidade na Europa e no Japão, entre 73 e 79 e nos Estados unidos isso aconteceu mais tarde em decorrência da maior inércia desde país em responder as mudanças do quadro internacional. Os países desenvolvidos interviam na taxa de investimentos para fazer o crescimento econômico diminuir, e ao mesmo tempo houve um intenso processo de reconversão e da modernização do parque produtivo que teve importante desdobramentos na queda da intensidade energética do produto.

(www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

O progresso técnico foi muito importante para a redução do consumo de energia das atividades econômicas, tanto pelo aumento de eficiência de novas gerações de equipamentos, como através da alteração da atividade produtiva. No entanto as mudanças que ocorreram dentro da estrutura produtiva, nos países desenvolvidos não decorreram apenas do progresso técnico e nem indicam, necessariamente, o advento da tão propagada economia “pós-industrial” ou “ economia da informação”, mas simplesmente pode vir a ser a realocação de atividades industriais intensivas em energia em nível internacional, associada a uma certa desindustrialização e terceirização da economia desses países. (www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

A trajetória de desenvolvimento tecnológico dos países de terceiro mundo, que acompanhavam até 1973, a dos países desenvolvidos, adota uma direção profundamente divergente após a crise energética até a década de 90. As disparidades se observa na elasticidade CE/PIB que ao invés de cair como nos países desenvolvidos, teve crescimento, principalmente após o segundo choque do petróleo. Esses países atravessaram o primeiro choque do petróleo sem sofrer grandes alterações em sua dinâmica de desenvolvimento, isso se atribui a ao fato de que um certo grupo de países exportadores foi beneficiado pela subida do preço do petróleo enquanto as demais gozaram de condições favoráveis para endividar-se, em virtude da abundância dos petrodólares no mercado financeiro internacional.

(www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

No entanto, após o segundo choque do petróleo, as condições de endividamento externo dos países de terceiro mundo junto ao mercado financeiro internacional se alteraram radicalmente em função da política de juros altos praticada pela Reserva Federal nos Estados Unidos. Atendendo ao imperativo de saldar o serviço de suas dívidas externas, os países de terceiro mundo passaram a realizar volumosos excedentes comerciais. A América Latina, por exemplo, tornou-se exportadora líquida de capitais, quando computados os fluxos reais, a partir de 1982. Essas políticas que foram praticadas sob o rígido controle de instituições multilaterais e dos bancos privados, tiveram por objetivo aumentar o excedente comercial, utilizando-se, do mecanismo de comprimir o consumo interno e o investimento

para reorientar os fluxos produtivos na direção das exportações.
(www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

O esforço realizado pelos países de terceiro mundo foi tão mais intenso que ele se baseou sobre a promoção de exportações dos produtos primários ou de bens manufaturados intermediários, cujos preços reais verificaram sensível queda durante a década de 80. Os impactos dessa reorientação de fluxos reais dentro da economia foram extremamente negativos para o seu dinamismo, na medida em que, de um lado, o investimento caiu, e que por outro, os custos ambientais do crescimento econômico aumentaram enormemente.
(www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

As deseconomias de energia, provocadas pela recessão foram outro importante elemento que influiu negativamente sobre a eficiência energética da economia dos países do terceiro mundo. Os cortes nos investimentos conduziram a um alongamento de vida útil de equipamentos de gerações mais antigas de baixa eficiência energética. Os impactos que resultaram em termos de aumento do consumo energético e da deterioração ambiental foram extremamente negativos para a sustentabilidade do desenvolvimento desses países. Esse fato revela uma evidente correlação entre eficiência energética-ambiental e retomada do investimento e do consumo de bens duráveis
(www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

A década de 90, em compensação a década anterior, assiste a uma importante alteração da evolução dos países em desenvolvimento. Essa alteração demarca uma maior heterogeneidade na evolução desses países. Os países asiáticos consolidam a sua liderança, aumentando o ritmo de desenvolvimento do bloco de países de terceiro mundo. Além do que a renegociação da dívida externa dos países latino-americanos, através do alongamento do seu perfil, desonerou temporariamente e parcialmente esses países do fardo do pagamento do seu serviço, além de permitir a retomada do fluxo de capitais para esses países.
(www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

A própria crise vivida pelos países desenvolvidos no início dos anos 90 incentivou a retomada dos fluxos de capitais para países em desenvolvimento. As reformas introduzidas nas economias dos países latino-americanos e em um grande número de países em desenvolvimento, incentivadas pelo Consenso de Washington favoreceram a retomada do investimento direto, estrangeiro, que tornou-se uma importante fonte para a obtenção de divisas e equilibrar as contas do balanço de pagamentos. Essa década foi marcadamente mais dinâmica economicamente para os países de terceiro mundo, porém a segunda metade da década foi marcada por profundas crises financeiras que afetam o dinamismo dessas economias.

4. E o Brasil nesse contexto

As dificuldades crescentes que a economia brasileira passou a enfrentar desde meados dos anos 70, culminado com a recessão configurada a partir de 1981 seriam devidas unicamente a fatores externos, sobretudo a crise do petróleo desencadeada em 1973. Esta crise teria interrompido o processo de desenvolvimento que estava conduzindo a nação a uma prosperidade duradoura, por obra do regime político instaurado em 1964. (Bôa Nova, 1985, p. 105)

A economia brasileira na época era a maior importadora de petróleo do terceiro mundo, com o volume de 578.000 bbl/dia, o que representava mais de 30% do valor das importações do país em 1973, e em função da crise teve que iniciar um intenso processo de reversão da estrutura produtiva para adequar-se ao novo contexto internacional, à semelhança do que acontecia com os países desenvolvidos. O curioso é observar que esse ajuste levou a economia brasileira para uma trajetória de desenvolvimento tecnológico fundamentalmente divergente da dos países desenvolvidos. *Essa trajetória divergente com o primeiro mundo é compreensível em função do caráter desarticulado do sistema produtivo antes ainda do primeiro choque. A maneira de enfrentar o déficit na balança comercial, parcialmente gerado pela elevação do preço internacional do petróleo, foi*

intensificar o processo de substituição de importações e aumentar o volume das exportações. Ocorre pela vasta riqueza em recursos naturais inclusive energéticos hídricos, que a saída naturalmente foi encontrada para aumentar as exportações constituiu em promover a expansão dos setores produtivos energo-intensivos. (www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

O segundo choque do petróleo encerrou o ciclo expansivo da economia brasileira que crescia a taxa média de 7% ao ano desde 1945. Essa taxa caiu para 1,5% ao ano, durante a década de 80. A Elevada dependência do petróleo importado, cuja fatura chegou a representar entre 35 a 50% do valor das importações do país em 79-81, associada ao acelerado ritmo de endividamento externo, inviabilizou o prosseguimento do desenvolvimento do país. (www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

Apesar da estagnação, a economia brasileira sofreu importantes transformações produtivas, durante a década de 80, tanto dentro do setor industrial como nas proporções inter-setoriais, decorrente da substituição das importações e da guinada exportadora. O ajuste que ocorreu nessa década, teve a finalidade de adequar a economia brasileira ao novo contexto externo, constituiu numa reação defensiva que comprimiu a demanda interna para promover as exportações.

Os anos 90 para o caso brasileiro, embora o ambiente externo tenha evoluído consideravelmente, no Brasil prosseguia a trajetória dos anos 80. A economia se redinamizou em função do alongamento do perfil da dívida externa e da retomada dos fluxos de capitais estrangeiros, assim as taxas de crescimento foram muito baixas e muito inferiores as verificadas nas décadas de 60 e 70. Isso porque a expansão do consumo que ocorre em 1993, se deu muito em função do aumento das importações. De forma que a economia brasileira passou de uma posição superavitária para um déficit expressivo na balança de bens. (www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

Do lado produtivo, as transformações prosseguiram, sobretudo no setor energético. A produção nacional de petróleo praticamente duplicou, passando de 560 mil bbl/dia em 1990, para 1.255 mil bbl/dia, em 2000. O amadurecimento das tecnologias de extração de petróleo em águas profundas tornou viável o desenvolvimento das reservas descobertas pela Petrobrás na Bacia de Campos durante a década passada. (www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf)

A abertura da economia brasileira reduziu a elasticidade CE/PIB, ao aumentar brutalmente o volume de importações. Durante a segunda metade da década de 90 o país volta a crescer aos patamares da década de 80. O aumento do consumo de energia nos anos 90 se apoiou em grande medida na retomada do consumo de petróleo. O aumento da intensidade energética da indústria de transformação é outro fato marcante da década que impulsionou o aumento do consumo energético do setor industrial no período, esse aumento é atribuído a continuidade da trajetória tecnológica das décadas anteriores.

CONCLUSÃO

As crises em geral ocorrem sempre que o sistema capitalista encontra obstáculos para sua reprodução. Como as nações procuram se desenvolver, e para isso utilizam o indicador de crescimento econômico, o PIB (Produto interno Bruto) como balizador uma vez que o mesmo não esteja crescendo o país não está se desenvolvendo. Este é o primeiro erro ao analisar incorrido em análises de desenvolvimento econômico.

A sociedade de consumo que os Estados Unidos criaram e disseminaram pelo mundo é responsável por boa parte das crises do sistema capitalista, porque, a busca de satisfação no consumo faz a demanda agregada aumentar, este de forma elástica, porém a oferta agregada é inelástica, é certo que o desequilíbrio acontecerá. A concorrência perfeita preconizada pela escola neoclássica, não é tão perfeita. Para uma sociedade consumista se manter é necessários enormes níveis de investimentos para alicerçar o sistema econômico,

no entanto há reações adversas a essas ações como o aumento desmedido dos preços e a inflação generalizada, tão longe esses problemas permaneçam a tendência da economia é entrar em recessão e crise.

A questão das crises energéticas, em especial nesse artigo, as crises do petróleo refletem a falta de equilíbrio entre demanda e oferta desse produto. Hora estava abundante e barato, hora estava escasso e caro, e acima de qualquer coisa era e é guiado por cartéis, como as Sete Irmãs ou a OPEP, que no final das contas tem o mesmo objetivo, ganhar lucros com a renda do petróleo. Se o mundo não fosse tão dependente dessa fonte de energia, poderia ter passado as crises com menos prejuízos, porém, a substitutabilidade desse recurso natural não era na época nem ao menos cogitada. Passou-se a se pensar nisso quando as crises afetaram os lucros e frearam a industrialização e o crescimento das nações.

A substitutabilidade de recursos naturais, já preconizado por Sollow (1974), foi uma alternativa no primeiro choque do petróleo em 1973, e não foi à solução, porque os substitutos da época eram os derivados de combustíveis fósseis, e os preços dos mesmos acompanharam a subida do preço do petróleo.

Por outro lado, observa-se que para o sistema continuar saudável era preciso tomar algumas decisões estratégicas, no âmbito de como planejar e utilizar melhor um recurso que se encontrava com oferta inelástica, para isso, foi adotada as estratégias de melhoramento de informações e aperfeiçoamento tecnológico. Esses dois fatores trouxeram maior eficiência no uso do recurso escasso e também possibilitou a extração de petróleo em águas profundas, tecnologia que em 73 não era pensada se quer.

Os países já desenvolvidos conseguiram com as estratégias acima citadas reorganizar suas economias mais rápido que os países de terceiro mundo, esses últimos, estavam muito endividados após o segundo choque do petróleo e isso os levou a decadência, mas como em todo o ciclo econômico, após as estagnação e recessão, o período seguinte é de prosperidade, e isso veio a se confirmar nas décadas seguintes.

Puiseux (1980) afirma que a sociedade esta num avião demasiadamente carregado que irá colidir com as cismas de uma cadeia de montanhas. A saída esta em aliviar o peso do avião,

difundindo as novas tecnologias e adotando uma trajetória de desenvolvimento tecnológico ambientalmente sustentável, para passar por cima das montanhas. No entanto, uma provável parcela dos países de terceiro mundo ainda esta sendo forçada a carregar o avião para pagar o fardo da dívida externa, tornando assim mais segura uma colisão, que agora, mais do que nunca, pode afetar o equilíbrio ecológico do planeta.

Finalmente é possível verificar que o sistema capitalista é um sistema gerador de crises. O liberalismo de Adam Smith foi por terra quando a *mão invisível* não regulou os mercados em 1929, e mesmo o liberalismo com a presença do estado continua a ser procriador de crises, a diferença é que nesse último caso o socorre vem do Estado, que é a representação do conjunto da sociedade. Não há discussão sobre a solução das crises, porque não há discussão se o sistema vigente é o melhor para economia e a sociedade, ou seja, o sistema capitalista é dado, o que se faz é verificar as causas dos problemas e minimizá-las, porém, sempre haverá vencedores e perdedores nesse jogo de interesses.

BIBLIOGRAFIA

BÔA NOVA, Antonio Carlos. Energia e Classes Sociais no Brasil. Loyola, 1985, São Paulo-SP.

DI CRESCENZO, Bernard. Crise de Energia ou Crise Política. Estampa, 1974, Lisboa.Portugal.

FURTADO, André. A Crise Energética Mundial e o Brasil in Revista Novos Estudos Cebrap, nº11, janeiro 1985, p. 17-29, São Paulo-SP.

FRTADO, André. Crise Energética e Trajetória de Desenvolvimento Tecnológico in (www.ie.ufrj.br/.../crise_energetica_e_trajetorias_de_desenvolvimento_tecnologico.pdf) acesso 22/08/2010.

PUISEUX, L. Vers un changement d'époque in histoire nº6, Quelle Cise?, Hachette, oct.nov.dec. 1980, p.234-246.

SANDRONI, Paulo. Novíssimo Dicionário de Economia. Best Seller, 1999. São Paulo -SP

SHAH, Sônia. A História do Petróleo. L&PM, 2007. Porto Alegre – RS, 2007.

BP Statistical Review of World Energy - Editado pela British Petroleum
(<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>)

SOLOW, Robert. The Economics of Resources or the resources of Economics, *The American Economic Review*, Vol. 64, No. 2, Papers and Proceedings of the Eighty-sixth Annual Meeting of the American Economic Association. (May, 1974), pp. 1-14. Acesso:
<http://www.jstor.org/pss/1816009>

http://pt.wikipedia.org/wiki/Ciclo_econômico

<http://www.dani2989.com/matiere1/oilprice31102004pt.htm>

SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL GLP EN ARGENTINA Y LATINOAMERICA

Fernando Meiter

Keywords: GLP, Argentina, Brasil, Chile, Bolivia, Ecuador, Gas Envasado, Transporte, Comercio Internacional, Balance Energético, Proyección de Demanda

Agradecimientos

Ing. Gerardo Rabinovich

Lic. Sebastián Scheimberg

Ing Alvaro Ríos

Ing. Fernando Sanchez Albavera

Lic. José Antonio Ruiz

Ing. Bruno Paulsen

Lic. Cinthia Mocabono

Lic. Eduardo Barreiro

Biblioteca IAPG

Biblioteca CEPAL

Biblioteca ANP

Cámara Boliviana de Hidrocarburos

Petrobras Brasil

Ing. Pablo Cisneros

Lic. Mauricio Nallar

Introducción

El objeto de este Abstract intentará reflejar las condiciones de aprovisionamiento de GLP en cada uno de los países de la región donde se considera que existe un mercado de tamaño relevante para un caso de estudio.

METODOLOGIA

El enfoque utilizado será, para cada país que constituya un competidor cercano y destino potencial saliente.

Se examinará en primer lugar y en mayor detalle la evolución pasada y las proyecciones de mediano plazo de su oferta y su demanda, luego, sobre la base de estas oportunidades confirmadas, (existencia de demanda neta que eventualmente podría ser abastecida desde algún país de Latinoamérica), se estimarán los precios netos en planta ante distintas alternativas logísticas salientes resultantes de los precios de mercado en cada uno de los destinos examinados.

Comienzo por Argentina, donde se expone por un lado la evolución de la oferta, tanto de la separación de líquidos del gas natural como de la refinación de crudo. En este sentido, señalo dos hechos centrales que hacen al desempeño actual de esta oferta: a) declinación productiva del gas natural (niveles y productividad); y b) menor disponibilidad de crudos livianos. Posteriormente, se incluye una descripción de la demanda agregada, señalando cuestiones relativas a su estacionalidad. Destaco el hecho de que, si bien Argentina detenta una posición excedentaria, los excedentes se van estrechando y se produce una segmentación del mercado: la producción del norte del país abastece el mercado

doméstico y la producción del sur (básicamente Mega y Cerri) derivan sus saldos exportables hacia Brasil y Chile.

El análisis de este mercado se completa con un detalle de la logística y sus costos asociados, y una descripción del sistema de precios vigentes y de los precios económicos. Esta distinción tiene como finalidad encontrar los valores de precios netback que podría fijar la nueva posible oferta de líquidos.

Por último, se realiza una proyección de oferta focalizándonos en datos de mercado para el próximo quinquenio.

El segundo mercado bajo análisis es el de Brasil. En este caso también parto del enfoque de oferta y demanda, resaltando el potencial de crecimiento y la tendencia a cerrar su desequilibrio observando el proceso inverso al camino que viene recorriendo su principal proveedor actual, la Argentina.

En el caso brasilero, las distinciones regionales son incluso más importantes que en el caso argentino; la concentración de la oferta y la demanda en el litoral marítimo, sumado a una logística compacta y bien extendida, dificulta la posibilidad para cualquier país de introducir su GLP.

Del mercado del Atlántico paso al mercado del Pacífico, donde sobresale el potencial de integración con Chile, habida cuenta de la vecindad y sus crecientes requerimientos de importaciones de GLP.

Presento la situación de desbalance prestando particular atención a la procedencia del combustible importado y sus condiciones de compra, pues este mercado parece abrir una oportunidad inmediata desplazando algún proveedor que se encuentre abasteciendo el área Metropolitana (por ejemplo, por camión desde Argentina) con precios atractivos para el GLP y la gasolina bolivianos, particularmente si es que existe la posibilidad de utilizar la infraestructura de ductos que comunica Santa Cruz con Arica.

La posibilidad de la salida a un puerto eficiente en el norte de Chile abre el mercado de exportación a Ecuador, país altamente deficitario, según surge a partir de datos de balance comercial. Por otra parte, el desbalance del Ecuador será seguramente duradero.

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

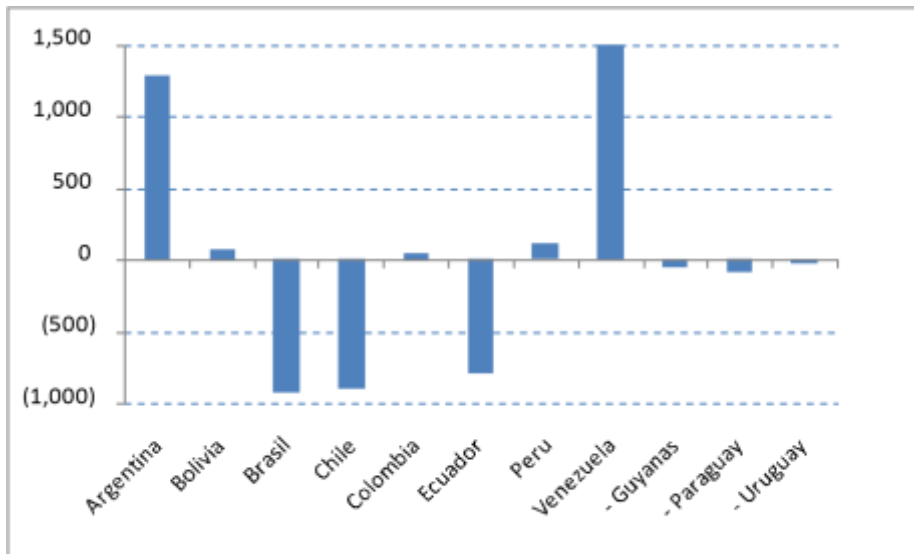
En definitiva, mi análisis metodológico intentará diferenciar los mercados del Atlántico de los del Pacífico, teniendo en cuenta que en el caso de Argentina y Brasil existe un espacio de negocios estacionales y más bien de corto plazo, mientras que por el lado del Pacífico los desbalances serán más persistentes. En ese sentido, se examinará el caso de Perú, en donde el proyecto de CAMISEA ofrecería algunos saldos exportables, pero que a priori serían insuficientes para cubrir los desequilibrios de Chile y Ecuador.

Si bien este trabajo procura nutrirse de datos de mercado, ciertamente existe una mayor transparencia informativa en los casos de Brasil y Chile. El material contenido en este informe reconoce distintas fuentes, accesibles con distinto grado de dificultad, por lo cual la caracterización plena de cada situación aún no ha concluido, y los números aquí expuestos deben interpretarse como posibles

Por último terminaré presentando un horizonte de demandas netas para los próximos 5 años, así como una matriz de precios de oportunidad para el negocio.

La Figura 1 muestra en primer lugar las posiciones de demanda neta de GLP de los países de la región en base a los datos más recientes disponibles.

Figura 1: Situación exportadora neta por país (en Miles ton)



Fuente: Purvin & Gertz y datos de países al 2010.

Para Bolivia se puede hablar de dos grandes mercados a nivel regional (esto es, dejando de lado la venta al Golfo de México): en el Atlántico y en el Pacífico.

En el Pacífico el mercado natural es el de Chile, pero también es interesante el ecuatoriano. Las mejores posibilidades de colocar el GLP en puertos del Pacífico son:

- Por medio de un poliducto hasta Argentina y desde allí por medio de tren a Chile.

Sin embargo, cada vagón tanque carga 32 toneladas de GLP y la operación se realiza en formaciones de 11 vagones, por lo tanto cada tren carga 352 toneladas. Se llegaron a transportar 2.500 ton/mes en 7 formaciones. Si se piensa en transportar 300.000 ton/año de GLP, sería necesario un tren diario en vez de 7 por mes, el cual además debería tener 28 vagones y dos locomotoras para poder alcanzar los 4.000 metros de altura y controlar el descenso.

- Otra alternativa sería utilizar la traza del oleoducto Santa Cruz–Arica para construir un poliducto o sopaducto, que requeriría una inversión de cientos de millones de dólares.

Sin embargo, la posibilidad de reconvertir dicho oleoducto en un poliducto o sopaducto depende de la calidad del acero utilizado (podría no ser apto para las temperaturas del GLP), y además sería necesario encontrar una vía alternativa para la exportación del crudo y el crudo reconstituido. Actualmente este oleoducto está siendo usado para exportar el fondo de destilación de las refinerías bolivianas, que debido a ser de baja capacidad de conversión dejan un residuo del que refinerías más complejas pueden extraer muchos destilados intermedios (más valiosos), y también para colocar la gasolina natural por ser sobrante en el mercado y necesario además para cumplir con las restricciones de viscosidad que tiene que tener un producto para poder ser inyectado en oleoductos.

Sobre el Atlántico, Bolivia podría abastecer

a:

F Paraguay: prácticamente no tiene producción local, por lo tanto puede ofrecer oportunidades de negocios interesantes (desplazando la oferta desde la Argentina), pero su mercado es insuficiente como para ser el destino central de una planta.

F Uruguay: Está prácticamente en equilibrio (con importaciones mínimas), por lo tanto tampoco es un mercado relevante cuantitativamente.

F Argentina: Pese a ser exportador importante de GLP, se espera que tenga déficits en invierno, pero éstos serán de una magnitud también muy reducida como para absorber una porción significativa de lo producido por una posible planta.

F Brasil: En este caso el mercado deficitario es de tamaño suficiente como para colocar toda la producción, desplazando importaciones de terceros países (en particular, de la Argentina). No obstante, la dificultad central es cómo llegar. Las alternativas serían:

Por medio de tren a San Pablo.

En este caso se replicarían los inconvenientes de la exportación vía tren a Chile, con el agravante –a pesar de tener un costo por kilómetro más bajo por la menor diferencia de alturas– de ser una distancia cuatro veces mayor.

Utilizando poliductos argentinos hasta el puerto de San Lorenzo y luego vía barco.

Se debería utilizar el gasoducto Campo Durán–Monte Cristo (propiedad de Refinor), de 1.100 Km de extensión, con capacidad de 300 m³/h, y luego Monte Cristo–San

Lorenzo (propiedad de Repsol-YPF) de 380 Km, que también tiene una capacidad de 300 m³/h.

El puerto de San Lorenzo tiene capacidad de almacenaje suficiente para operaciones de exportación (90.000 m³ refrigerados) pero son insuficientes su calado máximo (32 pies), su eslora máxima (180–185 metros) y su caudal máximo (250 m³/h).

Estos poliductos, tienen capacidad ociosa, aunque posiblemente insuficiente para operaciones de esta magnitud. Además, su utilización para desplazar exportaciones argentinas a Brasil es poco probable teniendo en cuenta que los dueños de esta logística son precisamente algunos de los exportadores que serían afectados.

Una posibilidad es continuar utilizando el oleoducto Santa Cruz–Arica, a través del cual YPFB exporta la Gasolina Natural mezclándola con el crudo reducido que no pueden procesar sus refinerías. Un escenario aun más ambicioso sería el de construir un poliducto que pueda recibir propano, butano y gasolina todo junto, y una planta fraccionadora con facilidades portuarias (al estilo de la planta de Mega en Bahía Blanca)

Otra posibilidad es la exportación a través de los poliductos argentinos mencionados. Esta operación la realiza actualmente Refinor y el mercado final es Brasil.

1. Argentina

1.1 Producción

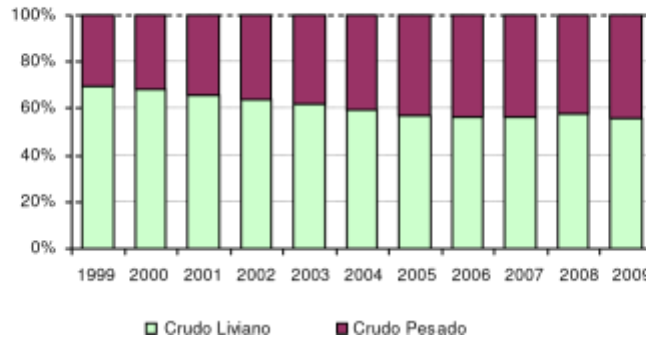
En esta sub-sección se presenta la evolución histórica de la producción nacional de GLP entre 2004 y 2009, incluyéndose la estimación correspondiente al año 2010.

En la Tabla 1 se puede observar que desde 2004 hasta 2009 la producción total de GLP cayó un 11%. De las 2.917 mil toneladas, el 70% proviene de la separación del gas natural y el 30% restante de lo producido en refinerías. Si bien desde el año 2004 han caído tanto los volúmenes de GLP provenientes de la separación de gas como los de refinería, la mayor caída de estos últimos obedece al cambio observado en el mix de crudos disponibles en el proceso de refinación: el crudo pesado pasó de representar el 40% al 45% del total procesado.

ARGENTINA . T a b l a 1							
P R O D U C C I O N H I S T O R I C A D							
E G L P m i l e s d e T o n e l a d a s							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
G a s N a t u r a l	2199	2140	2225	2053	2078	2043	(*)
R e f i n e r í a	1091	1002	1000	953	904	874	905
T o t a l	3290	3142	3225	3006	2982	2917	3011
da tos de G							
(*) E s t i m a d o							
F u e n t e : E l a b o r a c i ó n							
p r o p i a e n b a s e a							

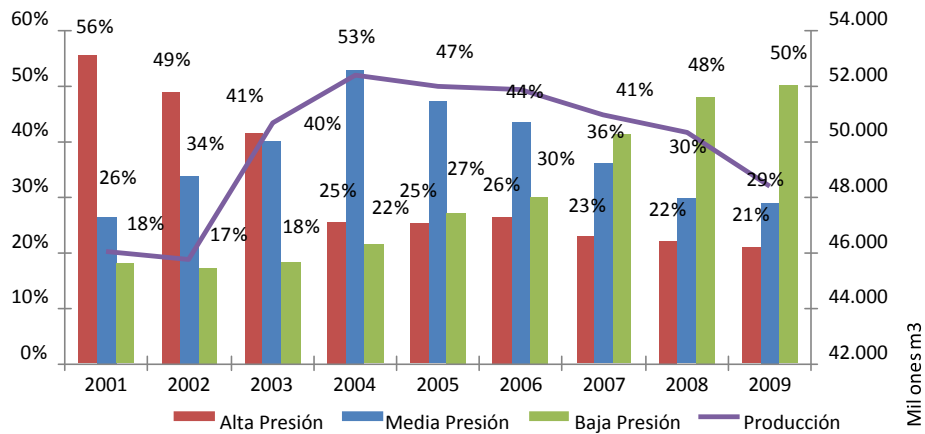
Esta evolución en la composición de la canasta de crudos tiene que ver con la declinación de la producción en la cuenca Neuquina, contra el avance del crudo del Golfo San Jorge que lleva a reducir los niveles de procesamiento máximo, dada la configuración del parque refinador.

Figura 1. Evolución en la composición del mix de crudos nacionales (IAPG)



En el caso de los líquidos de la separación del gas natural, es preciso destacar que la caída de la producción gasífera tiene una tendencia declinante que no pareciera vaya a revertirse en el mediano plazo en función de los menores niveles de presión de los yacimientos. Posteriormente, presento la producción proyectada.

Figura 2. Evolución de la producción de gas y niveles de presión



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía.

Producción de GLP en plantas de gas

La Tabla 2 detalla la producción del GLP en plantas separadoras de gas en todo el país. La construcción de nuevas plantas separadoras durante los años 90 le ha dado a la industria una fuerte posición competitiva, aunque actualmente sufre la amenaza de una menor disponibilidad de gas natural. Gran parte de esta oferta tiene clientela (hasta ahora cautiva) externa.

ARGENTINA. T								
a bla 2								
PRODUCCIÓN								
POR PLANT								
A Miles de tone								
la da s								
Planta	Compañía	Tecnología	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Mega	Mega	Turboexpansión y Absorción refrigerada	643	654	656	592	565	549
Grall. C erri	TGS	Ide m	517	444	542	430	489	470
Campo Duran Refinor		Turboexpansión	350	347	354	354	300	263
Cañadón Alfa W	PAE, TA,	Turboexpansión	256	248	245	244	268	271
Loma La Lata YPF		Turboexpansión y Absorción refrigerada	44	30	3,8	0	0	0
San Sebastián PAE, Ap, YPF		LTS (Ref. Mec.) y Abs. Refrig.	65	63	63	67,3	65,7	65,8
Agua de Icajón Cape x		Turboexpansión	59	56,1	56,3	54,3	53,4	45,7
El Condor	PB	Absorción refrigerada	38	28,4	24,6	17,5	11,6	14,3
Cenari	PP	LTS	34	38,8	34,6	38,6	37,3	33,8
El Portón	YPF	Turboexpansión	134	126,7	129,4	131,9	144,5	152,3

Loma Negra	Napac	Turboexpansión	40	40,5	42,5	46	61,6
Medanito	GM	LTS	17	18	19,4	20,7	53,6
Otros			42	45,3	55,5	60,7	63,1
Total			2199	2140	2225	2053	2043
Fuente: Elaboración propia en base a datos IAPG							

Históricamente, YPF no sólo comercializaba el GLP de su planta de Loma La Lata sino también el correspondiente a sus asociaciones en las UTE de El Cóndor y San Sebastián, así como el retenido de su participación en General Cerri.

Por lo tanto, YPF manejaba aproximadamente 550 Mtn anuales de GLP proveniente de gas natural, lo que significaba casi el 40% de la disponibilidad por plantas separadoras.

Actualmente la situación ha cambiado sustancialmente, en primer lugar por el intercambio de activos entre YPF y la ex- Pérez Companc (Petrobras) en el área Santa Cruz, con lo que El Cóndor pasó a manos de ex-Pérez Companc (actualmente

Petrobras) y, fundamentalmente, su compromiso de abastecer a la planta MEGA (YPF, Petrobras y Dow Chemical) con un volumen de gas de hasta 41 MMm³/día lo que reduce su participación en Cerri y disminuye la producción de GLP en Loma de la Lata.

Actualmente, YPF (con su producción en Loma La Lata y El Portón, y con la participación en MEGA, Refinor y San Sebastián) produce el 26% de la disponibilidad de GLP por procesamiento de gas. El resto se distribuye entre Petrobras, TGS, Total, Refinor, Pan American Energy, Pluspetrol, Capex y otras.

Petrobras, al haber adquirido los activos de Pérez Companc, se transformó en uno de los principales productores de GLP de Argentina al disponer de algunas áreas con plantas de separación (El Cóndor, Entre Lomas) y participar con capital accionario en la actividad de las empresas TGS (35%) –titular de la planta de General Cerri–, Refinor (28.5%) y Mega (34%).

Las plantas de Loma La Lata y Campo Durán no separan el etano, a pesar de contar con unidades de turbo-expansión, sino que lo inyectan al gasoducto junto al gas natural. Las plantas que efectivamente lo separan son las de General Cerri, de la empresa TGS y

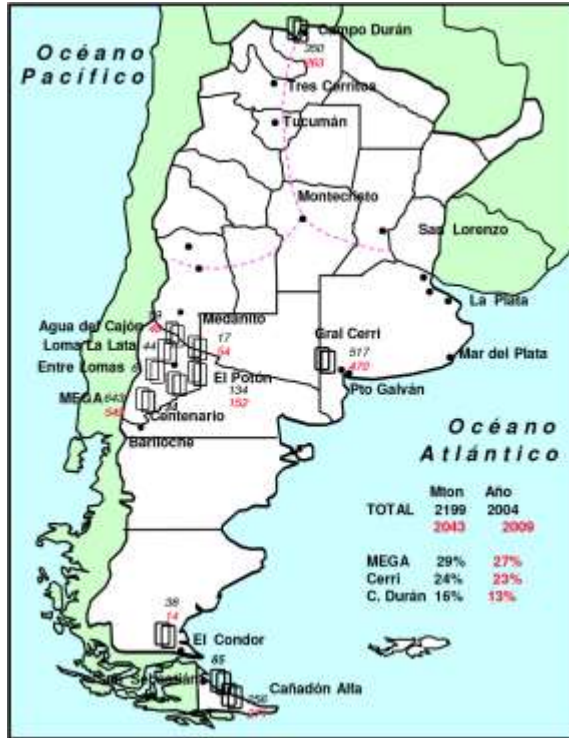
MEGA, que alimentan a PBB–Polisur para la producción de etileno, quienes además producen gasolina natural

TGS, por su parte, comercializó el 67% de su producción, el resto pertenece a YPF (12%), Total (12%), PAE (7%) y Pluspetrol (2%), a quienes TGS les hizo el servicio del procesamiento. TGS presenta una capacidad de producción promedio de 1000 ton/d de etano, 800 ton/d de propano, 600 ton/d de butano y 400 ton/d de gasolina natural. No existen datos del año 2008 en adelante

En el siguiente mapa presento la localización de las principales plantas de separación y comparo su nivel de producción entre los años 2004 y 2009. Presento los datos del año 2009 en rojo (toda vez que el dato no varía se lo presenta una sola vez en color oscuro resaltado). En el caso de Loma La Lata y Entre Lomas, resulta sorprendente el hecho de que las unidades de separación de líquidos han dejado de trabajar.

Otro dato sorprendente, originado por causas similares, es la caída del 25% de la producción de Refinor. La falta de gas de los yacimientos argentinos en este caso se contraponen con la mayor disponibilidad en los yacimientos muy próximos al otro lado de la frontera boliviana. De allí que una primera aproximación a un planteo de integración energética regional con generación de valor agregado supondría la utilización de la capacidad ociosa de Refinor con el gas próximo de los yacimientos de Tarija, Bolivia.

2009 vs 2004 - PRODUCCION DE GLP EN PLANTAS DE GAS (Mton)



Producción de GLP de refinería

Los procesos de refinación del petróleo para la obtención de gas licuado de refinarias principalmente son: cracking catalítico, cracking térmico y reformado catalítico. En plantas petroquímicas se produce por steam reforming y crackers.

En la Tabla 3 se presenta la evolución de la producción de GLP, abierta entre C3 y C4 por planta durante el período 2004 – 2009.

ARGENTINA. Tabla 3							
Producción GLP por Refinería							
(Miles de toneladas)							
Refinería		2004	2005	2006	2007	2008	2009
Compañía	Propano	71,9	55,7	56,7	55,1	66,4	44,2
	Butano	107,8	88,6	91,2	92,6	102,5	103,4
Campo Durán	Propano	1,7	1,4	3,1	3,9	5,1	4,6
	Butano	10,4	8,2	6,1	7,6	10,6	13,1

S a n L orenz o	B u t a n o	61,1	52,0	43,2	39,7	38,0	36,2
D o c k S u d	P r o p a n o	72,9	71,3	79,4	69,6	62,5	52,8
	B u t a n o	75,4	65,8	75,5	43,2	26,3	36,7
L a P l a t a	P r o p a n o	173,2	172,3	176,1	148,1	143,5	157,6
	B u t a n o	252,5	249,1	239,3	230,0	222,2	220,1
L u j á n d e C u y o	P r o p a n o	130,9	114,0	116,7	120,4	128,9	118,1
	B u t a n o	58,7	59,9	53,4	59,9	55,5	50,2
B a h í a B l a n c a	P r o p a n o	21,6	20,1	18,4	16,6	14,0	12,7
	B u t a n o	52,4	43,7	41,4	29,6	29,9	24,1

F u e n t e: E l a b o r a c i ó n p r o p i a c o n d a t o s I A P G

Los acontecimientos que favorecieron el crecimiento de la producción durante la década de los años 90 fueron:

Puesta en marcha de las plantas de mayor conversión, en las refinerías de La Plata y Luján de Cuyo, de YPF (1989 - 1992).

- El revamping de las unidades de reformado catalítico de naftas en La Plata y Luján de Cuyo.

Puesta en marcha de la planta de cracking catalítico de Isaura, hoy

Petrobras. ■ Mejoras tecnológicas en YPF, ESSO, SHELL y Petrobras.

La perspectiva de crecimiento de la producción de gas licuado de refinerías es sustancialmente menor, pues todos los grandes refinadores ya han completado sus aumentos de conversión de pesados a livianos, entrando entonces en una etapa de mejoramiento de la calidad de los productos. Asimismo, una cantidad significativa del GLP producido en refinerías es utilizado en las mismas para la producción de mejoradores octánicos (alquilatos), o en plantas petroquímicas conexas. Asimismo, la perspectiva de menor disponibilidad de crudo liviano en lo inmediato pone en duda la posibilidad de mantener similares rendimientos de propano y butano a los observados en el pasado.

2009 vs 2004 – PRODUCCION DE GLP EN REFINERÍAS (Mton)



Ranking de productores

La Tabla 4 resume la participación de los distintos productores de GLP, para el año 2009.

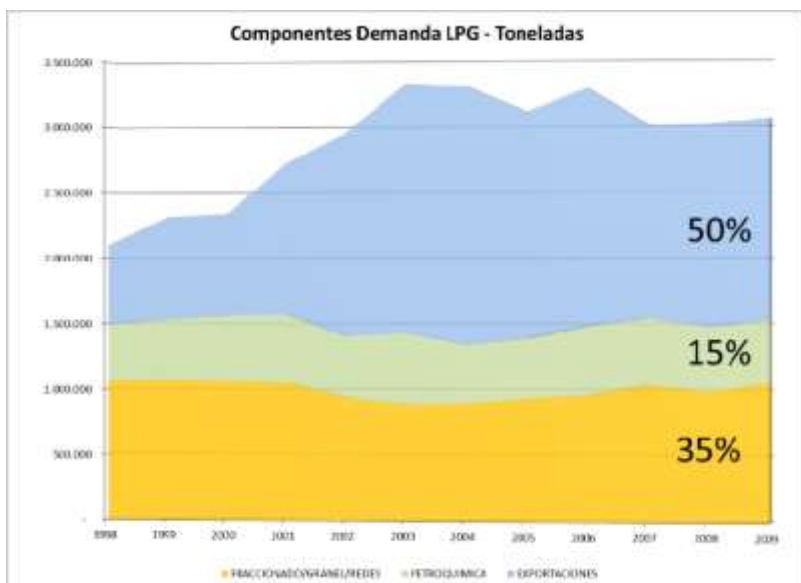
A R G E N T I N A . T a b l a 4		
R a n k i n g d e P r o d u c t o r e s 2009		
	Participación	Producción (miles ton)
Mega	23,1%	674,0
YPF	21,7%	634,3
TGS	13,5%	395,2
Refinor	11,8%	345,0
PAE	5,5%	160,3
Esso	4,2%	123,9
Totallustra	3,1%	89,9
Apache	2,9%	85,9
SHELL	2,5%	71,6
Medanito	2,3%	65,8
PESA	2,2%	65,3
Pluspetrol	1,9%	54,1
CAPEX	1,9%	56,1
Otra	3,3%	95,6
Tota	100,0%	2917,2

F u e n t e : I A P G

1.2 Demanda

El GLP tiene dos usos principales: como combustible y para alimentación de la industria petroquímica.

El primer caso comprende el fraccionamiento y posterior llenado de garrafas y cilindros, el consumo a granel y la distribución por redes y representó, en el año 2009, el 75% de la demanda interna total, muy por encima del promedio histórico, que hasta el 2007 se mantenía en el orden del 65%. El suministro a la petroquímica incluye las corrientes ricas en olefinas producidas del petróleo y significó, en el 2009, el 12% del consumo interno total, lo que representa una participación muy baja respecto a los valores históricos (que oscilaban en torno al 30% de la demanda interna).



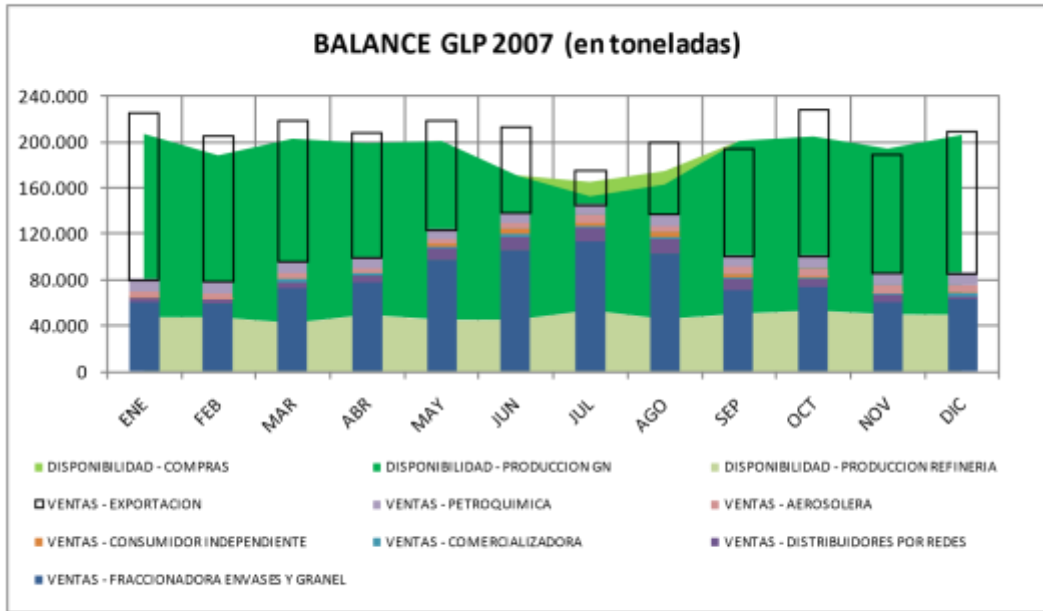
Desde principios de la década del „90, comenzaron a aparecer excedentes exportables, que en el año 2004 alcanzaron su máximo nivel de 1,653 mil tn/año, como consecuencia tanto de proyectos dedicados a la exportación (como Mega y Cañadón Alfa) como del elevado nivel de producción de gas natural rico.

Históricamente la demanda doméstica de Propano y Butano se encuentra en torno al millón y medio de toneladas anuales. Sin embargo, la merma en la producción determinó un menor uso petroquímico desde 2007. Por otra parte, existe una fuerte estacionalidad de la demanda en invierno que se confronta con una menor disponibilidad de la separación de líquidos provenientes del gas natural, dado que se prioriza el abastecimiento de gas natural al sector residencial. Esto hace que el gas (metano) que llega por redes en invierno tenga incorporado un mayor porcentaje de C3 y C4 (propano y butano) pues de separarse estas moléculas la restricción de abastecimiento de gas (que hoy representa un corte a industrias superior a los 40 millones de m³/día) sería aun mayor. Claramente, mientras en los años 90 la restricción al abastecimiento de gas natural por redes venía dada por la falta de

capacidad en el transporte troncal, hoy día el problema está dado por la menor capacidad de inyección en las cabeceras de esos ductos.

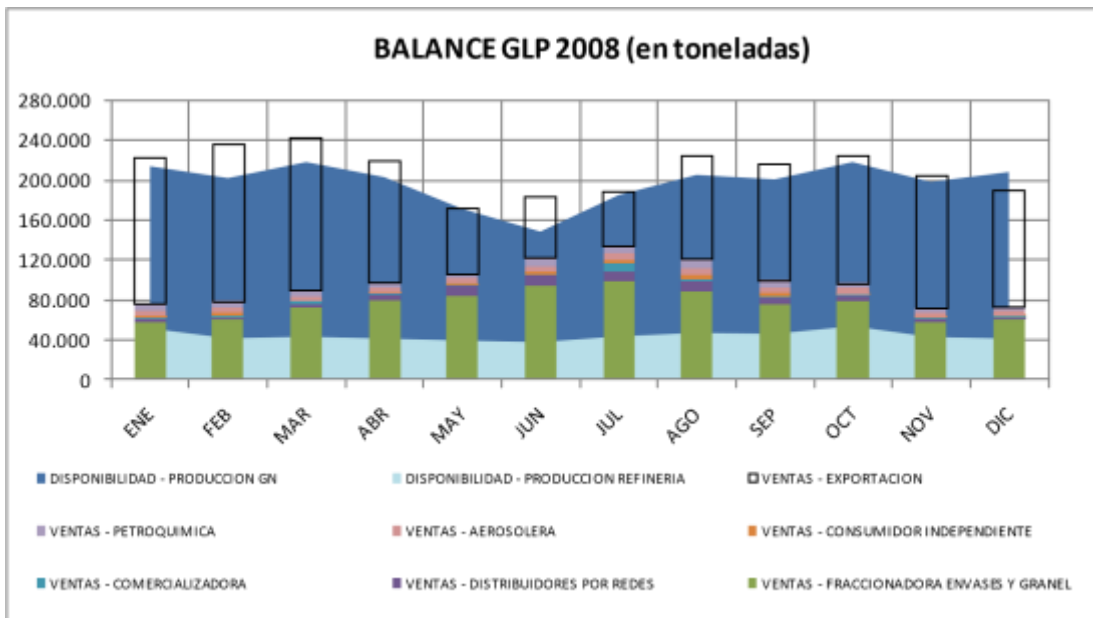
A continuación presento la evolución mensual de la demanda de GLP entre los años 2007 a 2009 abierta por sus distintos componentes (en el Anexo se presentará por

separado la demanda de propano de la de butano).

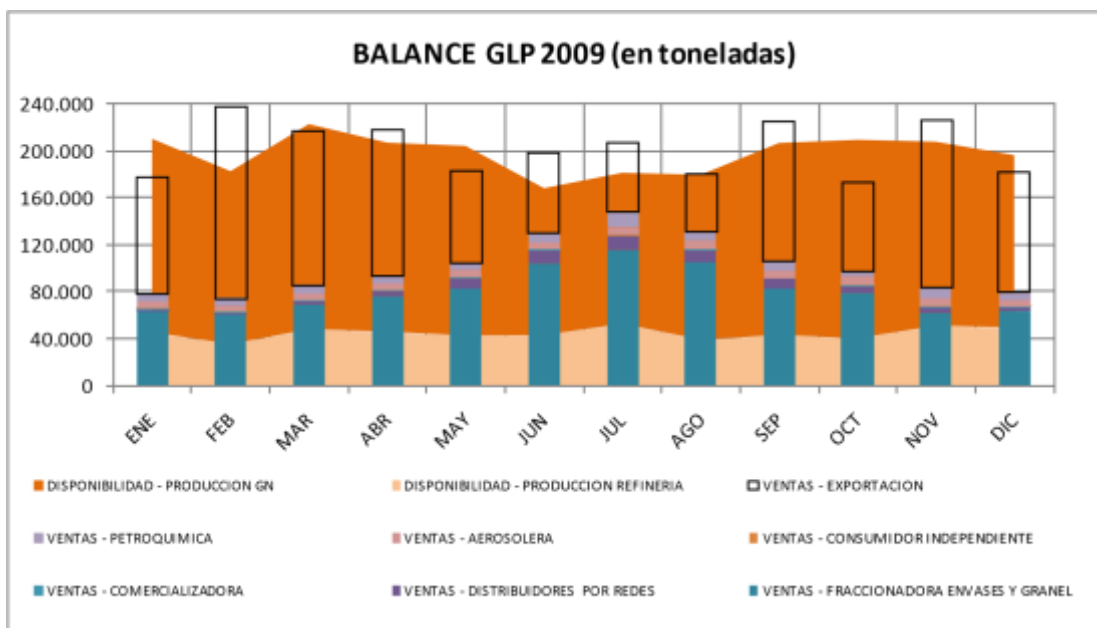


Fuente: Datos de las empresas.

En los meses de julio y agosto el mercado local sufrió un desbalance de 24 mil toneladas, recurriendo a compras externas para poder enfrentar los compromisos de exportación.



Fuente: Elaboración propia con datos de las empresas

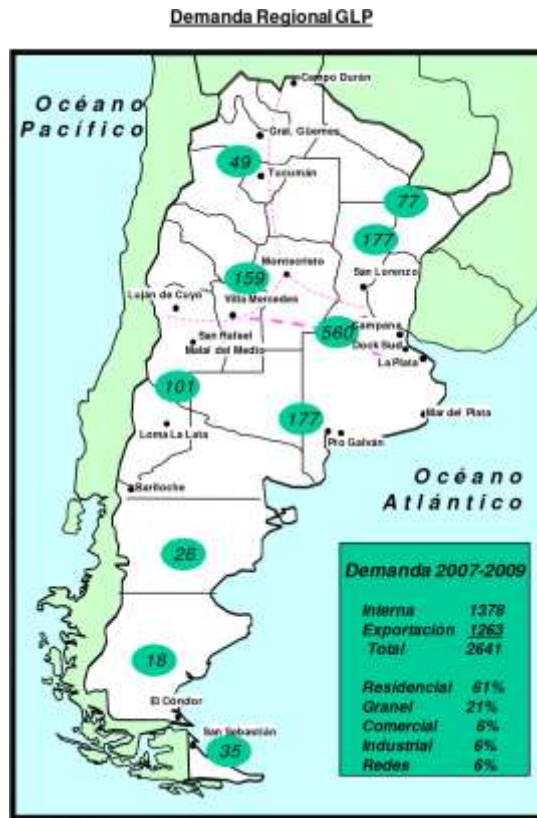


Fuente: Datos de las empresas.

La demanda combustible por regiones (sin redes) se muestra en la tabla siguiente:

ARGENTINA - Tabla 5			
Ventas por Región			
En %		% Envasado	% Total
Buenos Aires		42%	46%
Entre Ríos		6%	6%
Santa Fe		12%	12%
Córdoba		11%	10%
NEA	Corrientes - Chaco Formosa - Misiones	11%	9%
	Jujuy - Salta - Tucumán	7%	6%
NOA	Santiago del Estero		2%
	Catamarca - La Rioja - San Juan		
Cuyo	Mendoza - San Luis	9%	8%
	Chubut - La Pampa - Neuquén		
SUR	Río Negro - Sta. Cruz - T. del Fuego	2%	3%

Fuente:
CEGLA



1.3 Exportaciones

El comercio exterior de GLP sigue teniendo como principal destino a Brasil con el 52% del total, seguido de Chile y Paraguay, entre los países limítrofes.

ARGENTINA. Tabla xx						
Exportación. Principales destinos						
En toneladas						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
BRASIL	52,2%	38,6%	48,4%	44,5%	37,6%	45,9%
Propano	283.280	218.939	284.506	203.381	250.750	293.035
Butano	419.283	317.032	427.189	302.179	259.474	280.689
GLP	159.454	12.457		1.951		
Chile	21,1%	29,3%	24,6%	31,1%	35,1%	33,2%
Propano	200.407	276.183	236.607	228.097	252.656	164.039
Butano	53.640	71.447	59.608	57.607	127.083	115.078
GLP	93.902	68.393	65.368	69.128	96.190	135.699
Paraguay	1,9%	2,6%	3,7%	2,9%	5,1%	5,0%
Propano	4.549	5.915	3.623	1.344	91	2.227
Butano	21.661	18.805	28.697	22.232	53.783	37.199
GLP	4.558	11.815	21.924	9.898	15.607	23.072
Ecuador	1,6%	3,2%	2,4%	3,7%	0,2%	0,2%
Propano		17.019	27.005	17.179		
Butano	25.955	29.080	7.547	24.673	2.674	3.083
GLP						
Totales	1.652.901	1.421.216	1.470.268	1.141.508	1.355.997	1.250.949
Propano	677.412	649.030	659.232	550.182	606.951	600.513
Butano	697.825	670.200	722.289	510.349	637.249	488.635
GLP	277.664	101.986	88.747	80.977	111.797	161.801

Fuente: Elaboración propia con datos IAPG

1.4 Precios

Los factores que influyen en la formación de los precios internos se pueden resumir como:
Uso

Residencial fraccionado

Residencial granel

Materia prima petroquímica

-
-
- Distribuido por redes
-
- Industrial /

granel ■

Propelentes

Producto

Propano

-

Butano

-

Ubicación geográfica

Estacionalidad

La principal referencia del precio del GLP es la correspondiente al precio para el mercado interno que el productor vende a los fraccionadores.

Desde la desregulación (1993), dichos precios se movieron entre una banda de 210 a 270 US\$/tn en la zona norte y centro del país, mientras que en Loma La Lata se ubicaron entre 150 y 195 US\$/tn. Durante el año 2002, como consecuencia de la pesificación, los precios en planta de productor fueron limitados a 600 \$/ton para venta a fraccionador y 300 \$/ton para venta a redes de propano, mientras el dólar se mantuviera a 4,3 \$/U\$S (Res SE 196/2002), modificada por la Res SE 335/2004 y el Decreto 1801 del mismo año

Por su parte, estos precios (tanto minoristas como mayoristas) están fuertemente condicionados por la estacionalidad de la demanda. Los fraccionadores, durante los meses de octubre y noviembre, tratan de lograr rebajas a sabiendas de la sobreoferta existente. Los productores, por su parte, intentan optimizar al máximo su capacidad de almacenaje, pero no pueden impedir una baja durante este período. Por ello, también recurren a la exportación, al abastecimiento de petroquímicas y a consignaciones en planta del fraccionador. Estas dos últimas prácticas son menos importantes desde la existencia de altos valores internacionales que impulsan casi exclusivamente a la exportación.

En agosto de 2003 se estableció el Acuerdo de Estabilidad de Precios del Butano envasado en garrafas de 10 kg, renovado en mayo de 2004, por el cual las empresas fraccionadoras se comprometen a vender directamente o a través de sus canales de distribución, al consumidor final, gas butano a precios diferenciales de

1.800 \$/tn incluido impuestos y tasas.

Los precios minoristas habían presentado, en dólares, una disminución del 20% desde 1997 al 2001. Actualmente, producto de la pesificación y las regulaciones, estarían acotados en 1,800 \$/ton (450 US\$/tn) para la tarifa social y en torno de los 2,000 a 2,500 \$/ton (600 US\$/tn) para los volúmenes no comprometidos en el “Acuerdo de Estabilidad de Precios”.

Un factor importante en referencia al precio al consumidor final para el mercado libre es la localización de la demanda, obteniéndose diversos precios según la ubicación geográfica.

1.5 Almacenamiento

Respecto de la capacidad de almacenamiento se debe considerar la baja de la planta de almacenaje y despacho Tres Cerritos (Salta) de Refinor, cuyas operaciones pasaron a desarrollarse desde Tucumán. A efectos de continuar con las exportaciones vía ferrocarril a Chile, se construyó la planta General Güemes, ubicada en la Provincia de Salta, lindera al poliducto Campo Durán – Montecristo. La planta tiene una capacidad de almacenaje de 1,200 tn en tanques de C3. Las exportaciones, que realiza Repsol YPF -dueño del 50% de la producción de Campo Durán- alcanzan las 30 mil tn anuales.

Planta	Provincia	Empresa	Capacidad Mton	Tipo
ARGENTINA - Tabla Capacidad Almacenamiento				
Gral. Belgrano	Buenos Aires	YPF	7	Esferas y Tanques

Dock Sud	Buenos Aires	YPF	54	Tanques Refrig. Y Esferas
San Lorenzo	Santa Fé	YPF	67	Tanques Refrig. Y Esferas
La Plata	Buenos Aires	YPF	6	Esferas y Tanques
Montecristo	Córdoba	YPF	9	Esferas y Tanques
Luján de Cuyo	Mendoza	YPF	12	Esferas y Tanques
Loma La Lata	Neuquen	YPF	4	Esferas y Tanques
Mar del Plata (1)	Buenos Aires	YPF	5	Esferas y Tanques
San Sebastián	Tierra del Fuego	YPF	4	Tanques
Campo Durán	Salta	Refinor	9	Esferas y Tanques
Tres Cerritos (1)	Salta	Refinor	1	Esferas y Tanques
Gral. Güemes (2)	Salta	Refinor	1,2	Tanques
Tucumán	Tucumán	Refinor	2	Esferas y Tanques
Charco Bayo	Neuquen	Petrobras	0,5	Tanques
Centenario	Neuquen	Pluspetrol	0,7	Tanques
Gral. Cerri / Pto. Galván	Buenos Aires	TGS	43	Tanques Refrig. Y Esferas
Cañadón Seco	Santa Cruz	Camuzi	0,25	Esferas y Tanques
El Cóndor	Santa Cruz	Petrobras	0,35	Tanques
Luján de Cuyo	Mendoza	PAE	0,7	Tanques
San Rafael	Mendoza	PAE	0,35	Tanques
Campana	Buenos Aires	ESSO	0,7	Esferas y Tanques
Dock Sud	Buenos Aires	Shell	1,8	Esferas y Tanques
Bahía Blanca	Buenos Aires	Petrobras	0,2	Esferas y Tanques

Bahía Blanca	Buenos Aires	Petrobras	0,6	Esferas y Tanques
San Lorenzo	Santa Fe	ICI	0,15	Tanques
San Lorenzo	Santa Fe	PASA	2,2	Esferas y Tanques
MEGA	Buenos Aires	MEGA	56	Esferas y Tanques
Fuente: Elaboración propia con datos SE y mercado				

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO



1.6 Logística

La producción de GLP se moviliza especialmente por poliductos, vía fluvial, camión y transporte ferroviario. La tabla siguiente muestra las características más relevantes del transporte.

ARGENTINA - Tabla Logística Interna						
			Poliductos			
		Longitud	Diámetro	Capacidad Nominal m3/d	Empresa	Tarifa US\$/m3
Campo Durán - Montecristo		1109	12,75	6500	Refinor	9,07
Montecristo - San Lorenzo		379	12,75	9600	YPF	2,96
Luján de Cuyo - Villa Mercedes - Montecristo		38	6	13000	YPF	Y
Villa Mercedes - Montecristo		320	12,75	7500	YPF	
Villa Mercedes - La Matanza		665	12,75	4800	YPF	
La Plata - Dock Sud		52	12,75	12000	YPF	
Dock Sud - La Matanza		34	12,75	6000	YPF	
La Plata - Gral. Belgrano		52	4	2160	YPF	
Loma La Lata - Bahía Blanca		600	12	11000	Mega	

La Resolución SE N°5/2004 no establece tarifas pero de existir interesados la SE deberá regular todos los tramos.						
Puertos						
	Profundidad pies	Longitud (m)	Vel. De Carga m3/d	Empresa	Capacidad ton	Tarifa US\$/ton
San Lorenzo	27/30	185	250/400	YPF	10000	100 (*)
Dock Sud	28	230	300/500	YPF	20000	
Puerto Galván	40	240	200/400	TGS	8000	
(*) Si sólo lleva carga en un tramo de la Hidrovía						
Otros						
						Tarifa US\$/ton
Ferrovio	Desde 1997 Refinor exporta a Chile via Salta - Socompa - Antofagasta.					30
	Actualmente desde planta Gral. Güemes, hasta 30000 ton/año					
						US\$/ton/Km
Camión	Tarifa general indicativa					0,1
	Cada 100 km		dólares			
		10				

Respecto a los poliductos, éstos se encuentran sometidos al régimen de “open access”, sin embargo, solamente se encuentran tarifados los ductos Campo Durán– Montecristo y Montecristo–San Lorenzo. Este último tramo es utilizado por Refinor para llegar a San Lorenzo, donde entrega GLP a PASA y a Totalgas. El poliducto del norte tiene asignada una tarifa porque en su momento la UTE Aguarañe analizó la posibilidad de transportar el GLP que se extrae en Campo Durán de su GN, hacia la zona centro.

El resto de los tramos, hasta el momento, son utilizados únicamente por su concesionario YPF. De existir interesados, la Secretaría de Energía deberá asignar una tarifa regulada.

El poliducto Campo Durán–Montecristo trabajó con capacidad ociosa, mientras que el resto muestra un alto factor de utilización. La capacidad de transporte de los ductos depende del diámetro del caño y la velocidad de operación. Mientras el poliducto

Campo Durán– Montecristo trabaja, en general, a un régimen por debajo de los 200

3 3

m /hora de caudal, el resto lo hace aproximadamente a 400 m /hora. El régimen de trabajo se correlaciona con el estado mecánico de los ductos, para lo cual se inspeccionan electrónicamente en forma periódica. Asimismo, pueden utilizarse “mejoradores de flujo” consistentes en polímeros que se inyectan a la vena fluida logrando flujos laminares, que incrementan la capacidad de transporte en 20 – 30%.

1.7 Mercado del GLP en el Noroeste Argentino

PRODUCCIÓN

En las zonas próximas al noreste argentino se encuentran localizadas las siguientes plantas productoras:

Planta de Procesamiento de Gas:

Refinor (Provincia de Salta) – Refinor produce 260 Mtn, de los cuales 50 Mtn, se consumen en el mercado interno del noroeste, otro tanto es para cubrir la demanda Petroquímica de ex – Pasa, que se moviliza por poliducto a San Lorenzo; el resto lo comercializan YPF (75%) y Pluspetrol (25%). Ambas empresas exportaban 30 Mtn a Chile desde Salta, venden en la región cubriendo la demanda del Noroeste, y pueden movilizar por poliducto a Montecristo (donde la demanda trepa a las 159 Mtn). Años atrás existía un sobrante para abastecer, desde San Lorenzo, la demanda de la Mesopotamia y también exportar a Paraguay (40 Mtn).

Plantas de Procesamiento de Crudo:

Refinería San Lorenzo (Próxima a Rosario en el litoral) – Ex Petrobras, produce 36 Mtn y abastece al mercado interno.

Campana (Norte de la Provincia Buenos Aires) – Esso, produce 147 Mtn, abastece a la región de la provincia de Buenos Aires, y exportaba habitualmente a Paraguay en torno a las 10 Mtn.

Dock Sur (Próxima a la Ciudad de Buenos Aires) – Shell, produce 89 Mtn, abastece a la provincia de Buenos Aires, y exportaba casi exclusivamente a Paraguay unas 10 Mtn.

La Plata (60 km al sur de la Ciudad de Buenos Aires) – YPF produce 377 Mtn, abastece a la provincia de Buenos Aires, y exporta a Brasil.

Luján de Cuyo (provincia de Mendoza) – YPF produce 168 Mtn que puede direccionar al corazón de la demanda por el poliducto a La Matanza

Total = 1.080 Mtn, En la Figura Movimiento Típico de GLP, se muestra en detalle los movimientos descriptos en este párrafo.

DEMANDA

El Noroeste Argentino consume 50 mil tn, mientras que la zona próxima a Santa Fe 180 mil tn, Córdoba 159 mil tn y la Mesopotamia 80 mil tn. Si a eso le sumamos el consumo de la provincia de Buenos Aires (560 mil tn) se llega a un total de 1.020 mil tn, con lo que la región no tendría más que unas 60 mil tn de saldos exportables (lo que coincide con el volumen exportado hacia Paraguay en 2009).

2. Bolivia

2.1 Producción

En Bolivia hay 5 plantas principales de procesamiento de gas natural, de las cuales Río Grande –localizada en Santa Cruz de la Sierra– tiene una capacidad de 90.000 ton por año y procesa gas proveniente de diversos yacimientos, especialmente los del área de Río Grande. En la Tabla 1 se muestra la producción total desagregada de GLP por tipo de procesamiento, identificando la empresa operadora de la planta y la refinería.

BOLIVIA TABLA 1

PRODUCCIÓN DE GLP (Miles TM/año) Año 2009

EN PLANTAS DE GAS **271,77 76%**

ANDINA 101,04 28%

CHACO 134,05 37% PESA 12,02 3%

REPSOL YPF 24,65 7%

EN REFINERÍAS **87,85 24%**

GUALBERTO VILLARROEL 66,91 19% GUILLERMO ELDER BELL 17,47 5%

ORO NEGRO 3,47 1%

TOTAL 359,62 100%

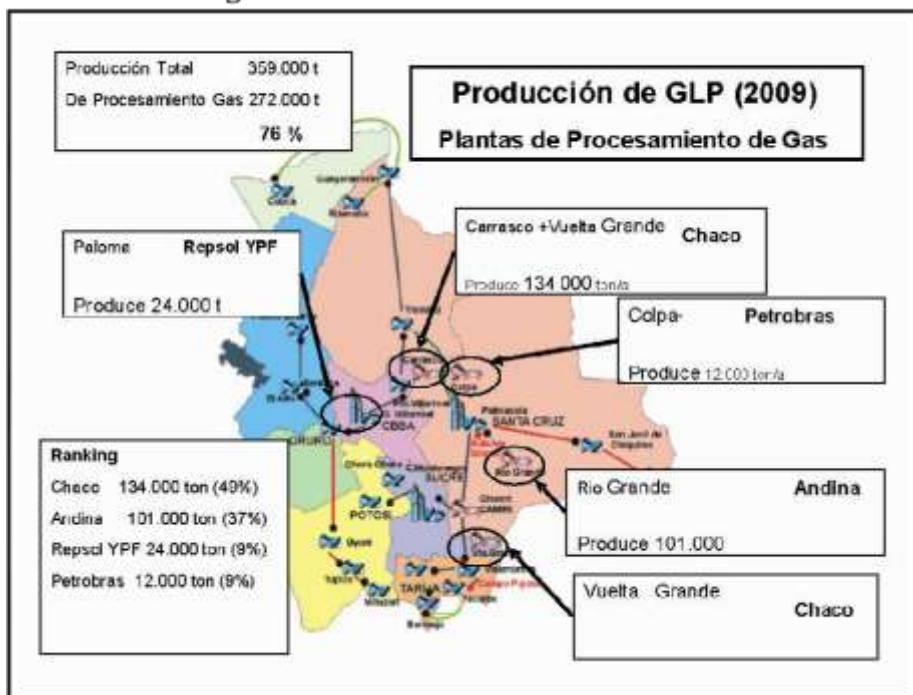
“La capacidad de proceso de las plantas de GLP está próxima al límite de su capacidad operativa (490 MMpcd) y existe un equilibrio precario entre la demanda y producción de GLP con una tendencia a la importación de este combustible en el corto plazo, solo evitable si se efectúan inversiones en nuevas plantas y/o se ejecutan rápidamente los proyectos de cambio de matriz energética a través del GNV y el gas natural doméstico por redes. Vale decir, se requiere la construcción de nuevas plantas de GLP en el corto y mediano plazo para abastecer la creciente demanda del mercado interno, evitar la importación y obtener ingresos por la exportación de excedentes.”

Alvaro Ríos

Nuevas Plantas de Extracción de GLP

En una primera fase se construye una nueva Planta de GLP en Río Grande para procesar 200 MMpcd de gas natural y obtener 350 tmd de GLP y 600 bpd de gasolina natural, para abastecer así el mercado interno a partir del año 2011 y evitar la importación, exportando los excedentes que serán cercanos a las 80 mil toneladas de GLP. Los datos del primer semestre del 2010 muestran sin embargo un nivel anual de importación cercano a las 20 mil toneladas.

Figura 1. Producción de GLP en Plantas



Chaco es el principal productor de GLP con el 37%, seguido por Andina (28%). El volumen de gas procesado es solamente el 35 % de la producción total de gas natural (45 MMm³/d).

Como consecuencia de los descubrimientos de áreas como San Alberto y San Antonio en 1999-2000, Bolivia se ha convertido en el tercer país con mayores reservas de gas en América Latina (812 BCM). Hasta el año 2004 la producción de gas no había crecido de

acuerdo con las expectativas que existían años atrás. El principal motor del consumo de gas natural fue la concreción del gasoducto Río Grande – San Pablo (Brasil), con una capacidad de 30 MMm³/d de transporte de gas. Hasta inicios del 2004 también las demandas brasileras se encontraban rezagadas respecto de las intenciones iniciales, no alcanzándose los volúmenes de Take or Pay establecidos contractualmente. Los motivos fueron: (i) una reducción del número de centrales térmicas a gas a construirse en el territorio brasileño, y (ii) los nuevos descubrimientos de yacimientos de gas natural en el bloque BS-400 en la Cuenca de Santos, estimados en 419 BCM, que le permitirían a Brasil no tener una dependencia como la esperada inicialmente respecto del gas boliviano.

Actualmente Brasil está consumiendo 24 MMm³/d de gas boliviano (80% de la capacidad del gasoducto), que es la cantidad mínima garantizada, y Argentina requiere de Bolivia en torno de 5 MMm³/d (este dato corresponde al promedio de los meses de marzo a julio 2010, aunque el contrato establece un límite de 7,7 MM). El precio actual que está pagando Argentina es de 7,4 US\$/MMBTU, superior al que paga Brasil en más de un dólar el MMBTU. Por otra parte, los problemas de suministro en Argentina la han llevado a firmar un contrato (entre ENARSA e YPFB) para alcanzar 27,7 MMm³/d en forma escalonada, a medida que se incremente la capacidad de transporte que se supone alcanzará el máximo en el año 2026. Las obras se han iniciado en 2010 con la construcción del gasoducto Juana Azurduy de 50 km, que empalmarán con el gasoducto troncal de TGN con origen en Campo Durán.

BOLIVIA - Tabla 2			
PRODUCCIÓN- 2009			
(Miles de Toneladas)			
De Plantas de Gas			
Planta	Empresa	Ubicación	2009
Rio Grande	Andina	Santa Cruz	104
Vuelta Grande – Carrasco y Kanata		Chaco Sucre y Cochabamba	134
Paloma	REPSOL YPF		25
Cochabamba			
Colpa	Petrobras	Santa Cruz	25

Total Plantas de Gas		272	
De Refinerías			
Planta	Empresa	Ubicación	2009
Ref. Guadberto Villaroel	YPFB	Cochabamba	67
Ref. Guillermo Elder Bell	YPFB	Santa Cruz	17
Ref. Oro Negro	Oro Negro	Santa Cruz	3
Total Refinerías		88	
Total		360	
CAPACIDAD MAXIMA DE ALMACENAJE			
(Miles de Toneladas)			
Rio Grande	Paloma Grande^{Vuelta}	Carrasco	Total
950	400	622	1,476
			3,448

En cuanto a la capacidad de refinación, Bolivia cuenta con un máximo de 48,5 miles de barriles/día, y en el año 2009 operó al 85% de su capacidad, principalmente como consecuencia de la menor actividad de la refinería de Santa Cruz (y a pesar de la plena utilización de la planta de Cochabamba).

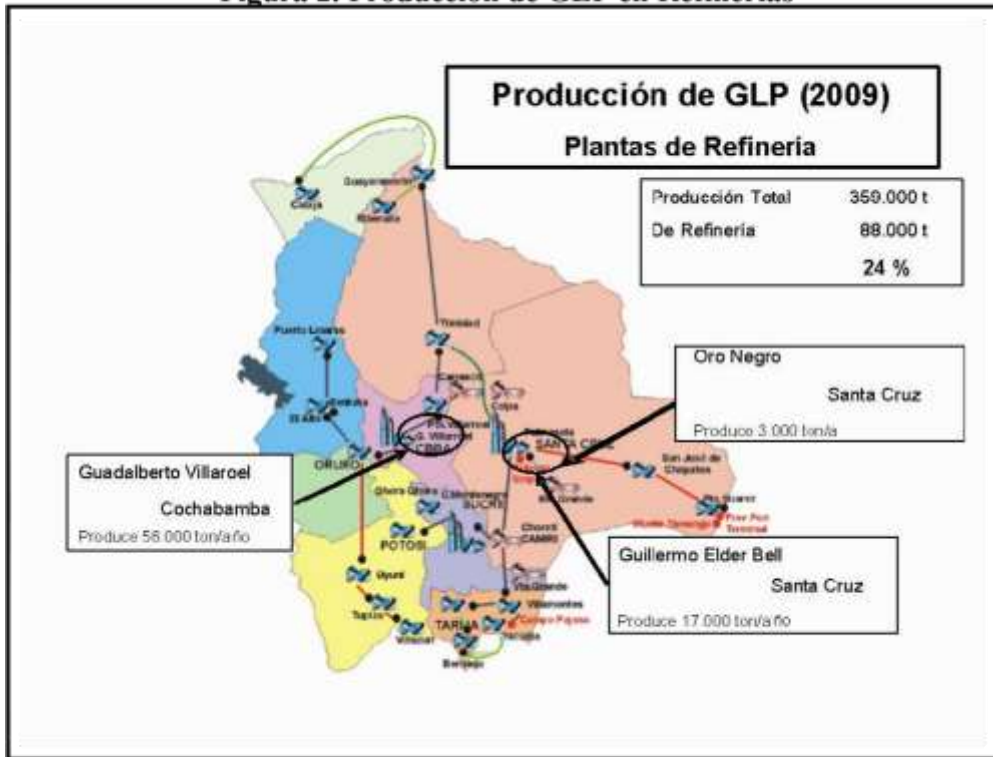
Tabla 3. Refinerías en Bolivia

Refinería	Año Instalación	Instalada	Proceso
-----------	-----------------	-----------	---------

				bpd	bpd
Gualberto Villaroel	Cochabamba	1979	U. de Crudo I	27250	25300
	Valle Hermoso	1952-1979	U. de Crudo II	12500	No opera
Guillermo Elder	Santa Cruz	1979	U. de Crudo I	16500	16300
	Palmasola	1968-1979	U. de Crudo II	5000	180 0
Oro Negro	Santa Cruz	2002-2005	U. de Crudo	3500	350 0
	Campo Lapeña				
Reficruz	Santa Cruz	2001	U. de Crudo	2000	150 0
	Campo Lapeña				
Parapety	Santa Cruz	2006	U. de Crudo	150	100
	Camiri - Cañada				
Carlos Montenegro	Sucre	1949 - 1968	U. de Crudo	3000	
	Mesa Verde				
TOTAL				69900	48500

Estas refinerías no cuentan con unidades de gran complejidad, con lo que el rendimiento en términos de propano y butano no es muy elevado. Asimismo, Bolivia tiene excedentes de producción de gasolinas y un faltante considerable de gasoil (1/3 de su demanda local).

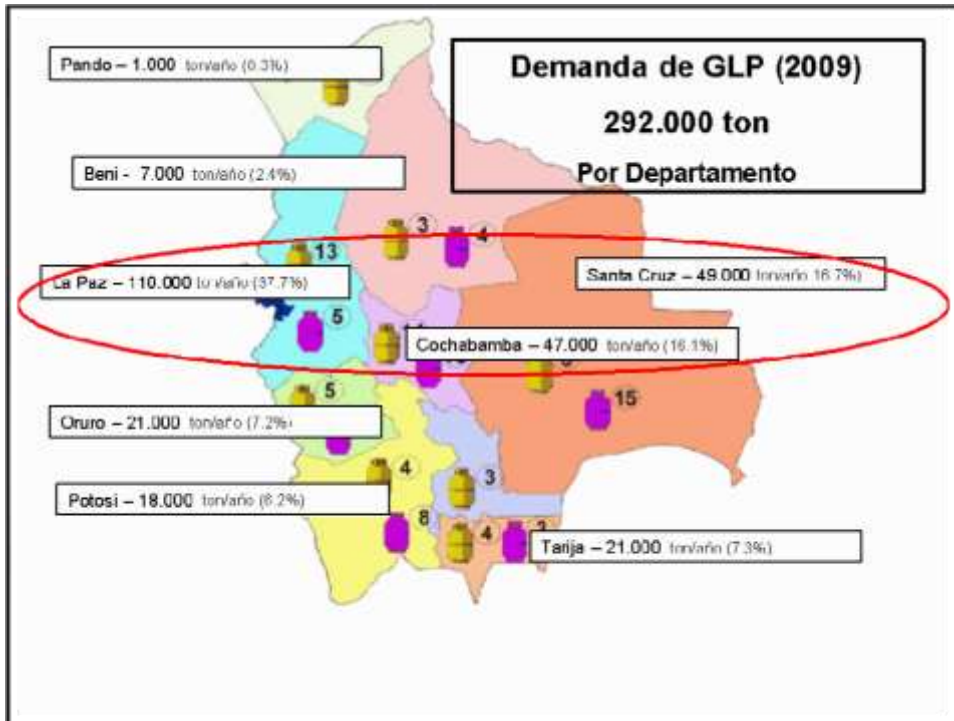
Figura 2. Producción de GLP en Refinerías



2.2 DEMANDA

El gas licuado en Bolivia es consumido exclusivamente en el mercado interno y como combustible para uso residencial-comercial en calentamiento de agua y cocción.

El consumo está concentrado especialmente en tres departamentos, La Paz, Santa Cruz y Cochabamba, con el 71% del total. La demanda boliviana próxima a la frontera argentina es de 21.000 tn/año en el departamento de Tarija, localizada además cercana a la planta de Vuelta Grande (60.000 tn/año). El departamento de Potosí – también lindante con Argentina– presenta una demanda similar, pero es un departamento casi tres veces más grande que Tarija y su mayor consumo se encuentra en el norte.



Bolivia tiene 8 millones de habitantes con un consumo promedio de 33 kg per cápita, significativamente menor al de los países vecinos más desarrollados como Chile, pero mayor que Perú con 17 kg per cápita.

Por otra parte, las cifras de consumo del año 2009, según cifras de YPFB, muestran una contracción respecto al promedio de los 5 años anteriores superior a las 340 mil toneladas, lo cual puede deberse en parte a la mayor penetración del gas natural en algunos hogares urbanos.

Tabla 4. Consumo de GLP por departamento

Bolivia		
Consumo en el mercado interno de GLP - 2009 (en miles de TN)		
Por Departamento		
La Paz	110	38%
Santa Cruz	49	17%
Cochabamba	47	16%

Chuquisaca	18	6%
Tarija	21	7%
Oruro	21	7%
Potosí	18	6%
Beni	7	2%
Pando	1	0%
Total	292	100%

Donde verdaderamente ha habido un crecimiento vertiginoso del gas natural ha sido en el mercado vehicular, que ha pasado de un consumo de 500 m³/d en 2006 a más de 1.000 m³/d en 2009, esperándose un crecimiento aún mayor para el 2010. En este mercado no hay competencia con el GLP como ocurre en Perú debido al pequeño parque de vehículos a GLP existente y a que el uso para transporte de este combustible está legalmente prohibido.

2.3 Logística

Si bien la geografía boliviana, sumado a una precaria infraestructura de transporte, condiciona la intercomunicación territorial, el tendido de cañería ha sido una de las acciones con mayor desarrollo económico relativo, acompañando la inversión en el upstream hacia finales de los años 90 (del orden de los US\$ 600 millones). La muestra más impactante ha sido el tendido del gasoducto que une Santa Cruz de la Sierra con San Pablo, recorriendo más de 3 mil kilómetros y con una capacidad de 30 millones de m³/d. Asimismo, los desarrollos de las áreas gasíferas tarijeñas también fueron acompañados por estas obras de infraestructura.



La condición mediterránea de Bolivia y el bajo nivel de desarrollo de su infraestructura vinculada a región condicionan fuertemente su posibilidad de Comerciar internacionalmente. A Este inconveniente se suma la conflictiva relación política con Chile, por donde resultaría más eficiente la salida al Pacífico.

BOLIVIA - Tabla 4	
LOGÍSTICA DEL GLP - 2009	
(Barriles por día)	
Transporte por Poliducto	Porcentaje
	Porcentaje
	Utilizado del
	CapacidadPromedioutilizado

Cochabamba - La Paz	12000	3572	92%	33%
Camirí - Sucre	8000	397	30%	37%
Sucre-Potosí	3000	381	29%	33%
Villamontes -Tarija	1500	401	66%	40%
(tn por día)	Capacidad			
Transporte por Poliducto	1034 690			
	259	Pr		
	129	omedio	Porcentaje	
	il = 28,77			Porcent ado
Cochabamba - La Paz		308	aje	33%
Camirí - Sucre		34	Utilizado	37%
Sucre-Potosí		33 35	del utiliz	33%
Villamontes -Tarija				40%
Tarifa del transporte por			92%	
Poliducto = 2,48 U\$D/Barr			30%	
			29%	
			66%	

De no resolverse favorablemente esta situación política, las opciones para Bolivia quedarían limitadas a intercambios con otros países limítrofes o bien a atravesar parte de sus territorios para lograr una salida marítima a mercados más alejados. En tal sentido, el único canal de salida que tiene Bolivia con los países no limítrofes actualmente es por medio de la Hidrovía Paraná-Paraguay. Este sistema fluvial se originó hace 18 años a partir del Convenio Internacional de Navegación multibandera, y está integrado por Bolivia, Brasil, Paraguay, Argentina y Uruguay.

El puerto boliviano que conecta a la Hidrovía es Puerto Suárez cuenta con 2 terminales, Gravelal y Puerto Aguirre, ambas con tanques de almacenamiento de combustible líquido.

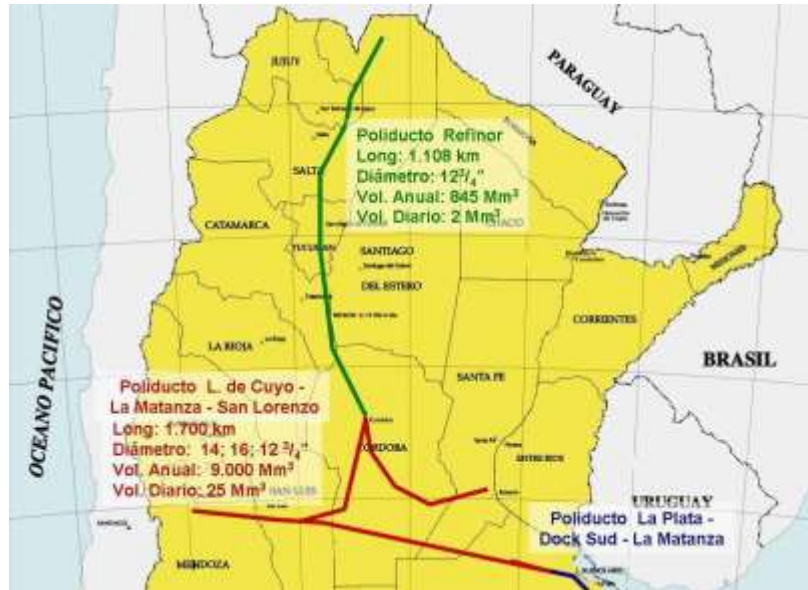
Normalmente este trayecto es el que recorren las barcazas para arribar con gasoil o GLP importado, principalmente de la Argentina. Los convoyes están conformados por un remolcador y 16 barcazas de aproximadamente 1.500 m³ cada una (en el caso del gasoil, para la gasolina natural el volumen se reduce a los 1.200 m³). En el caso del GLP existe una sola compañía que dispone de 3 barcazas.

Las barcazas pueden llegar hasta la altura de Zárate en el río Paraná (km 171 desde Buenos Aires) donde deben realizar el top off a los buques de 34 pies de calado que pueden ingresar hasta ese sitio, para luego seguir con la carga hacia Brasil.

Actualmente el único medio para recorrer los 600 kms que separan a Santa Cruz de la Sierra con el puerto fluvial es por ferrocarril, aunque se espera que en un futuro cercano se termine de construir la autopista.

Fuente: Mauricio Nallar CEO de Copenac Bolivia

exploradas por la Cias. bolivianas para también desplazar la producción tanto a los centros urbanos de Argentina como hacia un potencial destino de ultramar.



El poliducto de Refinor (tramo en color verde) llega hasta Montecristo, en la provincia de Córdoba. Sus características se han detallado en la descripción del mercado argentino. El tramo en colorado, que une Montecristo con San Lorenzo pertenece a YPF. En San Lorenzo el producto puede continuar por la hidrovía en sentido ascendente (cuando se exporta a Paraguay) o descendente (hacia Uruguay o Brasil). La logística del área Metropolitana de Buenos Aires también puede utilizarse para distribuir producto del norte.



Hacia la zona del Pacífico, la logística está menos desarrollada. Por un lado existe un Oleoducto que une Santa Cruz con Arica, atravesando el Altiplano. Actualmente este ducto se utiliza para exportar el crudo reconstituido. Los volúmenes del primer semestre de 2010 han sido 7% inferiores a los del mismo período del 2009. Una vez en Arica, este producto es almacenado y vendido con la referencia del WTI.

Finalmente, el transporte por camión enfrenta una situación de rutas en un estado de regular a malo. El arribo a Chile en mejor estado es previo paso por Argentina

2.4 Proyección

Entre los proyectos que van a agregar capacidad de producción se encuentra la planta de Río Grande en el Departamento de Santa Cruz, debido a que esta planta no sufriría la declinación del gas alimento que es provista a través del GASYRG por los megacampos del sur (Margarita, San Antonio y San Alberto), además cuenta con un poliducto de GLP y gasolina natural a la Refinería Guillermo Elder, y se podrá aprovechar la infraestructura existente, como ser carreteras asfaltadas, vías férreas, y es un importante centro de consumo.

Con la implementación de la producción de la planta de Río Grande se espera garantizar el suministro de GLP para el mercado interno. Los dos escenarios que se prevén son de mayor o menor sustitución por el gas natural.

El escenario previsto por el Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia asume que el gas natural irá sustituyendo al GLP en niveles significativos.

Año	Consumo GN MMm3/año	Equival. Ton GLP/año
6	200 23.2	18261
7	200 28.3	22217
8	200 66.0	51886
9	200 101.6	79863
0	201 137.4	107948
1	201 169.1	132854
2	201 200.5	157516
3	201 232.5	182683
4	201 265.3	208463
5	201 299.7	235497

	333.2	261821
6	201	
	368.3	289382
7	201	

En este marco, el ingreso en operación de la planta de extracción de licuables del Chaco Tarijeño, en proceso de implementación, generará grandes saldos excedentes exportables, tanto de GLP como de gasolina natural.

El Contrato entre YPF y ENARSA contiene un bajo poder calorífico del gas a entregar a la Argentina (mínimo de 1.000 btu/pc a 60°F base seca), lo cual permite la extracción total del GLP, gasolina natural e incluso el etano, permitiéndole su industrialización a través de la plantas de extracción de licuables y la petroquímica del etano.

En el marco de este proyecto el gobierno boliviano ha encarado una fuerte inversión en el proceso de refinación. La gasolina natural encontrará así una forma de adicionar valor al mix de motonaftas locales.

3. Brasil

3.1 Producción

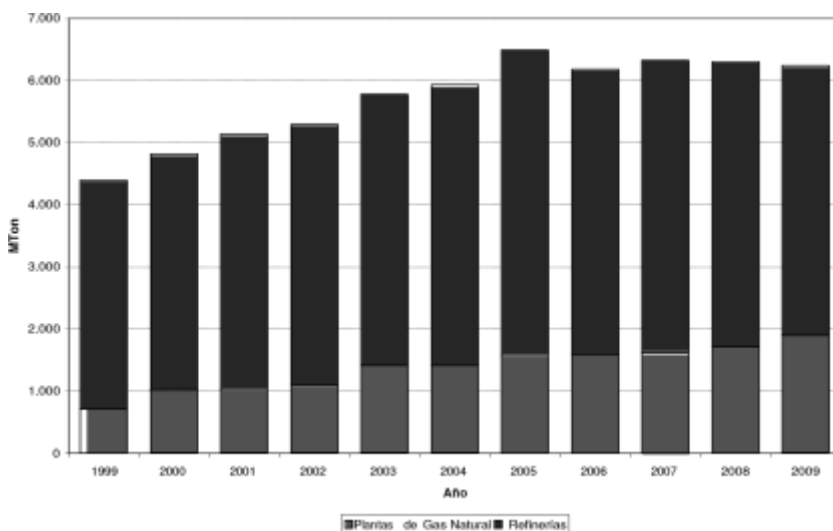
En Brasil la relación entre el GLP proveniente del gas natural y el de refinería es inversa a la de Argentina. No obstante, actualmente se sabe que el potencial de la separación del gas natural es muy alto.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Plantas de Gas Natural	1.415	1.576	1.588	1.615	1.711	1.900

De Centrales Petroquímicas	124	95	99	80	90	224
Refinerías	4.507	4.910	4.587	4.702	4.589	4.337
			6.273	6.398	6.389	6.460
Oferta Total	6.045					
Fuente: ANP - Anuario 2009 y	nsuales	6.581				
Datos Estadísticos Me	2010					

También a diferencia de Argentina donde la posición es excedentaria aunque el saldo se está contrayendo, en Brasil hay déficit de abastecimiento interno pero la perspectiva de producción creciente augura una disminución de la brecha de requerimiento externo.

OFERTA INTERNA DE GLP



Producción de GLP en plantas de gas

La mayor disponibilidad de gas natural ha venido acompañada por una mayor producción de líquidos.

Tabla 2a
BRASIL
OFERTA DE PLANTAS DE GAS NATURAL
(MTon)

1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007

Región	Propietario		147	357	349					
Planta	Proceso		12	12	13	423	440	527		
NORTE/	Petrobras		39	124	125	174	11	9	8	
NORDESTE	Petrobras	Absorción	11	125	124	124	157	193	194	520 535
URUCU (AM)	Petrobras	Refrigerada	123	0	0	8	116	118	120	5 4
ASFOR /	Petrobras	Absorción	132	0	0	0	9	2	9	191 185
LUBNOR (CE)	Petrobras	Refrigerada	64	73	66	71	19	50	54	123 117
Petrobras	Petrobras	Absorción	78	78	84	69	75	75	93	49 44
GUAMARE	Petrobras	Refrigerada	3	4	4	3	86	98	54	135 141
(RN) ATALAIA	Petrobras	Absorción	120	95	77	76	2	0	0	0 4
(SE)	Petrobras	Refrigerada	88	75	55	78	177	142	112	68 50
CARMOPOLIS	Petrobras	Absorción	60	103	117	121	339	292	519	750 758
(SE)	Petrobras	Refrigerada	718	836	1.021	1.086	1.415	1.421	1.692	1.843 1.838
PILAR (AL)										
CATU (BA)		Refrigeración								
CANDEIAS (BA)		Absorción								
SUDESTE		Refrigerada								
LAGOA PARDA		Criogénico/								
(ES)		Turbo								
REDUC I (RJ)		Expansión								
REDUC II (RJ)		Absorción								
CABIUNAS (RJ)		Refrigerada								
Total										

Fuente: ANP

Producción de GLP de refinería

A partir del plan de Petrobras de inversión en refinerías para el período 2002-2009 se incrementó la capacidad de hidrotratamiento y de coking en cerca de 900 MBD en sus 8 refinerías.

Tabla 4										
BRASIL										
OFERTA DE REFINERÍAS										
(MTon)										
Propietario	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	

Refinería	Manaos	Petrobras	35	61	81	86	75					58
	Ceara	Petrobras	11	10	23	13	13	81	80			7
REMAN (AM)	Bahia	Petrobras	369	338	572	670	556	16	14	52	10	614
LUBNOR (CE)	Minas	Petrobras	380	389	412	449	429	621	681	682		377
RLAM (BA)	Gerais	Petrobras	448	402	412	510	709	409	427	393		594
REGAP (MG)	Rio de	Petrobras	144	178	216	179	168	762	782	654		197
REDUC (RJ)	Janeiro	Petrobras	687	772	744	789	758	176	151	181		898
RECAP (SP)	San Pablo	Petrobras	480	520	526	423	591	792	1.002	855		694
REPLAN (SP)	San Pablo	Petrobras	337	401	347	371	308	765	775	599		297
REVAP (SP)	San Pablo	Petrobras	485	451	490	481	506	194	243	349		560
RPBC (SP)	San Pablo	Petrobras	243	218	216	197	218	468	542	570		400
REPAR (PR)	Parana	Privada	24	28	25	14	14	189	205	237		6
REFAP (RS)	Rio Grande	Privada	22	22	25	13	9	9	5	4	5	0
IPIRANGA (RS)	do Sul		3.665	3.791	4.090	4.196	4.354	4.491	4.910	4.587		4.702
MANGUINHOS (RJ)	Rio Grande do Sul											
Total	Rio de Janeiro											

Fuente: ANP

Actualmente la capacidad total de procesamiento del parque refinador brasileño es de 180 Mton/día.

Tabla 5	
BRASIL	
CAPACIDAD DE REFINERÍAS	
(ton/día)	
Propietario	2008

Refinería		Año	
	Manaus (AM)		4.030
	Fortaleza (CE)		718
Reman - Refinaria Isaac Sabbá	São Francisco do	1956	25.916
Lubnor - Lubrificantes e Derivados de	Conde (BA)	1966	13.248
Petróleo do Nordeste	Betim (MG)	1950	21.252
RLAM - Refinaria Landulpho Alves	Duque de Caxias	1968	4.692
Regap - Refinaria Gabriel Passos	(RJ)	1961	33.672
Reduc - Refinaria Duque de Caxias	Mauá (SP)	1954	22.080
Recap - Refinaria de Capuava	Paulínia (SP)	1972	14.904
Replan - Refinaria de Paulínia	São José dos	1980	19.320
Revap - Refinaria Henrique Lage	Campos (SP)	1955	16.560
RPBC - Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	1977	1.214
Repar - Refinaria Presidente Getúlio	Araucária (PR)	1968	1.214
Vargas Refap - Refinaria Alberto	Canoas (RS)	1937	607
Pasqualini S.A.	Rio Grande (RS)	1954	178.820
Ipiranga - Refinaria de Petróleo	Rio de Janeiro (RJ)	2007	
Ipiranga S.A.	Itupeva (SP)		
Manguinhos - Refinaria de Petróleos			
de Manguinhos S.A. Univen - Univen			
Refinaria de Petróleo Ltda.			
Total			
Fuente: ANP			

En su mayoría las facilidades logísticas, incluyendo las refinerías, están en el litoral marítimo.



También en el litoral es donde se concentra la oferta de hidrocarburos.

Table 6			
BRAZIL			
RANKING DE PRODUCTORES 2008			
Empresa	Oferta	Participación	
		(miles de (%) ton)	
Refineria REPLAN (SP)		937	14,9%
GN CABIUNAS (RJ)		649	10,3%
Refineria REDUC (RJ)		640	10,2%
Refineria RLAM (BA)		629	10,0%
Refineria REVAP (SP)		602	9,6%
GN URUCU (AM)		537	8,5%
Refineria REPAR (PR)		524	8,3%

Refineria REGAP (MG)	409	6,5%
Refineria REFAP (RS)	351	5,6%
Refineria RPBC (SP)	258	4,1%
GN GUAMARE (RN)	170	2,7%
Refineria RECAP (SP)	170	2,7%
GN CATU (BA)	136	2,2%
GN ATALAIA (SE)	102	1,6%
GN REDUC I (RJ)	67	1,1%
Resto	117	1,9%
	6.300	100,0%

Fuente: En base a ANP

3.2 Demanda

La demanda está altamente concentrada en el consumo residencial.

Residencial	81.6%
Comercial	3.9%
Sector Energía	0.6%
Público	5.6%
Agropecuario	0.3%
Industrial	8.1%
Total Mercado Interno	100.0%

En cuanto a su distribución geográfica, también existe una concentración hacia la zona del litoral marítimo.

Tabla 7

BRASIL												
VENTAS DE GLP POR REGIÓN												
(MTon)												
Descripción	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Part %
Brasil	7,360	7,443	7,246	7,214	7,047	6,463	6,425	6,504	6,643	6,767	6,686	100.0%
Región Norte	349	359	356	350	334	309	311	322	362	375	378	5.7%
Rondonia	43	43	43	37	38	34	35	34	39	41	42	0.6%
Acre	16	15	15	14	12	11	10	11	13	14	15	0.2%
Amazonas	70	71	75	78	73	65	65	68	90	94	92	1.4%
Roraima	9	9	9	8	7	6	7	9	9	9	9	0.1%
Pará	153	159	154	154	147	140	144	150	157	163	165	2.5%
Amapá	14	14	14	13	13	12	13	13	14	15	15	0.2%
Tocantins	45	47	45	44	42	39	37	39	40	40	40	0.6%
Región Nordeste	1,456	1,500	1,487	1,456	1,385	1,295	1,309	1,360	1,406	1,458	1,473	22.0%
Maranhao	112	114	106	102	96	92	95	99	102	108	115	1.7%
Piauí	76	76	74	69	67	61	62	64	66	68	70	1.1%
Ceará	222	228	227	220	204	188	191	200	206	214	218	3.3%
Rio Grande do Norte	104	112	112	112	106	97	94	95	100	101	104	1.6%
Paraíba	109	114	112	110	108	95	94	99	104	108	110	1.7%
Pernambuco	275	278	267	270	252	235	238	247	262	268	272	4.1%
Alagoas	86	87	85	81	78	74	76	79	82	82	80	1.2%
Sergipe	58	58	58	58	54	50	52	54	56	58	65	1.0%
Bahia	413	434	446	439	427	405	406	417	427	449	437	6.5%
Región Sudeste	3,588	3,643	3,595	3,620	3,549	3,233	3,180	3,181	3,221	3,251	3,171	47.4%
Minas Gerais	779	798	802	839	822	761	763	754	742	750	719	10.8%
Espírito Santo	131	130	128	131	126	121	123	125	135	128	128	1.9%
Rio de Janeiro	572	558	543	568	589	538	526	525	561	527	519	7.8%
Sao Paulo	2,106	2,157	2,122	2,082	2,012	1,814	1,768	1,777	1,783	1,847	1,806	27.0%
Región Sur	1,432	1,384	1,239	1,237	1,232	1,129	1,128	1,131	1,146	1,173	1,147	17.2%
Paraná	501	492	469	468	473	438	446	449	452	469	463	6.9%
Santa Catarina	420	379	286	274	268	245	245	243	243	248	243	3.6%
Rio Grande do Sul	512	514	485	494	490	445	437	439	451	456	441	6.6%

**Región Centro-Oeste 535 557 570 551 547 498 496 511 508 510
518 7.7%**

Mato Grosso do Sul 89 92 90 82 84 91 91 92 94 94 98 1.5%

Mato Grosso 92 94 95 95 94 75 75 75 74 76 77 1.1%

Goiás 268 283 297 283 282 253 248 254 254 260 255 3.8%

Distrito Federal 86 88 87 90 88 79 82 90 86 80 88 1.3%

Fuente: ANP

Red de ductos, ferrocarriles y carreteras entre la ciudad capital y varias de las refinéras del litoral.



3.3 Exportación

Tabla 8									
BRASIL									
IMPORTACIONES DE GLP POR PAÍS									
(MTon)									
Procedencia	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total	2.813	2.128	1.851	1.126	1.038	523	875	991	1.187,3
América del Norte	87	75	18	0	0	0	0	0	22
Canadá	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estados Unidos	63	75	18	0	0	0	0	0	22
México	24	0	0	0	0	0	0	0	0
América Central y Sur	1.029	968	1.028	831	766	410	652	551	423
Antillas Holandesas	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Argentina	587	842	979	831	766	399	649	539	399
Aruba	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chile	0	26	0	0	0	0	0	0	0
Colômbia	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trinidad e Tobago	7	0	0	0	0	0	0	0	0
Venezuela	385	97	31	0	0	0	0	12	22
Otros	51	3	19	0	0	11	3	0	2
Europa	362	238	70	8	8	20	0	21	125
Espanha	0	0	0	0	0	0	0	0	0
França	74	32	0	0	0	0	0	0	0
Itália	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Noruega	32	121	0	0	0	0	0	0	0
Reino Unido	257	84	45	8	8	0	0	0	0
Suiça	0	0	5	0	0	0	0	21	0
Otros	0	0	19	0	0	20	0	0	121
Oriente Médio	279	97	0	0	0	22	115	112	150
Arábia Saudita	279	56	0	0	0	22	59	66	100
Coveite	0	41	0	0	0	0	0	0	0
Otros	0	0	0	0	0	0	56	46	50
África	1.053	750	734	286	264	71	101	306	466
Angola	109	86	66	0	0	0	0	0	0
Argélia	477	277	94	11	10	0	77	67	365
Congo	0	0	60	0	0	0	0	0	0
Guineo-Ecuatorial	0	43	0	0	0	0	0	0	0
Nigéria	412	305	468	250	230	71	0	90	32
Otros	54	40	47	26	24	0	24	149	69
Ásia-Pacífico	4	0	0	0	0	0	7	0	0
Coreía do Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coreía do Sul	0	0	0	0	0	0	0	0	0
India	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	4	0	0	0	0	0	7	0	0

Fuente: ANP

4. Chile

Considerando el consumo primario neto de energía, los hidrocarburos representan el 70% del total, siendo la mayor parte importada. En algunos casos, la dependencia externa venía concentrándose en un solo proveedor. El caso del gas natural ha sido particularmente notable y a la vez aleccionador para el modelo de abastecimiento energético de Chile.

En efecto, entre 1996 y 2001 el consumo de gas natural casi se cuadruplicó, desde 1.655 MMm³/año hasta 7.244 MMm³/año. De manera similar, el número de clientes creció

muy rápido entre 1996 y 2001, multiplicándose casi siete veces, desde 38.852 hasta 282.429. Entre los años 2001 y 2006, el consumo creció un 30% (llegó hasta 9.808 MMm3/año el 2006), y el número de clientes también continuó creciendo, llegando a 478.126 en 2006 (más del 97% de éstos son clientes residenciales). A partir del año 2004, sin embargo, la crisis energética argentina suscitó un serio problema de suministro de parte de su único proveedor de gas natural. Como se observa en la Figura 1, la importación desde ese país pasó de los 10 MMm3/d en 2004 a menos de 1.5 MMm3/d en 2009.

Figura 1. Importación de gas natural desde Argentina (en MMm3/d)

2004	10.044,2
2005	7.808,6
2006	6.743,6
2007	3.287,2
2008	1.685,3
2009	1.482,3

Fuente:

ENARGAS

A partir de esta situación el gobierno chileno decidió la construcción de una planta de regasificación en Quinteros (en el litoral de la región central de Chile) para importar GNL, en funcionamiento desde Agosto de 2009.

Asimismo, también se acordó la instalación de un buque regasificador en la zona norte del país y se estableció un contrato con la firma Suez para aprovisionarse de unos 5 a 7 millones de m3/d para abastecer al sector minero y las plantas de generación eléctrica que tiempo atrás se suponía iban a abastecerse de gas natural proveniente de Argentina a través de dos gasoductos que llegan a las ciudades de Tocopilla y Mejillones.

Como vemos, la integración energética regional no ha implicado compromisos suficientemente robustos en relación a las decisiones de políticas públicas nacionales, con lo que muchos compromisos entre privados han terminado siendo inviables. La consecuencia ha sido una sucesión de litigios y la eventual imposibilidad de una pronta

utilización de cierta infraestructura de empresas con causas abiertas en tribunales internacionales.

En relación a la potencialidad de una nueva integración de insumos energéticos que puedan utilizar el territorio argentino y la infraestructura disponible (gasoductos del norte) para canalizar el GLP proveniente de Bolivia, esta situación operaría como una restricción a considerar, aunque no es el caso del gasoducto que une los campos productivos de Ramos con la ciudad de Mejillones, en Chile, y que eventualmente podría adaptarse para el transporte de GLP.

4.1 Producción

La producción de GLP de origen nacional proviene mayoritariamente del proceso de industrialización de crudo en sus 3 refinerías. La Refinería Aconcagua (16.000 m³/d), también denominada Refinería de Petróleo de Concon (RPC) en la Región de Valparaíso; la Refinería Bio-Bio (18.500 m³/d), ex Petrox, en la Región de BioBio, y la Refinería Gregorio (2.800 m³/d) en el área de Magallanes. La Tabla 1 presenta los niveles de producción anual en toneladas durante la última década.

Tabla 1. Producción local de GLP

Año	GAS LICUADO (miles ton)
2000	465,4
2001	536,7
2002	401,8
2003	513,6
2004	522,3
2005	479,9
2006	510,3
2007	753,2
2008	700,0
2009	701,4

Fuente: CNE, Chile.

4.2 Demanda

Durante los años 90 y hasta el año 2006, el consumo de GLP se mantenía bastante estable en un nivel en torno al millón de toneladas anuales. Sin embargo, con el racionamiento del gas proveniente de Argentina, su consumo haya escalado cerca de un 30% respecto de los niveles históricos de los 15 años previos.

Esta suba en el consumo se ha traducido en un salto igualmente significativo en el nivel de importación, ya que el aprovisionamiento doméstico está limitado por la capacidad de refinación. No obstante, se ha planificado instalar un Coker en una de las plantas de ENAP que permitirá en un mediano plazo incrementar un 15% la producción doméstica de GLP y diesel, a partir del procesamiento de crudo pesado proveniente de Ecuador y Brasil.

Tabla 2. Abastecimiento de GLP (en miles toneladas)

Año	Importado	Nacional	Consumo
2000	663 516		1.040
2001	628	483 557	996
2002	592	417	969
2003	619	533	991
2004	611	542	1.017
2005	725	498	985
2006	973	530	989
2007	901	782	1.285
2008	856	671	1.326
2009*		457	1.313

Fuente: Balances Energéticos, Cámara Comercio, ENAP * Cifras Provisorias

Por otra parte, dado que se puede inyectar una mezcla de propano en la red de distribución de gas, y que las empresas que participan en ambos negocios son las mismas, la sustitución entre gas natural y GLP ha sido evidente. En efecto, las compañías presentes

en el negocio del GLP son Gasco, Abastible y Lipigas (que participan en un 29%, 35% y 36%, respectivamente, en la venta final de este combustible). Gasco es el accionista mayoritario de Metrogas, la distribuidora de gas natural del área Metropolitana, así como también es accionista de otras distribuidoras de GLP en el interior del país (Gas Sur S.A., Gasnor S.A., Gazel S.A, etc.). Lo mismo se puede decir de Lipigas en la región de Calama.

Tabla 3. Consumo por sector (miles toneladas)

Año	SECTOR				TOTAL
	Trans porte	Indus trial y Mine ro	Come rcial, Público y Re s ide ncial	Ce ntros de Trans formación	
2000	0	141	898	1	1040
2001	0	102	893	1	996
2002	0	133	835	1	969
2003	0	122	849	20	991
2004	2	125	863	28	1018
2005	159	822		4	986
2006	153	828		7 125	989
2007	4	283	873	191	1285
2008	3	287	845		1326

* Cifras provisorias.

Fuente: Balance, ENAP.

En el GLP, debido a que el mayor consumo se da en forma de cilindros en el sector residencial, las empresas cuentan tanto con puntos de venta como con distribución puerta a puerta. El transporte por camiones lo realizan todas las compañías distribuidoras de combustibles. También ocurre que comercializadores independientes adquieren el combustible y lo transportan para su venta al consumidor final.

4.3 Comercio Internacional

Como se señala precedentemente en la Tabla 2, Chile ha dado un salto reciente en la importación de GLP que lo ubica en una situación de déficit crónico de entre 900 mil y un millón de toneladas anuales. No obstante, esta cifra será sensible en un futuro a la relación de precios que exista entre el GNL y el GLP (en términos de calorías equivalentes). ¿Qué significa esto? Que un nuevo oferente de GLP deberá tener en cuenta como límite de precio no solamente el valor netback de un proveedor de GLP alternativo, sino el valor del GNL que consiga negociar ENAP por grandes volúmenes de GNL. Al mismo tiempo, si Chile pasa a ser un jugador relevante en el mercado de GNL, la existencia de un insumo sustituto le permitirá negociar mejores condiciones de precio. En definitiva, la existencia de múltiples oferentes en todos los casos mejorará la posición negociadora de este país tan dependiente de las importaciones de hidrocarburos.

Si bien en otros combustibles distintos al gas natural Chile no se enfrenta con un único proveedor (como fue el caso con la Argentina hasta el año 2009), en el mercado de GLP también existe una fuerte dependencia en la relación con Argentina, lo que de alguna manera también enciende una amenaza sobre el abastecimiento futuro habida cuenta de la disminución de los excedentes del país transandino.

Como se observa en la Tabla 4, la participación de Argentina representa entre 70% y 80% del total de GLP importado en los últimos años. Asimismo, la novedad a partir de 2009 es la aparición del Perú, vinculado al desarrollo de CAMISEA.

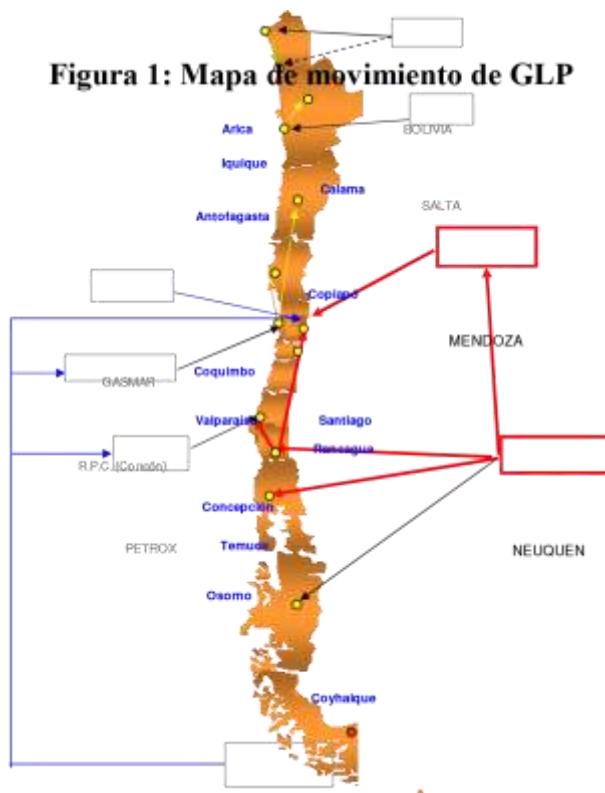
Tabla 4: Países de origen del GLP importado por Chile (en toneladas)

Año	Argentina	USA	Qatar	Saudi Arabia	Noruega	UK	Venezuela	Perú	Otros
2007	685.794	29.391	58.782	48.985	9.797	29.391	88.174		58.782
2008	759.225	9.610	57.663	57.663	28.831	28.831			19.221
2009	703.958	64.838						9.263	148.202

Fuente: CNE, Chile.

4.4 Logística y Aprovisionamiento

La infraestructura para combustibles líquidos está constituida por plantas de almacenamiento, terminales marítimos y oleoductos. Internamente, el movimiento de productos se realiza por medio de cabotaje marítimo en los terminales ubicados en las regiones de Antofagasta, Valparaíso, Bio Bio y Magallanes, y por medio del sistema de ductos que interconectan las refinерías de la Región de Valparaíso y la Región de Bío Bío (Concepción) con la Metropolitana, más algunas plantas de almacenamiento intermedio. El cabotaje es realizado por las mismas empresas distribuidoras de combustibles. El transporte por ducto se realiza por dos sistemas que se inician en las refinерías y desembocan en una planta de almacenamiento en la Región Metropolitana (Planta de Almacenamiento de ENAP en Maipú).



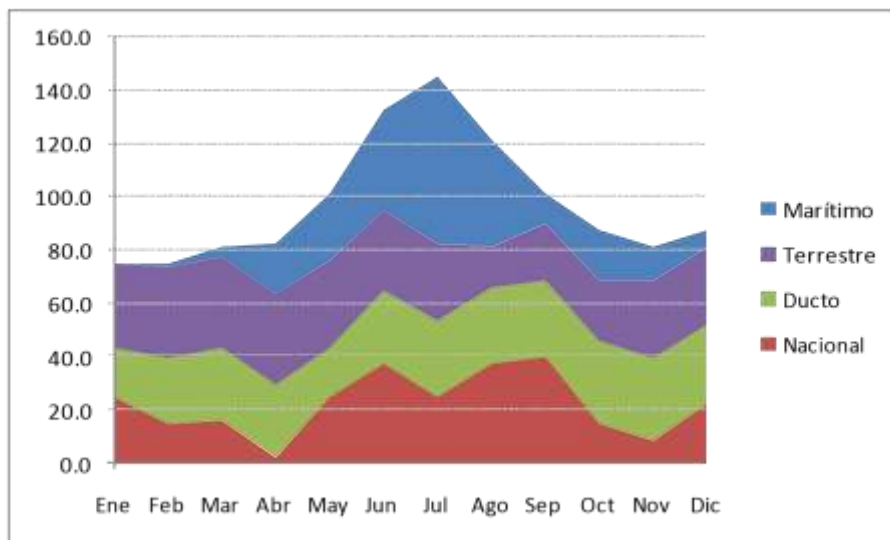
ENAP(Mag allanes)

El aprovisionamiento de GLP se realiza por cuatro canales. En primer lugar, por el sistema de refinación nacional, que como se ve cuenta con una buena logística para distribuir el producto en la zona central del territorio, donde se concentra la mayor cantidad de población y demanda. La zona central también cuenta con un flujo de producto que arriba por camión desde las provincias argentinas de Mendoza y Neuquén, donde existe producción tanto de refinерía (Luján de Cuyo) como de plantas de separación (El Portón, Medanito, Centenario, etc.). Dada la cercanía entre estos centros de producción y los de consumo, el canal de transporte terrestre resulta muy eficiente. No obstante, dado que

del lado Argentino existe una muy buena logística para evacuar la producción por el Océano Atlántico a partir de las instalaciones de la planta de Mega, se ha llegado a exportar cerca de 100 mil toneladas en 2009 desde Puerto Galván, en la localidad de Bahía Blanca, ciudad donde desemboca el poliducto que parte de la provincia de Neuquén y que forma parte de la logística de Mega.

Años atrás también ingresaba producto por camión desde Bolivia y fundamentalmente desde Salta. En el caso de las exportaciones desde Argentina, éstas han sido completamente cortadas por la Secretaría de Energía durante los meses de invierno dado que la región del norte de la Argentina está apenas balanceada.

Figura 2: Aprovechamiento mensual de GLP en 2009. En miles de toneladas



Fuente: Elaboración propia con datos de GASCO.

El otro canal de abastecimiento de producto importado es por ducto desde la isla de Tierra del Fuego en la zona de Magallanes (donde está la Refinería Gregorio). Desde la terminal marítima de Cabo Negro, pegada a la refinería se embarca la producción hacia el centro del país.

4.5 Precios

En términos generales, en Chile existe libertad de precios, los que se rigen por sus cotizaciones internacionales a través de la paridad de importación e internamente por el mercado

La Comisión Nacional de Energía (CNE) determina semanalmente los precios de paridad y de referencia de los combustibles a los efectos del funcionamiento del Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo, comprendido en las leyes Nº 19.030 y Nº 20.115 y sus respectivas modificaciones.

Los precios de paridad se especifican para la gasolina automotriz, el kerosene doméstico, el petróleo diesel, los petróleos combustibles y el gas licuado, y por precio de paridad se entiende a la cotización observada en los mercados internacionales relevantes (principalmente la Costa del Golfo de Estados Unidos), considerando el valor FOB, los costos de transporte, seguros, derechos de aduana y otros gastos y costos de internación, según corresponda.

Figura 3. Paridad de Importación del Gas Licuado



Fuente: CNE.

Como se destacó previamente, la sustitución entre el GLP y el gas natural impone límites a la predisposición al pago de cada uno de estos energéticos. En tal sentido, la construcción de la planta de regasificación de Quinteros y los nuevos contratos firmados con proveedores de GNL mejoran la capacidad de negociación en la compra del GLP importado.

Por ejemplo, en el año 2009 el valor del Mont Belvieu (MB) fue en promedio de 464 US\$/ton, lo que equivale a unos 9,5 US\$/MMBTU. Tomando en cuenta la relación de precio pagado por el gas importado por Argentina (16 US\$/MMBTU desde Trinidad y Tobago que no debiera ser muy diferente del precio para Chile), una importación de GLP que lo dejase a ENAP indiferente ante la compra de ambos energéticos daría un precio de importación de 1.5 veces el precio MB.

Cotejando la información de precios de paridad de la CNE contra los valores spot de Mont Belvieu puede computarse la evolución del margen de precios local, se observó, éste ha oscilado en torno a los 50 dólares, aunque los últimos datos reflejan algún tipo de desfasaje cuyo motivo se desconoce.

5. Ecuador

El GLP es uno de los principales energéticos en la matriz de consumo secundario del Ecuador. En términos de consumo per cápita, este país tiene junto con México los niveles más elevados del continente. Parte de este comportamiento está vinculado con el bajo nivel de desarrollo del gas natural y de otras fuentes no convencionales.

La industria de GLP en el Ecuador se basa en el envasado y comercialización de cilindros de 15 kg. y 45 kg., y en el despacho de GLP a granel en cisternas a industrias.

El control de dicha actividad es realizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos y el despacho del combustible a las diferentes comercializadoras del país está a cargo

de Petrocomercial. Entre el 80% y el 85% del GLP comercializado en el Ecuador es importado y el resto es producido por Petroindustrial.

Ventas al Mercado. En miles toneladas

Año	Venta GLP nacional	Importación	Consumo
2005	175,3	700,7	876,0
2006	176,7	737,4	914,1
2007	103,3	848,2	951,6
2008	165,6	812,1	977,7
2009	165,6	798,2	963,8

Fuente: Datos Petrocomercial y Banco Central de Ecuador.

5.1 Producción

La producción de GLP proviene del proceso de industrialización del petróleo, fundamentalmente de la Refinería La Esmeralda. La utilización de crudo pesado, sumado a la antigüedad de dicha planta, determina que el rendimiento en términos del GLP sea sumamente bajo. Actualmente existe un programa de inversión para mejorar dicho rinde, que junto con el mejoramiento de la capacidad de almacenamiento (proyecto Monteverde– El Chorrillo, sintetizado más adelante) podría eventualmente elevar el nivel de producción local en cerca de un 50%. La siguiente tabla informa sobre la capacidad de almacenamiento existente en las distintas terminales.

Terminales de Abastecimiento

Región	Terminales	Cap. Almacenamiento	Cap. Envasado		Tipo de Producto
Costa	El Salitral	2.700 t.	25 t./hora	1.667 cil./hora	Importado
	Libertad	70 t.	2 t./hora	133 cil./hora	Producido
	Esmeraldas	3.600 t.	4 t./hora	267 cil./hora	Producido

Sierra	Oyambaro	2.641 t.	0 t./hora	0 cil./hora	Producido
Oriente	Shushufindi	4.400 t.	4 t./hora	267 cil./hora	Producido

Fuente: Petrocomercial

5.2 Aprovechamiento y Logística

La elevada dependencia de la importación de GLP pone el foco en la modalidad de aprovisionamiento, que por cierto es muy precaria en el Ecuador. En efecto, el ingreso del producto se produce principalmente por vía marítima, e ingresa en la zona costera a través de un delta, por lo que los barcos de gran porte deben realizar un traspase (alije) con hasta 4 barcos pequeños. El punto de recepción no es una planta en tierra firme sino un viejo barco alquilado de 40 mil toneladas de capacidad que hace las veces de almacenamiento. Esta logística eleva sensiblemente los costos de internación del producto. Ciertamente se encuentra en estudio la construcción de una planta de refrigeración, de vital importancia para el manejo del producto.

El proyecto de GLP comprende la construcción de un Terminal Marítimo, un Terminal de Almacenamiento, un sistema de despacho a granel en Monteverde, y un gasoducto desde Monteverde hasta el sector El Chorrillo, parroquia Pascuales, kilómetro 21, vía a Daule, provincia del Guayas.

El Terminal contará con una capacidad de atraque para buques de alto calado de setenta y cinco mil toneladas, un almacenamiento terrestre criogénico de setenta mil toneladas y un almacenamiento operativo en esferas de trece mil toneladas que operará en el Chorrillo.

También, un gasoducto independiente de de 10m “ con una extensión de 127 Km. Que cubrirá la distancia entre Monteverde y Pascuales.

5.3 Comercio Internacional

En las Figuras 1 a 3 se presenta la evolución de las importaciones en relación a su fuente. Lo que se nota es que hay mucha volatilidad en los suministros. Venezuela que es muy importante en 2007 y 2008, en 2009 prácticamente desaparece. Angola es uno de los pocos países que siempre participa con un promedio de 15%. También se aprecia la participación de Chile en 2007 (exportación de butano).

Figura 1. Año 2007. Participación de las importaciones (% de las Ton)

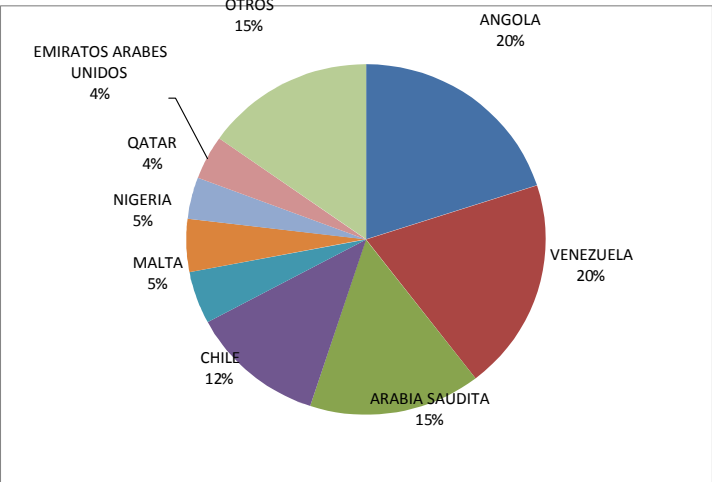
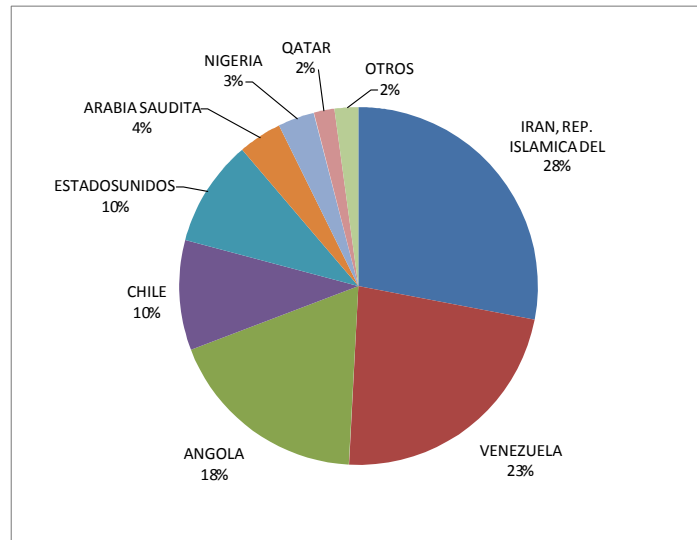


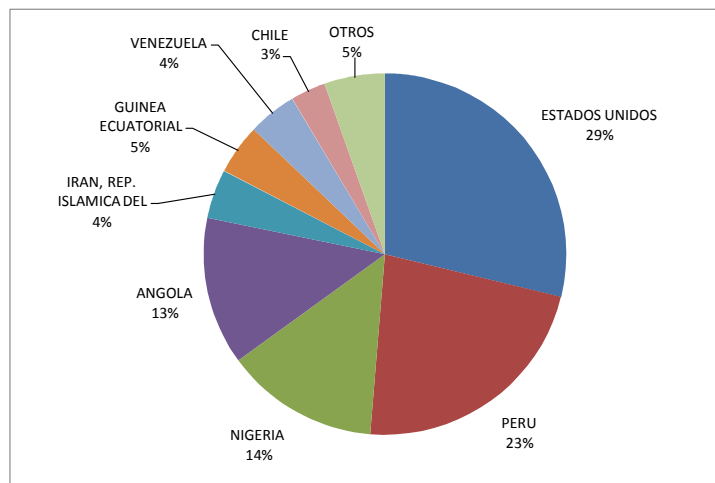
Figura 2. Año 2008. Participación de las importaciones (% de las Ton)



Fuente: Banco Central del Ecuador.

En el año 2009 se evidencia el cambio operado en la matriz energética peruana (descrita oportunamente) y naturalmente, la colocación de excedentes en su vecino Ecuador.

Figura 3. Año 2009. Participación de las importaciones (% de las Ton)



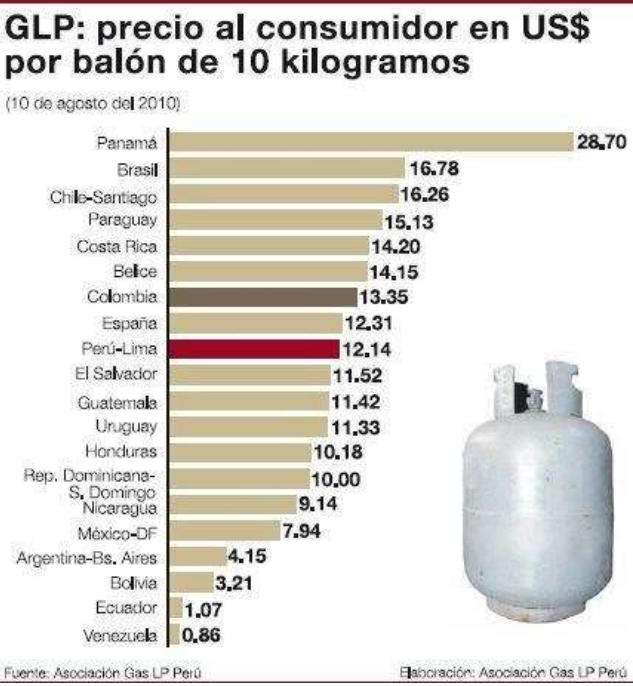
Fuente: Banco Central del Ecuador.

Uno de los grandes problemas que se observan en el mercado ecuatoriano es que parte de lo que figura como consumo local termina siendo consumido en los mercados vecinos

de Perú y Colombia. Ello significa que la identificación del mercado del Pacífico deba ser analizado con dos focos: por un lado el mercado chileno y por otro el que comprende Ecuador, sur de Colombia y norte del Perú.

El problema detrás de este comercio irregular es el de los precios distorsionados del mercado ecuatoriano, y el elevado retorno de las operaciones ilegales dado el diferencial de precios de las ventas formales.

Según Base Petrolera – Petroecuador, el tráfico de GLP a Colombia es del 22% al año 2008 (algo no del todo llamativo dado que el precio obtenido por medio del “contrabando” es varias veces al precio fijado por el gobierno de Ecuador).



5.4 Precio

Ecuador compra el GLP a un precio internacional de 8,5 US\$ por cada 10 Kgs. y lo está vendiendo a 1,28 US\$ por cada 10 Kgs. a los Distribuidores Mayoristas y que debe mantenerse con un margen comercial teórico de cero en el mismo precio hasta el consumidor final.

En adición a este subsidio en el precio de adquisición del combustible, Petroecuador paga por cuenta del Estado una tarifa por prestación de servicios que cancela a las empresas envasadoras desagregada en dos conceptos: una tarifa global que cubre el envasado, márgenes de utilidad, mantenimiento, reparación o mejora de cilindros y válvulas y gastos, y otra por el transporte hasta los centros de reparto. Esta tarifa equivale a 1,1 US\$ por balón de 10 Kgs. En resumen, el subsidio al GLP en Ecuador asciende a 8,32 US\$ por balón de 10 Kgs (unos US\$ 415 millones al año).

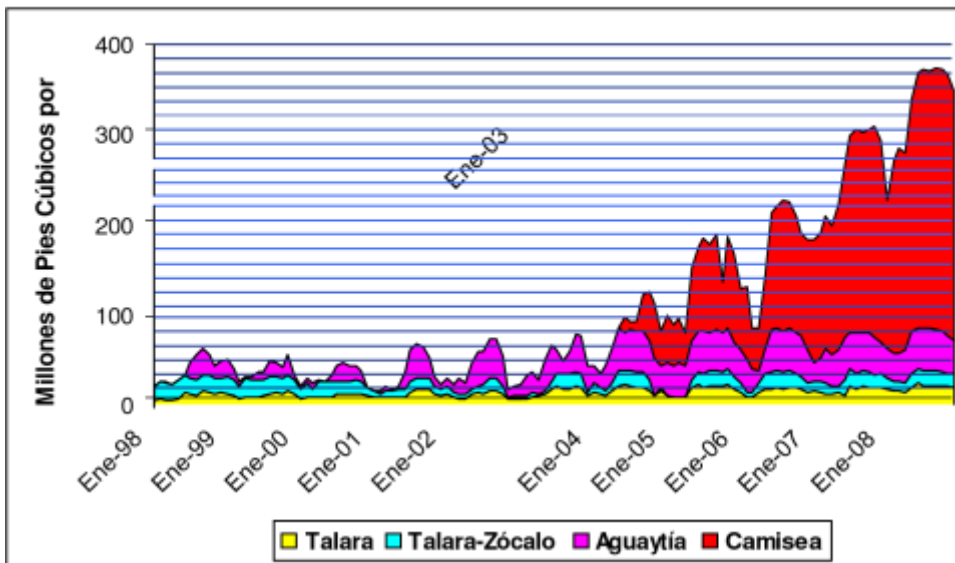
6. Perú

El descubrimiento y posterior desarrollo de CAMISEA abrió la oportunidad de que Perú revierta su posición importadora neta de energía y se convierta en un actor de peso regional en relación a su dotación de reservas de gas natural, que alcanzan los 16 TCF. Este desarrollo comprende la explotación de dos bloques: Bloque 88 y Bloque 56. El primero de ellos, según el contrato de concesión, está destinado a atender el consumo interno, mientras que el segundo genera recursos para la exportación, principalmente a México, según el contrato firmado entre el consorcio y el gobierno del Perú.

Por otra parte, existe una gran expectativa en relación a la actividad prospectiva en Perú, merced a los altos incentivos que se otorgan al sector privado: regalías que arrancan en un 5%, sistemas de amortización acelerada de la inversión y diferimiento en el pago de aranceles de hasta 7 años, entre otras medidas. Asimismo, existe un elevado entusiasmo en relación al potencial de industrialización del nuevo recurso mediante la instalación de plantas de metanol, fertilizantes, etc., en un proceso que remite en gran medida al

experimentado en Argentina con la industria del gas natural durante los años 90. La Figura 1 lo grafica por medio del crecimiento en la producción de gas natural.

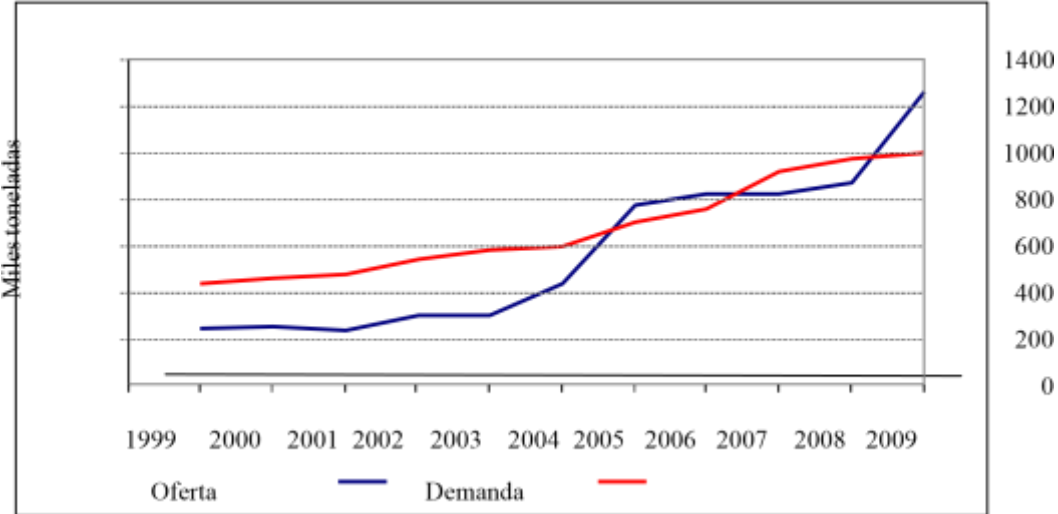
Figura 1. Producción de gas natural por área (MM cf/d)



Fuente: Petroperú.

En cuanto a la situación del GLP, el nuevo desarrollo –que comprende no sólo la actividad extractiva sino la logística de su separación y transporte desde la selva a la zona costera y posteriormente a los centros de consumo– también determinó un nuevo balance entre la oferta y la demanda, y ya en el año 2009 es posible observar que el país logra colocar sus excedentes en los mercados regionales (Chile y Ecuador), así como en el lejano Oriente (ver la Figura 2).

Figura 2. Evolución de Oferta y Demanda de GLP. En miles ton/año

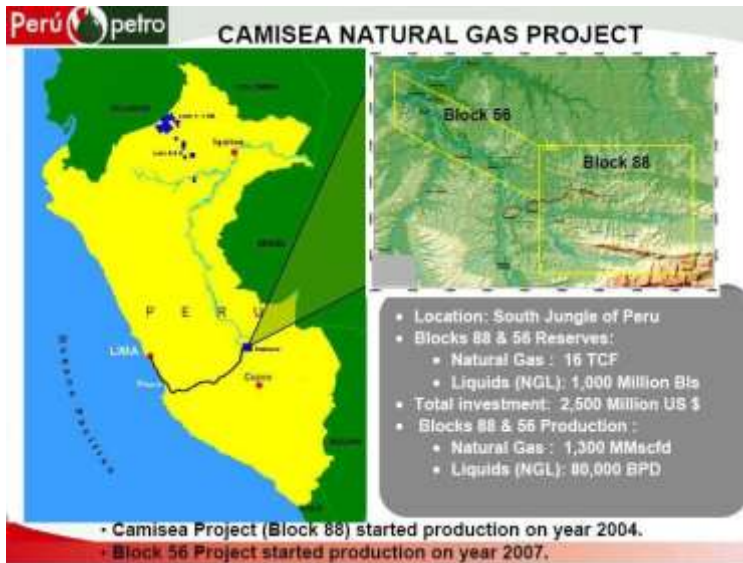


Fuente: DGH

Evidentemente el proyecto de CAMISEA es uno de esos gigantes que determinan un cambio estructural en el patrón de comportamiento del sector, y que hace que, en alguna medida, la trayectoria anterior sea poco relevante para explicar el futuro, mucho más vinculado con la Prospectiva delineada por el Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM).

Al igual que lo mencionado en el caso chileno, la evolución futura del GLP va a estar íntimamente vinculada al desarrollo de las redes de gas natural en el mercado local. Por otra parte, el GNL constituye otro canal de exportación de energía que, a partir del 2010 se encuentra disponible para abastecer a la región (aunque está mayormente atado a un contrato de exportación a México).

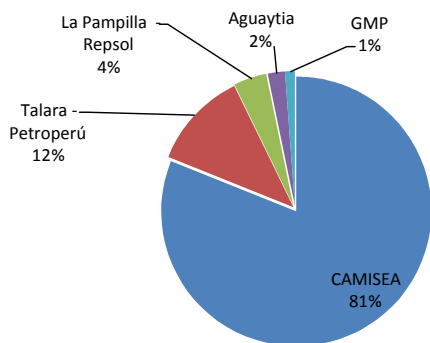
Figura 3. Características principales del proyecto



6.1 Producción

Los datos de producción del año 2009 revelan que con el desarrollo de CAMISEA el GLP proveniente de la separación del gas natural trepa a un 81% de los 1.332 Miles de toneladas anuales, mientras el obtenido de las refinerías apenas representan el 16%.

Figura 4. Participación de las distintas fuentes en la oferta total de GLP (en %)



Fuente: Pluspetrol.

Esta nueva configuración del mercado eliminó la importación que se había observado hasta el año 2008, y que había generado entre el 2004 y ese año un sistema de precios compensados para enfrentar situaciones de escasez doméstica.

6.2 Demanda

Si bien la incorporación de CAMISEA ha modificado el balance de oferta y demanda, existe en el Perú un gran desarrollo del uso vehicular del GLP que agrega presión a la demanda para uso residencial. Este consumo ha crecido en forma vertiginosa pero desordenada, y las conversiones no siempre siguen procedimientos rigurosos de seguridad.

El GLP es desde el año 2006 el tercer combustible más comercializado en el país (14,5% superando a las gasolinás -10%- y los petróleos industriales), después del diesel -33,5%- y el gas natural -25%-, y su crecimiento sostenido ha sido cercano al 10% anual en las últimas 2 décadas. La perspectiva para el futuro en términos de demanda involucra procesos de sustitución en ambos sentidos. Por un lado, es esperable que el gas natural desplace consumo de GLP residencial, y por el otro lado, existe un potencial de

crecimiento en el mercado vehicular y en el Programa de sustitución del Kerosene (Decreto Supremo N°045/2009).

La distribución del GLP se organiza a partir de 7 Plantas de Abastecimiento que reciben el GLP de las plantas de separación y las refinerías. Existen 84 distribuidores a granel y 375 transportistas que trasladan el producto tanto a consumidores directos (649), una red de distribución, 350 gasocentros (GLP vehicular), y a plantas de envasado (93). A su vez, hay 800 distribuidores de cilindros que realizan la venta

minorista.

Esta gran atomización en la comercialización genera bastante informalidad, por lo que el Estado intenta promover la inversión y tecnificación en la cadena de comercialización, simplificando los procedimientos de formalización de todos los agentes de la cadena; combatir el contrabando y el comercio ilegal de GLP (vinculado parcialmente al mercado ecuatoriano en lo que respecta a la importación ilegal); y mejorar la fiscalización de los cilindros, así como la implementación de sistemas de carga inteligente (surtidores) de GLP.

Tabla 1. Ventas por Departamento (en toneladas)

Departamento	2009	2008
Ancash	13,482	11,431
Apurimac	0	21
Arequipa	102,657	80,654
Ayacucho	490	487
Cajamarca	5,399	5,431
Cusco	11,273	10,420
Huánuco	13,811	11,589
Ica	20,344	38,644
Junín	43,886	33,068
La Libertad	73,712	70,230
Lambayeque	34,019	36,302
Lima	594,484	590,936
Loreto	3,834	3,721
Moquegua	1,278	1,270
Piura	32,808	42,215
Puno	5,149	5,550
San Martín	3,540	1,721
Tacna	0	3,851
Tumbes	1,228	1,267
Ucayali	13,173	14,511
Total	974,567	963,119

Fuente:

OSINERG.

Como puede verse en la Tabla 1, entre Lima y Arequipa se concentra más del 70% del consumo nacional. Justamente estos son los departamentos (en especial Lima) donde se está desarrollando el consumo de gas natural por redes.

6.3 Logística

En cuanto al gas de CAMISEA, éste llegó a la costa en 2004 y de allí la red troncal se extendió a la ciudad de Lima (línea roja en la Figura 4), mientras los líquidos separados en

las plantas (separación y criogénica) de la localidad de Malvinas, en el área del Bloque 88, se almacenan y fraccionan en el puerto de Pisco (línea azul en la Figura 5).

Figura 5. Ductos existentes y en proyecto



Fuente: MINEM.

6.4 Precios

El mercado peruano de combustibles está desregulado y se maneja con la referencia de precios del Golfo, y al igual que en Chile existe un Fondo de Estabilización para suavizar la volatilidad de los precios internacionales, debido a que hasta el año 2004 este producto de consumo masivo era mayormente importado.

En el año 2005, y en un escenario de generación de excedentes, se llegó a un acuerdo entre el Congreso, los Productores, Envasadores y

Comercializadores, para dar prioridad al abastecimiento del mercado interno, cuyo precio se fijaría en la localidad de Pisco en la referencia Mont Belvieu (sin quita ni adición respecto a esa referencia).

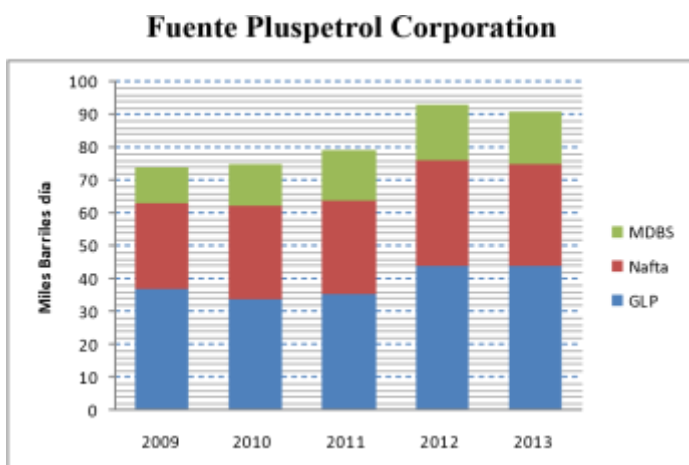
El Fondo de Estabilización viene operando desde Octubre de 2004. En el año 2007, y tras el faltante de producto nacional para cubrir demanda, se dicta el Decreto N°11 declarando la emergencia del mercado del GLP y creando un procedimiento de compensación a las importaciones como complemento al Fondo de Estabilización. Según este mecanismo el consumidor final compensa al importador por la diferencia entre el precio en el mercado local de Lima (paridad de exportación más flete Pisco–Callao) y el precio del GLP importado definido por la paridad de importación. En caso que la paridad de importación se encuentre por debajo de la Franja de Estabilidad dentro de la cual pueden fluctuar los precios locales, es el importador quien capitaliza el Fondo.

6.5 Proyección

Si bien la situación del mercado del GLP en Perú ha cambiado a partir de la incorporación de los líquidos de CAMISEA, todas las señales indican que hacia adelante el aumento de la oferta sólo se daría con el desarrollo de otros campos.

En términos generales la expectativa es que para las áreas conocidas no se produzca un gran excedente de oferta, el cual podría estar concentrado entre el año 2012 (máximo excedente en el orden de las 400 mil toneladas) y el año 2015 (150 mil toneladas), según la proyección de la firma Pluspetrol, operadora del consorcio de CAMISEA.

Figura 6. Evolución esperada de la Oferta



Por su parte, la demanda de GLP en el Perú ha mostrado un fuerte dinamismo, con lo que no sería factible pensar en este país como un proveedor neto de GLP para los países deficitarios de la región.

7. Conclusiones

7.1 OFERTA:

La Oferta de Latinoamericana de GLP creció un 11% desde el 2000 al 2006 y especialmente a fines de los 90 (Argentina-Venezuela).

La Cuenca Atlántica Sur se ha transformado en una fuerte abastecedora de GLP (Angola,Nigeria,Trinidad,Venezuela,Argentina), y se espera que continúe creciendo.

Venezuela

Perú

Bolivia

Las expectativas de crecimiento de oferta (8.8 MMton), serán producidas especialmente por Venezuela (5), Brasil (2,4), Perú (0,8) y Bolivia (0.5)

Perú se transformará en exportador abasteciendo a los países del Pacífico en Sudamérica (Chile, Ecuador, El Salvador, Nicaragua) y si las condiciones de precio del mercado asiático fueran favorables, podría abastecer a este mercado en su contra estacionalidad.

7.2 DEMANDA

Las importaciones a Latinoamérica han caído en 37% desde el 2000 respecto de su valor en el mismo año.

Brasil ha disminuido su importación de 3 MMton (2000) a 900 Mton (2006). Incluso exporta GLP durante el período estival, y sus compromisos de compra parcialmente los exporta fuera de la región.

Brasil, podría requerir mayor demanda de producto para uso petroquímico.

Argentina se mantiene estable en producción y demanda. La diferencia de precios entre el gas natural y el GLP, impiden una mayor demanda de este producto. Sólo el déficit de GN puede ocasionar una leve demanda industrial, pero sería de base coyuntural. (GN- 3 U\$D/MMBTU, frente a 14 U\$D/MMBTU de GLP, y 7 U\$D/MMBTU de FO)

Las importaciones de México han disminuido levemente desde el 2000.

Ecuador continua creciendo en su demanda. (Política de Precio subsidiado)

Perú ha crecido notablemente en demanda, ante la disponibilidad del producto y el desarrollo del uso vehicular.

República Dominicana, Bolivia y Ecuador subsidian el producto.

La competencia y penetración del gas natural, ha disminuido el crecimiento de la demanda, pero ha favorecido el crecimiento de la oferta de GLP.

Chile. Expectativa de crecimiento ante la falta de GN de Argentina.

7.3 BALANCE:

Latinoamérica podría alcanzar un excedente de 4,5 MMton, y América del Sur de 7,7 MMton.

La oferta (7 % a.a.) crecería más rápidamente que la demanda regional (1,9 %a.a.)

Un factor decisivo para este nivel de oferta es el aporte de Venezuela (5 MMton).

Igualmente LA reduciría su déficit por los demás pronósticos de oferta y SA aumentaría su calidad de exportador en la región.

Fernando Meiter

E-Mail tnslfm@gmail.com

Domicilio: Soler 1019 Piso 1

1629 Pilar

Província de Buenos Aires República Argentina

Telefono: 54-911-5-743-9487

OIL EXPLORATION IN INTERNATIONAL WATERS: THE CONSTITUTIONAL ENVIRONMENTAL PROTECTION AS A MEANS OF PROMOTING SUSTAINABLE DEVELOPMENT AND THE BRAZILIAN EXPERIENCE

Pedro Lucas de Moura Soares⁶⁰⁹; Patrícia Borba Villar Guimarães⁶¹⁰; Yanko Marcius Alencar Xavier⁶¹¹

**Address: Professor Francisco Ferreira Neves Street, nº. 368, Monte Castelo,
Parnamirim/RN - Brazil. CEP: 59.146-180
Phone number: +55 84 36434774 / +55 84 88739973
e-mail: pedrolucasdms@gmail.com**

Overview: The Environmental Law has, more than any other branch of law, the power to define rights and obligations not only for present generations, but also lends itself to safeguard future situations, of whom shall serve future generations. In this context fall within the principles of sustainable development and intergenerational equity, prescribed in art. 225 of the Constitution of the Federative Republic of Brazil (1988). However, beyond the constitutional protection of the environment, the teaching points of the transnational nature of environmental protection and its universal character. The need for international environmental protection, including as a means effected the right to an ecologically balanced environment, is reflected in several bilateral and multilateral agreements signed by Brazil. Such a framework is widened when we bring up the subject of oil exploration in international waters, since this economic activity is potentially harmful to the environment, especially water resources. The exploitation of natural resources in international waters has provided protection under the United Nations Convention on the Law of the Sea, concluded at Montego Bay (1984). The proposals of the Convention added to the domestic law of each State should be complementary, enhancing environmental protection.

⁶⁰⁹ Advogado. Mestrando em Direito Constitucional – UFRN. Bolsista UFRN/PRH-ANP/MCT nº. 36. Natal, RN, Brasil. pedrolucasdms@gmail.com

⁶¹⁰ Doutora em Recursos Naturais - UFCG. Professora do curso de Direito – UFRN/PRH-ANP/MCT nº. 36. Natal, RN, Brasil. patriciaborba@ig.com.br

⁶¹¹ Doutor em Direito – Universität Osnabrück. Professor do curso de Direito – UFRN/PRH-ANP/MCT nº. 36. Natal, RN, Brasil. ymxavier@ufrnet.br ; yanko.xavier@gmail.com

Results: Considering that the Earth is a closed system where there is not yet sufficiently effective methods able of ending the waste from industrial activities, such as the exploitation of natural resources in international waters, especially oil, pollution is almost inevitable. As we become familiar with international environmental instruments in a systematic way, we observe that there is formal references to pollution and its prevention and control mechanisms. Therefore, this study aims to examine how a State can constitutionally protect the right to an ecologically balanced environment where the environmental damage occurred in international waters or trans-national perspectives will influence its territory.

Methods: To this end, we have used the Brazilian experience with regard to environmental protection, the analysis of international and national instruments related to the topic, but exploitation diverse literature and documents.

Conclusions: We conclude that the state is institutionally possible to protect the right to the environment from its charter using the international agreements in order to supplement their internal rules, given the impossibility of 'boundarization' environment. We concluded further that the urgency to establish dialogue and coordination between international bodies and other power centers in order to reduce the inconsistencies of the system as the paradigm of Transconstitucionalism. In addendum, the National States should also urge the international community to protect the environment treated with stronger and more efficient institutions that meet the needs of the contemporary world.

Key words: International Waters, Environmental Protection, Oil, Sustainable Development.

INTRODUÇÃO

O Direito Ambiental possui, indubitavelmente, a característica de definir direitos e obrigações não apenas para as gerações contemporâneas, mas também se presta a tutelar situações vindouras, das quais participarão as futuras gerações. É então que fazemos alusão ao *princípio da equidade intergeracional*⁶¹².

O princípio inserido na Constituição Brasileira, que surge como desdobramento do princípio do desenvolvimento sustentável⁶¹³, insta-nos a ver o meio ambiente como um legado, deixado pelas gerações passadas às gerações presentes. Essas têm, por sua vez, a faculdade de usufruir deste legado, mas a responsabilidade de passá-lo adiante às gerações futuras de maneira a permitir a igualdade de acesso aos recursos naturais e a qualidade deste e suas benesses, em condições não aquém das recebidas.

Muito embora as bases desse princípio encontrem azo em instrumentos internacionais⁶¹⁴, está previsto normativamente em nossa Carta Magna, no art. 225, *caput*, conforme segue:

Art. 225. Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, *impondo-se* ao Poder Público e à coletividade o *dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações*. [grifamos]

⁶¹² WEISS, Edith Brown. Intergenerational equity: a legal framework for global environmental change. In: WEISS, Edith Brown. *Environmental change and international law: new challenges and dimensions*. Estados Unidos: United Nations University Press, 1992. Disponível em: < <http://www.unu.edu/unupress/unupbooks/uu25ee/uu25ee0y.htm#12>. intergenerational equity: a legal framework for global environmental change > Acesso em: 3 de maio de 2010.

⁶¹³ O Relatório Brundtland, publicado em 1987, foi elaborado pela Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento da Organização das Nações Unidas, que o definiu como “o desenvolvimento que responde às necessidades do presente sem comprometer as possibilidades das gerações futuras de satisfazer suas próprias necessidades.” FERREIRA, Gustavo Assed. Desenvolvimento sustentável. In: *Análise da ordem jurídica brasileira sob a ótica do desenvolvimento*. São Paulo: Singular, 2005. p.83.

⁶¹⁴ Preâmbulo da Carta das Nações Unidas; Preâmbulo da Declaração Universal dos Direitos Humanos; Preâmbulo da Convenção sobre Zonas Úmidas de Importância Internacional, de 1971; Conferência de Estocolmo, de 1972 (Princípio 6º); Declaração do Rio sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, de 1992 (princípio 3º); Preâmbulo da Convenção sobre Diversidade Biológica, de 1992.

Da atenta leitura do art. 225 da Constituição Federal, é possível observar que o direito ao meio ambiente é destinado a *todos*, sem distinção⁶¹⁵. Claro que o artigo em questão visa à proteção *constitucional* do meio ambiente, ou seja, dentro das fronteiras brasileiras, circunscrito ao espaço destinado à sua jurisdição e àqueles que são submetidos ao ordenamento jurídico pátrio.

Ainda, como forma de contextualizar o leitor, faz-se necessário abordar em linhas gerais o arcabouço brasileiro de tutela ambiental e seu reflexo no contexto internacional. É membro do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, da Comissão de Desenvolvimento Sustentável coligada ao Conselho Econômico e Social das Nações Unidas, bem como tem feito esforços para modificar a legislação na seara ambiental, tentando colocar em prática os compromissos assumidos na Convenção-Quadro sobre Mudança do Clima da Organização das Nações Unidas, de que é signatário, bem como dos seus protocolos adicionais, recepcionando-os no ordenamento jurídico interno⁶¹⁶.

Assim, no âmbito internacional, o Brasil tem calcado esforços para trazer ao seu direito interno mudanças importantes, no âmbito legislativo principalmente, a fim de efetivar e tornar eficaz as disposições internacionais a que aderiu. Isso se reflete em leis como a Lei nº. 12.187/2009, de Política Nacional de Mudanças do Clima, da qual falaremos alhures.

No que se relaciona ao sistema constitucional brasileiro, este consiste, diferentemente do *common Law*, em um direito codificado, tendo como norma-base a Constituição Federal de 1988. Entretanto, há que se falar na influência do direito anglo-americano e a crescente importância do direito formado pela jurisprudência dos mais diversos tribunais brasileiros de forma complementar às normas escritas.

⁶¹⁵ CANOTILHO, José Joaquim Gomes; LEITE, José Rubens Morato (orgs.). *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Saraiva, 2007, pp. 105-107.

⁶¹⁶ A Convenção-Quadro foi aprovada pelo Congresso Nacional através do Decreto Legislativo nº 1, de 03 de fevereiro de 1994, sendo ratificado em 28.03.1994 e promulgado através do Decreto nº 2.652, de 1º de julho de 1998. O Protocolo de Quioto, por sua vez, foi referendado pelo Congresso Nacional mediante o Decreto Legislativo nº 144, de 20 de julho de 2002, sendo ratificado em 23 de agosto de 2002 e o promulgado por meio do Decreto Legislativo nº 5.445, de 12 de maio de 2005.

A Constituição da República Federativa do Brasil⁶¹⁷, de 1988, possui como fundamentos, dentre outros, a dignidade da pessoa humana, cujos limites vão muito além do bem-estar do indivíduo, mas consistem em um valor inestimável e como prerrogativa para o exercício de quaisquer outros direitos a serem exercidos. Imiscuído neste princípio constitucional, encontra-se o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, insculpido no art. 225 da Constituição Federal, conforme já abordamos acima.

Além desses, que ao nosso olhar estão diretamente ligados às temáticas jurídico-ambientais, outros são os princípios que regem o Estado Brasileiro no que se refere a esta questão, como os que estão presentes no artigo 4º de sua Constituição, quais sejam: a prevalência dos direitos humanos, defesa da paz e cooperação dos povos para o progresso da humanidade.

Muito embora exista todo esse aparato jurídico de proteção ambiental no sistema jurídico nacional, a doutrina aponta de forma acertada “a natureza transnacional da tutela ambiental e do caráter universal das necessidades de tutela ambiental”⁶¹⁸. Desta maneira, evidencia-se, pois, a necessidade de convergência complementar das disposições de direito interno, de ordem constitucional ou não, e de direito internacional para a proteção completa e eficaz do meio ambiente.

2 A EVOLUÇÃO DA PROTEÇÃO AMBIENTAL: PERSPECTIVAS CONSTITUCIONAIS E INTERNACIONAIS

Muito embora nosso sistema constitucional e, juntamente com ele, todo o ordenamento jurídico interno tenha passado, com o caminhar dos anos, por severas mudanças e alguns grandes avanços, o Direito Ambiental teve um desenvolvimento à parte disso tudo. Apenas em 1981, após décadas de lacuna no que diz respeito à proteção ambiental, com apenas algumas leis que dispunham sobre a matéria, como o Código Florestal (1965) e a Lei de Proteção à Fauna (1967) e diante do surgimento das primeiras discussões no cenário internacional, é que foi lançada a Lei de Política Nacional do Meio

⁶¹⁷ BRASIL. Constituição Federal. Brasília, 1988.

⁶¹⁸ DIMOULIS, Dimitri. MARTINS, Leonardo. *Teoria Geral dos Direitos Fundamentais*. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2007, p. 96.

Ambiente – Lei 6.938/81. E, finalmente, com a Constituição de 1988, essa preocupação com proteção ambiental foi reafirmada, mostrando que a ordem jurídica se voltava para uma nova fase, em que a valorização do meio ambiente ganha novo enfoque.

Os modelos constitucionais ambientais possuem nuances e características semelhantes e que, tomando-as por base, irão informar todo o sistema normativo infraconstitucional. O primeiro deles seria a adoção de uma compreensão sistêmica do meio ambiente, o que definiria um tratamento jurídico das partes a partir do todo. Outro ponto a ser levantado é que o sistema constitucional assume um compromisso ético de manutenção da terra e sua biodiversidade – ou seja, a preservação de recursos para as gerações futuras pautado no princípio da equidade intergeracional – como descrito no art. 225 da CF. Vê-se, ainda, a repaginação do direito à propriedade, mas dessa vez pautado sob a sustentabilidade, tornando-o mais adequado aos princípios da proteção ambiental. Há ainda que se falar no ‘*due process* ambiental’, conceito levantado por Antonio Herman V. Benjamim⁶¹⁹, cuja definição é delineada a partir da necessidade de processos decisórios transparentes e idôneos, e que para isso necessita de total abertura para a participação da sociedade, como nas audiências públicas, e troca de informações de qualquer sorte. Por fim, revestem-se as novas constituições de uma preocupação com a implementação e eficácia das disposições correlatas ao meio ambiente e sua proteção, indicando no corpo do texto já alguns direitos e deveres⁶²⁰. Tal preocupação com a proteção ambiental, hoje empenhada por boa parte dos textos constitucionais, institui-se como reflexo de uma campanha internacional pela preservação do meio ambiente que surge cerca de cinco décadas atrás. As problemáticas decorrentes do aquecimento global e das mudanças climáticas passam paulatinamente a fazer parte da agenda internacional e passaram a fundamentar a criação de organizações internacionais para tratar de suas matérias. A Organização das Nações Unidas para Educação, Ciência e Cultura (UNESCO⁶²¹), criada em

⁶¹⁹ BENJAMIM, Antonio Herman V. Os princípios do estudo de impacto ambiental como limites da discricionariedade administrativa. *Revista Forense*, v. 13, p. 34, 1992.

⁶²⁰ Características apontadas em CANOTILHO, José Joaquim Gomes; LEITE, José Rubens Morato (orgs.). *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Saraiva, 2007, pp. 66-67

⁶²¹ Em inglês, *United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization*.

1946, até a década de 1970 foi o principal órgão da Organização das Nações Unidas (ONU) a debater assuntos diretamente ligados às causas ambientais, e mesmo diante da ausência de relação direta com a temática, deu origem a documentos de grande relevância e importantes, como a *Conferência das Nações Unidas para a Conservação e Utilização dos Recursos*, em 1949; a *Conferência Intergovernamental para Uso e Conservação Racionais dos Recursos da Biosfera*, em 1968; a *Convenção sobre Zonas Úmidas de Importância Internacional*, em 1971.

A preocupação com as causas ambientais cresceu em progressão geométrica. Em 1968, uma proposta do Conselho Econômico e Social das Nações Unidas (ECOSOC) convocou uma reunião a fim de definir diretrizes para solver os principais problemas que preocupavam a comunidade internacional à época, notadamente a poluição do ar e a chuva ácida. Decidiu-se, então, convocar a *Conferência de Estocolmo sobre o Meio Ambiente Humano*⁶²², primeira grande conferência organizada pela ONU para tratar de modo específico sobre questões ambientais, e que ocorreu em 1972. Na Declaração final da Conferência, foram elencados os princípios que devem guiar a preservação do meio ambiente e conservá-lo para usufruto das gerações futuras. Firmava-se aí na ordem internacional o *princípio do desenvolvimento sustentável*, princípio que seria reafirmado posteriormente no *Relatório Brundtland*⁶²³, de 1987, e, seguindo a mesma tendência, positivado e encartado na Constituição brasileira, em 1988.

Nesse momento, então, é válido realçar, ainda como forma de mostrar a amplitude e importância que tomou o tema, o princípio 21 da Declaração de Estocolmo, que aludindo à Carta da ONU e aos princípios de direito internacional, dispõe que os Estados podem explorar seus recursos naturais concorde à sua política ambiental sem que prejudique a esfera afora a sua jurisdição. Ou ainda, podemos relatar o princípio 24, que traz como

⁶²² ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *Conferência de Estocolmo sobre o Meio Ambiente Humano*, de 1972.

⁶²³ O Relatório Brundtland, publicado em 1987, foi elaborado pela Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento da Organização das Nações Unidas, que o definiu como “o desenvolvimento que responde às necessidades do presente sem comprometer as possibilidades das gerações futuras de satisfazer suas próprias necessidades.” FERREIRA, Gustavo Assed. *Desenvolvimento sustentável*. In: *Análise da ordem jurídica brasileira sob a ótica do desenvolvimento*. São Paulo: Singular, 2005. p.83.

corolário a cooperação entre os Estados a fim de amenizar e controlar quaisquer danos que, por ventura, venham a ser causados ao meio ambiente. Os Estados passaram a perceber, então, a necessidade de atividades conjuntas para a resolução das problemáticas ambientais.

Entretanto, uma preocupação surge diante da nova conjuntura internacional e o surgimento de novos fatos sociais e novas tecnologias. Diante da exploração de recursos naturais em águas internacionais, notadamente petróleo (atividade potencialmente poluidora), há a possibilidade de aplicação de disposições constitucionais além das fronteiras do Estado a fim de promover a proteção ambiental dentro (e, eventualmente, fora) de suas fronteiras?

3 A EXPLORAÇÃO DE RECURSOS NATURAIS EM ÁGUAS INTERNACIONAIS E A TUTELA AMBIENTAL

A Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, concluída em Montego Bay, Jamaica, em 10 de dezembro de 1982, promulgada e incorporada ao Direito brasileiro pelo Decreto nº. 1.530, de 22 de junho de 1995, traça as principais disposições e conceitos acerca do Direito Marítimo Internacional, cujas principais inovações e contribuições consistem na criação de novos limites para mar territorial e zona contígua; o novo regime para circulação nos estreitos internacionais e a criação da Área Internacional bem como da Autoridade Internacional dos Fundos Marinhos, conforme nos debruçaremos alhures⁶²⁴.

É também a Convenção de Montego Bay que divide e delimita as extensões das áreas marítimas, e para o pleno entendimento do presente ensaio, faz-se necessária a exposição dos seguintes conceitos: *mar territorial*, que é a faixa marítima adjacente ao território do Estado medindo 12 milhas náuticas; *zona contígua*, que compreende a faixa de mar em que o Estado poderá exercer medidas de fiscalização necessárias a evitar e reprimir às infrações às leis e regulamentos no seu território e mar territorial, não podendo exceder às 24 milhas náuticas⁶²⁵; *zona econômica exclusiva*, que é uma zona situada além

⁶²⁴ RIBEIRO, Manuel de Almeida. *A Zona Econômica Exclusiva*. Lisboa: ISCSP, 1992, p. 96.

⁶²⁵ Esse número já deverá compreender as 12 milhas náuticas contadas do mar territorial a partir da linha de base, conforme art. 33 da Convenção.

do mar territorial e a este adjacente, sujeita ao regime jurídico específico, onde o Estado costeiro tem direitos de soberania para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, além de estar sob sua jurisdição nos termos da Convenção, tendo como limite externo o valor de 200 milhas náuticas⁶²⁶; *plataforma continental*, que compreende o leito e o subsolo das áreas submarinas que se estendem além do seu mar territorial, em toda a extensão do prolongamento natural do seu território terrestre, até ao bordo exterior da margem continental, cujo limite também é de 200 milhas submarinas⁶²⁷; *alto mar* ou *águas internacionais*, seriam as águas além das águas territoriais, cuja circulação é livre por quaisquer Estados, costeiros ou não, nos termos do art. 87 da Convenção, que ainda estabelece, no art. 89, que nenhum Estado pode legitimamente pretender submeter qualquer parte do alto mar à sua soberania.

É também na Convenção de Montego Bay que está regulamentada a exploração de recursos naturais em águas internacionais, cujas disposições constam na Parte XI, Seção 3 – Do Aproveitamento dos Recursos da Área⁶²⁸. Nessa mesma Parte da Convenção de 1982, o art. 136 coloca a Área como patrimônio comum da humanidade e, posteriormente, o art. 140 dispõe que as atividades desenvolvidas na Área devem ser feitas em benefício da humanidade. Neste ponto, é válido observar que levando em consideração todas as problemáticas imbuídas neste processo, é importante reconhecer que a Convenção estabelece um regime de aproveitamento e exploração dos recursos da Área Internacional, tentando conciliar os princípios integrantes do conceito de patrimônio comum da humanidade agregando-os com o de uma política de recursos com princípios e objetivos próprios da mesma maneira, o que nos projeta para uma nova ordem econômica mundial, sopesando, assim, direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado e direito à

⁶²⁶ Esse número já deverá compreender as 12 milhas náuticas contadas do mar territorial a partir da linha de base, bem como das 12 milhas da zona contígua, conforme art. 57 da Convenção.

⁶²⁷ Aos Estados cujos limites da plataforma continental excedam essas 200 milhas submarinas, a Convenção estabeleceu a Comissão de Limites da Plataforma Continental, que irá regulamentar as questões acerca dos limites exteriores das plataformas continentais dos países requerentes deste direito.

⁶²⁸ Segundo o art. 1º da Convenção, 'Área' significa o leito do mar, os fundos marinhos, e o seu subsolo *além dos limites da jurisdição nacional*.

exploração econômica, garantindo o provisão energético sem que seja necessário grandes sacrifícios ao meio ambiente.

Muito embora haja a previsão legal para o aproveitamento e exploração de recursos em águas internacionais, tal exploração ainda não se concretizou, estando em fase de pesquisas. Nesse ínterim, em 17 de julho de 2000, a Autoridade lançou, mediante a resolução ISBA/6/C/8, suas primeiras normas de caráter regulatório, cujas disposições concerniam à exploração de nódulos minerais polimetálicos⁶²⁹.

Ademais, em anos recentes, o Brasil tem liderado as pesquisas e iniciativas regionais para o estudo do Atlântico Sudoeste como componente regional do *Programme on Ocean Science in Relation to Non Living Resources* (OSNLR), um estudo global compartilhado com a *Intergovernmental Oceanographic Commission*, da UNESCO (IOC UNESCO) e com a *Division of Ocean Affairs and Law of the Sea* (UNDOALOS)⁶³⁰.

Essas pesquisas se justificam e se tornam mais palpáveis quando, aliado a esse fato, tomamos em conta o incremento dos métodos de exploração de petróleo e de outros recursos na modalidade *off-shore*⁶³¹ pelo Brasil com o advento da camada pré-sal⁶³², podendo esta chegar a cerca de 7 mil metros de profundidade, como é o caso da Bacia de

⁶²⁹ O interesse prioritário dos nódulos polimetálicos no contexto dos recursos potenciais existentes no leito do mar, reside no seu conteúdo mineralógico. [...] Com efeito, para além do dióxido de manganês, [...] os nódulos polimetálicos contêm, principalmente, cobre, cobalto, molibdênio e níquel. Além destes, e em percentagem menores, aparecem ainda, silicose, ferro, alumínio, magnésio, titânio, bário, chumbo, estrôncio, zircônio, vanádio e zinco. Perante esta verificação, e apesar da enumeração dos recursos potenciais do solo marinho compreender os hidrocarbonetos, as fontes hidrotermais ricas em minerais e outros recursos diversos eventualmente por descobrir, a composição dos nódulos parece justificar que toda economia do regime internacional implementado e da política de recursos adotada visa inicialmente os nódulos polimetálicos. SANTOS, Victor Marques. *A Humanidade e seu patrimônio*. Lisboa: ISCSP, 2001, PP. 545 e 546.

⁶³⁰ ISA. *International Seabed Authority*. Disponível em: < <http://www.isa.org.jm/es/node/479> > Acesso em: 05 de maio de 2010.

⁶³¹ Operado ou que se localiza no mar. FERNÁNDEZ, Eloi Fernández y, PEDROSA JUNIOR, Oswaldo A., PINHO, António Correia de. *Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás*. Lexikon: PUC-Rio, 2009, p. 328.

⁶³² Reservas petrolíferas, que caracterizam novas fronteiras exploratórias e que se encontram em camada de sal abaixo do leito marinho (abaixo das camadas pós-sal e sal), em lâmina d'água de grande profundidade (por exemplo, entre 1,5 mil e 3 mil metros e soterramento entre 3 mil e 4 mil metros). FERNÁNDEZ, Eloi Fernández y, PEDROSA JUNIOR, Oswaldo A., PINHO, António Correia de. *Op. Cit.*, p. 382,383.

Santos, no campo Tupi, que se estima ser uma das maiores reservas do mundo⁶³³. A possibilidade de exploração em grandes profundidades por empresas brasileiras como a Petrobras⁶³⁴ coloca-nos em nova perspectiva, uma vez que torna mais próxima, e cada vez mais real, a possibilidade de exploração em águas internacionais, onde há a maior concentração de águas ultraprofundas⁶³⁵, a partir do desenvolvimento de tecnologias desta magnitude.

Porém, a exploração de recursos naturais em águas internacionais, sobretudo a exploração de hidrocarbonetos (como o petróleo), poderá gerar efeitos danosos à biota marinha. As atividades de exploração e produção de petróleo são sabidamente potencialmente danosas, e como já supramencionado, não há a possibilidade de ausência de poluição, principalmente quando se trata desse tipo de atividade. Logo, havendo a certeza do dano ambiental, se não respeitados os limites do mínimo tolerável, constatar-se-á a ocorrência do *dano ambiental coletivo*, do dano ao próprio meio ambiente⁶³⁶ como atividade lesiva passível de reparação, assim como do *dano ambiental reflexo*, caso os efeitos nocivos do dano ambiental ocorrido cheguem às áreas de jurisdição nacional e seu litoral e atinjam às esferas individuais, de pessoas físicas ou jurídicas (como efeitos adversos à atividade econômica). E se tratando de área onde não há jurisdição de quaisquer Estados, como deverá a comunidade internacional proceder para perquirir a reparação do dano? Como os Estados poderão, então, resguardar-se constitucionalmente de que seus territórios sejam atingidos?

O art. 139, que aduz a responsabilidade dos Estados por danos ocorridos na Área, e o art. 151, que delinea as políticas de produção caso algum Estado Parte deseje explorar na Área, quer por intermédio de empresas estatais ou por pessoas físicas ou jurídicas que possuam a nacionalidade dos Estados Partes ou se encontrem sob o controle efetivo desses

⁶³³ PETROBRÁS. *Os desafios de Tupi*. Disponível em: < <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/CampoTupi.html> > Acesso em: 11 de Maio de 2010.

⁶³⁴ PETROBRÁS. *Cada vez mais fundo*. Disponível em: < <http://www2.petrobras.com.br/presal/cada-vez-mais-fundo/> > Acesso em: 11 de Maio de 2010.

⁶³⁵ Águas oceânicas situadas em áreas com lâmina d'água, em geral, acima de 1.500m. FERNÁNDEZ, Eloi Fernández y, PEDROSA JUNIOR, Oswaldo A., PINHO, António Correia de. *Op. Cit.*, p. 13.

⁶³⁶ Conforme dicção do art. 145 da Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar.

Estados ou dos seus nacionais, são reflexos claros de artigos da Carta Constitucional brasileira⁶³⁷ na ordem internacional e que só com a junção de ambos os instrumentos legislativos pode-se haver a efetiva proteção ambiental.

4 PROTEÇÃO JURISDIONAL CONSTITUCIONAL AMBIENTAL NO ÂMBITO NACIONAL

O sistema jurídico brasileiro dispõe de instrumentos processuais ambientais que o sistema constitucional brasileiro coloca à disposição tanto do poder público bem como da iniciativa privada para garantir a proteção ambiental. O primeiro instrumento de que iremos falar é o que chamamos de Ação Civil Pública.

Instrumento jurídico de grande importância é a Ação Civil Pública de responsabilidade por danos ambientais é disciplinada pela lei 7.347/85. Este foi, então, o instrumento processual criado para que houvesse a proteção dos interesses metaindividuais, dentre os quais se insere o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, insculpido no art. 225, CF. Antes, não havia instrumento que se equiparasse ao alcance que possui hoje a Ação Civil Pública, só estando disponível à defesa do meio ambiente as ações individuais e a atividade administrativa do Estado⁶³⁸.

Dessa forma, a Ação Civil Pública constitui mais um avanço da legislação brasileira, dessa vez na seara processual ambiental. Com o intuito de assegurar a todos o que está contido no art. 225, a referida ação prevê a condenação pecuniária ou o cumprimento de obrigação de fazer ou não fazer⁶³⁹, ainda que o legislador não tenha permitido, ao que tudo indica, a cumulação das condenações.

Muito embora a legitimação ativa para a proposição deste tipo de ação de forma a propiciar a tutela ambiental, conforme, inclusive, o artigo 129, III, da Constituição brasileira, seja o Ministério Público preponderantemente, há outros legitimados, conforme o art. 5º da Lei da Ação Civil Pública, como fundações e associações.

⁶³⁷ São exemplos o art. 4º, IX; o art. 170, VI; e o art. 225, *caput*.

⁶³⁸ CANOTILHO, José Joaquim Gomes; LEITE, José Rubens Morato (orgs.). *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Saraiva, 2007, pp. 316-320

⁶³⁹ BRASIL. Lei 7.347/85. Art. 3º. A ação civil poderá ter por objeto a condenação em dinheiro ou o cumprimento de obrigação de fazer ou não fazer.

Entretanto, o que mais chama atenção é a possibilidade que a referida lei concede, de que a tutela ambiental possa ser provocada a partir da participação popular. O art. 6º da Lei da Ação Civil Pública aduz que qualquer pessoa poderá e, em alguns casos deverá, provocar a atuação do Ministério Público, prestando-lhe as informações necessárias sobre os fatos que constituam objeto da Ação.

Assim, constitui a Ação Civil Pública um instrumento jurídico importante, indispensável e necessário para combater ou mitigar os efeitos de danos ambientais que porventura atinjam o território brasileiro, uma vez que visa à manutenção da ordem ambiental e sua efetiva preservação, a fim de garantir o meio ambiente ecologicamente equilibrado e penalizar as ações que contribuam para a sua degradação.

Outro meio de que o sistema constitucional brasileiro dispõe para tornar efetivo o art. 225 da Constituição Federal consiste na utilização do controle de constitucionalidade como ferramenta para a tutela ambiental.

Um exemplo disso no direito brasileiro é a utilização do recurso extraordinário como meio de fazer a proteção ambiental. Tal recurso encontra bases no art. 102, III, da Constituição da República Federativa do Brasil e é um importante instrumento à disposição para o controle de constitucionalidade repressivo. Neste, a Corte Constitucional Brasileira – o Supremo Tribunal Federal – decide acerca de uma controvérsia constitucional apresentada, contra a decisão de um outro Tribunal de instância inferior.

Logo, poder-se-á lançar mão do recurso extraordinário para extinguir a eficácia de normas infraconstitucionais que, porventura, contrariem a disposição constitucional contida no art. 225, de que a todos é garantido um meio ambiente ecologicamente equilibrado. Ou ainda, normas que de certa forma venham a dificultar a aplicação e eficácia do art. 225 podem também ser objeto de um recurso extraordinário, sendo extintas.

Outras ações constitucionais podem ser utilizadas como instrumento de proteção ambiental, como o que conhecemos por mandado de injunção. Será concedido mandado de injunção sempre que a falta de norma regulamentadora torne inviável o exercício dos

direitos e liberdades constitucionais e das prerrogativas inerentes à nacionalidade, à soberania e à cidadania⁶⁴⁰.

Pela leitura do dispositivo legal constitucional, o legislador faz-nos entender, em um primeiro momento, que a tutela concedida em sede de mandado de segurança é de ordem individual. Entretanto, a melhor doutrina aponta a possibilidade de mandado de injunção coletivo. Se observarmos detidamente a função e objetivo da presente ação constitucional, concluiremos que, caso o objeto do mandado de injunção seja um direito individual homogêneo, por exemplo, que possa a sentença beneficiar um grande grupo, poderá este ser utilizado como instrumento de tutela coletiva⁶⁴¹.

Logo, tal instituto poderá sempre ser utilizado quando, diante da inação do poder Público, for verificada a inexistência de normas regulamentadoras de questões relativas ao tema, e que torne inviável o exercício do direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado ou a ele correlato. É mais um instrumento constitucional de que pode valer-se o cidadão ou qualquer outro ente para garantir a eficácia às normas ambientais.

Outro instrumento disponível é a Ação Direta de Inconstitucionalidade por Omissão. Este instrumento é utilizado no direito brasileiro quando uma norma infraconstitucional surge para tutelar algum direito, mas que se torna eficaz posto que depende de alguma regulamentação de um dado órgão que permanece inoperante. Desta maneira, promove-se uma ação a fim de que seja declarada a inconstitucionalidade da norma não diretamente exequível a fim de garantir a eficácia das normas constitucionais.

Assim, não seria diferente com as normas constitucionais que tratem de matéria ambiental, quando dependentes de regulamentação de outros quaisquer órgãos. Estas normas são, sim, passíveis de Ações de Inconstitucionalidade por Omissão a fim de favorecer a eficácia e efetivação das normas ambientais⁶⁴².

Entretanto, como já abordamos alhures, há a necessidade de que as duas ordens jurídicas, ou seja, tanto a nacional como a internacional, entrem em consonância para que

640 BRASIL. Constituição Federal. Art. 5º, inciso LXXI.

641 DIDIER JR, Fredie. *Ações Constitucionais*. 4ª ed. Salvador: Jus Podium, 2009.

642 CANOTILHO, José Joaquim Gomes; LEITE, José Rubens Morato (orgs.). *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Saraiva, 2007, pp. 343-349

a tutela ambiental seja completa e bem sucedida, no caso da exploração de petróleo, ou de outros recursos, em águas internacionais. É o que abordaremos a seguir.

5 PROTEÇÃO AMBIENTAL INTERNACIONAL E O TRANSCONSTITUCIONALISMO

Muito embora a Constituição brasileira traga expresso em seu texto o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado para as gerações presentes e futuras e garanta a proteção ambiental (art. 225 da CF), tais disposições tornam-se inócuas e sem valor, perdidas no espaço jurídico, quando o dano ambiental ocorre fora de seu território e jurisdição, não podendo a força normativa da Constituição se sobrepor às atividades nocivas ao ambiente. Dessa maneira, como forma de garantir a proteção ambiental proposta no texto constitucional, a Constituição deve se valer dos acordos internacionais firmados pelo Estado (brasileiro, no caso em estudo) bem como das instâncias internacionais a que se submete a fim de fazer vigorar as suas disposições, como forma de extensão do texto Constitucional. Tal fato está em perfeita consonância com o art. 4^a, IX bem como com o art. 5^o, §§ 2 e 3 da Constituição Federal, onde as instâncias nacionais e internacionais colaboram entre si, com o objetivo de proteger e tornar eficaz os direitos presentes no Texto Constitucional.

Em contrapartida, com o fenômeno da desfronteirização do direito, sobretudo no que diz respeito ao direito ambiental, questões como as levantadas acima tornam-se cada vez mais difíceis de serem resolvidas. Problemas jurídicos específicos são enfrentados concomitantemente por diversas instâncias decisórias, podendo ser uma única violação de direitos julgada por cortes constitucionais, internacionais, estrangeiras ou supranacionais e não raro poderá haver choques entre as decisões que resultarem desses diferentes julgamentos. Podemos identificar hoje que foram criados vários centros de poder, que não possuem qualquer grau de hierarquia, e juntamente com esse desnível todo e essa falta de comunicação vem também a insegurança jurídica.

É nesse ponto que aduzimos à teoria do Transconstitucionalismo, desenvolvida pelo constitucionalista brasileiro Marcelo Neves, que em resumo consiste no entrelaçamento de

ordens jurídicas distintas, tanto estatais como transnacionais, internacionais e supranacionais – de todos os níveis – em torno de problemas coincidentes, mas de natureza constitucional (problemas de direitos fundamentais e limitação de poder) que são discutidos ao mesmo tempo por tribunais de ordens diversas⁶⁴³.

Onde queremos chegar? Marcelo Neves afirma que o melhor modelo a ser adotado a fim de que problemas jurídico-constitucionais de direitos fundamentais – como a proteção ao meio ambiente – possam ser solucionados de maneira satisfatória seria o modelo de entrelaçamento transversal entre ordens jurídicas, um “modelo de articulação”, de maneira que todas as ordens jurídicas envolvidas no processo sejam capazes de se renovarem permanentemente mediante o aprendizado com as experiências de ordens jurídicas interessadas na solução dos mesmos problemas jurídico-constitucionais⁶⁴⁴.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Concluimos, portanto, que é possível institucionalmente ao Estado proteger o direito ao meio ambiente a partir de sua carta constitucional utilizando-se dos acordos internacionais de forma suplementar às suas disposições internas, dada a impossibilidade de fronteirização ambiental, sem comprometer o provisionamento energético no que diz respeito à exploração de recursos na Área Internacional. Dessa forma, os tratados internacionais correlatos à temática ambiental seriam formas de extensão do texto constitucional, sobretudo por se tratar o direito ao meio ambiente de um direito fundamental aos homens.

Ainda, valendo-se do paradigma do Transconstitucionalismo, teoria desenvolvida pelo Prof. Marcelo Neves, rematamos e reiteramos a necessidade de articulação entre as diversas instâncias internacionais e centros de poder. Tal fato fará que sejam reduzidas e postas a termo todas as incongruências do sistema, com o objetivo de não haver choques entre as decisões dadas pelas instâncias envolvidas e uniformizando a proteção ambiental.

⁶⁴³ Para maiores informações, Cf. NEVES, Marcelo. Transconstitucionalismo. São Paulo: Martins Fontes, 2009, pp. 115-234.

⁶⁴⁴ NEVES, Marcelo. Transconstitucionalismo. São Paulo: Martins Fontes, 2009, p. 264.

Por fim, válido lembrar que a Convenção de Montego Bay, por exemplo, traça parâmetros gerais acerca da exploração de recursos em águas internacionais, mas ainda assim bastante generalizados, além de que os órgãos de solução de controvérsias criados – Câmara de Controvérsias dos Fundos Marinhos do Tribunal Internacional do Direito do Mar – possuem caráter eminentemente econômico, não se destinando a solucionar especificamente casos de responsabilidade por dano ambiental. Destarte, em conclusão adicional, entendemos ser necessário tratados internacionais mais sólidos e instituições mais modernas a fim de que sejam atendidas as necessidades do mundo contemporâneo.

REFERÊNCIAS

BRASIL. *Constituição da República Federativa do Brasil*, 1988

BRASIL. Lei 7.347/85

BENJAMIM, Antonio Herman V. Os princípios do estudo de impacto ambiental como limites da discricionariedade administrativa. *Revista Forense*, v. 13, p. 34, 1992.

CANOTILHO, José Joaquim Gomes; LEITE, José Rubens Morato (orgs.). *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Saraiva, 2007.

DIDIER JR, Fredie. *Ações Constitucionais*. 4ª ed. Salvador: Jus Podium, 2009.

DIMOULIS, Dimitri. MARTINS, Leonardo. *Teoria Geral dos Direitos Fundamentais*. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2007.

FERNÁNDEZ, Eloi Fernández y, PEDROSA JUNIOR, Oswaldo A., PINHO, António Correia de. *Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás*. Lexikon: PUC-Rio, 2009.

FERREIRA, Gustavo Assed. Desenvolvimento sustentável. In: *Análise da ordem jurídica brasileira sob a ótica do desenvolvimento*. São Paulo: Singular, 2005.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. *Conferência de Estocolmo sobre o Meio Ambiente Humano*, de 1972.

_____. *Conferência das Nações Unidas sobre Direito do Mar*, de 1982.

ISA. *International Seabed Authority*. Disponível em: < <http://www.isa.org.jm/es/node/479>> Acesso em: 05 de maio de 2010.

NEVES, Marcelo. *Transconstitucionalismo*. São Paulo: Martins Fontes, 2009.

PETROBRÁS. *Os desafios de Tupi*. Disponível em: < <http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/CampoTupi.html> > Acesso em: 11 de Maio de 2010.

PETROBRÁS. *Cada vez mais fundo*. Disponível em: < <http://www2.petrobras.com.br/presal/cada-vez-mais-fundo/>> Acesso em: 11 de Maio de 2010.

RIBEIRO, Manuel de Almeida. *A Zona Econômica Exclusiva*. Lisboa: ISCSP, 1992, p. 96.

SANTOS, Victor Marques. *A Humanidade e seu patrimônio*. Lisboa: ISCSP, 2001, PP. 545 e 546.

WEISS, Edith Brown. Intergenerational equity: a legal framework for global environmental change. In: WEISS, Edith Brown. *Environmental change and international law: new challenges and dimensions*. Estados Unidos: United Nations University Press, 1992. Disponível em: < <http://www.unu.edu/unupress/unupbooks/uu25ee/uu25ee0y.htm#12>. intergenerational equity: a legal framework for global environmental change > Acesso em: 3 de maio de 2010.

SESIÓN 21

WHAT DROVE DOWN NATURAL GAS PRODUCTION IN ARGENTINA?⁶⁴⁵

Diego Barril
(UTDT)

Fernando Navajas
(FIEL; UNLP; UBA)

February 18, 2011

Abstract

We address the causes behind the drop in natural gas production in Argentina since 2004, starting from a basic supply model that depends on economic incentives, and adding control variables related to different potential explanations such as firm specific (or area specific) behavior and the absence of contractual renegotiation of concessions extensions. Results from a panel of the change in natural gas production in all areas between 2004 and 2009 show that once a basic supply-past production (or reserve) relationship is modeled, other often mentioned effects become non-significant. Chiefly among them are firm specific effects and the role of renegotiations of concessions extensions. We find preliminary evidence that post 2007 renegotiations –which are associated with better price prospects- may have had an impact in correcting production decline in one leader firm. Other significant effects come from a negative impact of a change in the seasonality of production that in turn can be related to demand rationing and to price controls. Overall, the evidence suggests that the observed downcycle conforms to the prediction of a simple model of depressed economic incentives acting upon mature conventional natural gas fields and hindering investment in reserve additions or new technologies.

JEL classification: Q3; Q4

Keywords: Natural gas; Production; Exhaustible resources; Argentina.

What drove down natural gas production in Argentina?

Diego Barril⁶⁴⁶ and Fernando Navajas⁶⁴⁷

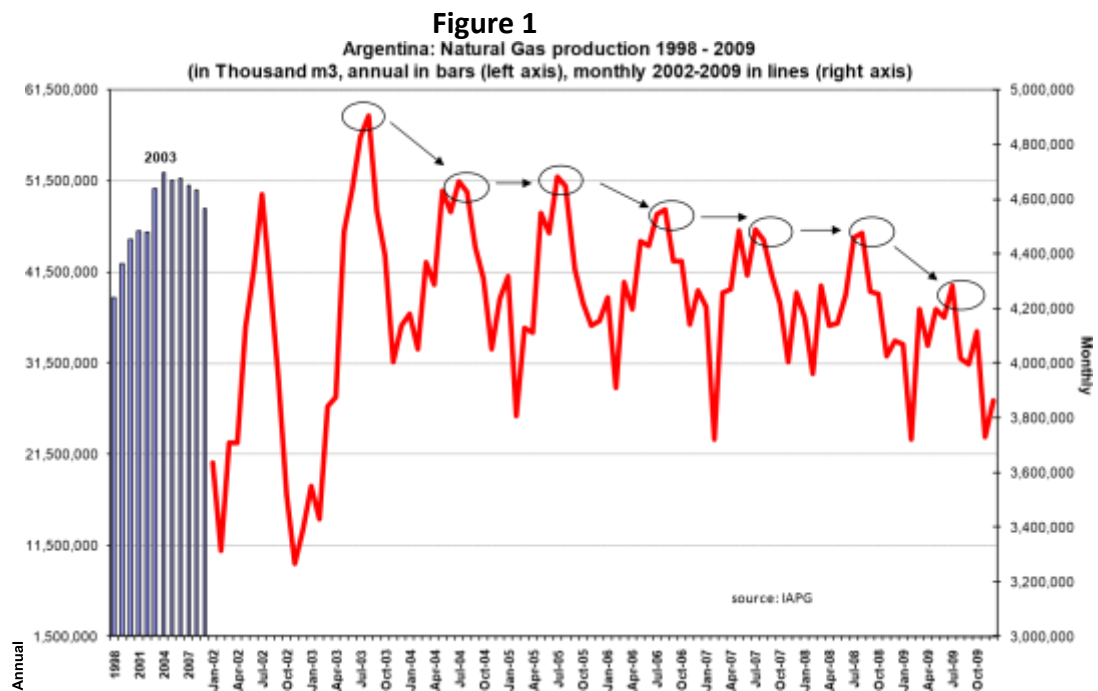
1. Introduction

⁶⁴⁵ Paper to be presented at the Third Latin American Meeting of the International Energy Economics Association, Buenos Aires, April 18-19, 2011. We are grateful to Martin Kaindl for allowing us to have access to a large data set used for this research and to Nidia Rios for helping us to sort out the „classification genealogy“ of areas in the initial years of the sample. The usual disclaimer applies and we are alone responsible for the contents and conclusions of this paper.

⁶⁴⁶ Master Program in Public Policies, Torcuato Di Tella University, Argentina. E-mail: dbarril@gmail.com

⁶⁴⁷ Department of Economics, University of La Plata and University of Buenos Aires and FIEL, Argentina. E-mail: navajas@fiel.org.ar

Natural gas production in Argentina has experienced a seemingly bubble dynamics in the last 20 years, with a pronounced rise and fall separated by a peak in 2003. Figure 1 represents the dynamic of the aggregate natural gas production since 1998 with monthly dynamics from 2002 to 2009. Different hypothesis have been attempted to explain this phenomenon depending on the role attributed to firm behavior on the one hand and the regulatory environment on the other. To some observers, the culprit of the fall in production since 2004 is explained by the lack of investment efforts by large firms and in particular YPF. The alternative view allocates a central responsibility to the contractual disruption in natural gas markets created by an interventionist paradigm adopted since 2002. Variants of these explanations put different weights to investment efforts, lack of contractual renegotiation to extend concessions, a too permissive exports program in the late 90s, the under-performance of the major area (Loma de la Lata), departure from border prices embedded in imports from Bolivia and the like. However, these effects have not been tested and the scant empirical support for these claims relies on casual observation, descriptive statistics or partial relationships that do not control for other effects.



The aim of this paper is to contribute to the identification of the factors behind the post 2003 drop. The importance of clarifying the relative role of the above competing hypotheses is not a minor one. From a positive perspective it helps to better understand factors behind natural gas production dynamics in Argentina and the future path of conventional natural gas production. At a normative level, it may clarify some aspects of the current energy policy debate, provide some evidence that may be useful for the resolution of disputes in litigation processes around

contractual breaks and finally it may help at assessing the urgency behind the move towards non conventional gas development at higher prices.⁶⁴⁸

The structure of the paper is the following. In section 2 we sketch a simple supply model of a non renewable natural resource that allow us to derive an optimal supply from a producer that is constrained by regulated prices and is facing a depletion process (as reserves fall) that raises production costs (i.e. decreases productivity). This simple model gives us some guide to specify our empirical research on a large data base constructed for this paper and used for the first time in an econometric assessment of natural gas production performance in Argentina. In section 3 we account for the characteristics of our data set -a panel of the change in annual production of 139 areas between 2004 and 2009-, the specification of our econometric equation and the definition and sources of the main variables. Natural gas supply depends on past accumulated production (or alternatively on remaining reserves) that represents resource depletion and on a set of controls to capture basin and area heterogeneity, firm effects, investment efforts, extension of concession contracts, link to an export project and changes in the seasonality of demand as a reaction to winter rationing of industrial customers and electricity generators. Section 4 presents the results of our econometric testing and discusses the main results. Finally, concluding remarks and suggested extensions are included in section 5.

2. Supply behavior

Alternative strategies to model the behavior of natural gas production depend on the use of an optimization framework to derive supply in a manner related to the basic theory of exhaustible resources⁶⁴⁹ and the explicit modeling of the exploration (drilling and discovery) process that precedes extraction or production either from geological models or from empirical econometric relationships.⁶⁵⁰ In this section we sketch a simple model that is based on an explicit optimization and is simplified to capture the essentials of the factors we perceive as crucial in the particular period of the argentine natural gas market that we are studying. Our setting is an oversimplification that lacks a detailed description of the exploration process and in particular the channel between exploration development and production. This should not be a nuisance given that we are data constrained to study these channels, have much less comparative advantage to understand past and current geological processes and are interested in the final outcome represented by the dynamics of production. Our setting is also very simple compared to more elaborated dynamic optimization models that allow interactions with price expectations formation and market structure and behavior. This is also a necessary simplification due to prevailing direct

⁶⁴⁸ See Navajas (2010) for an account of performance and policy options in the Argentine energy sector.

⁶⁴⁹ See for instance Heal and Dasgupta (1979); Krautkraemer (1998); Krautkraemer and Toman (2003) and Medlock (2009)

⁶⁵⁰ See Wells (1992) for thorough critical survey of these strategies.

market interventionism, which implies fix pricing, absence of demand side interactions and diffuse expected parameters.⁶⁵¹

We assume three periods, where the current period of interventionism (“1”) is preceded by a previous or past period (“0”, of more normal market behavior) and a future period (“2”) that depends on expected prices. Past period values are exogenous factors that are taken as given in the optimization which considers only effects in the present and in the future. Natural gas resources are (up to exploration efforts driven by investment IE_1 , that have an impact in the next period) fixed and given by Y . Aggregate production across the three periods will necessarily add up to the resource size, i.e., $Y=y_0+y_1+y_2$. Prices of natural gas at the wellhead are represented by the vector (p_0, p_1, p_2^e) , which are assumed as fixed parameters with no interactions with domestic output equilibrium, as market clearing is provided from abroad through lower exports or higher imports, or simply by resorting to demand rationing.⁶⁵² Prices are assumed the same across areas of production, which fits into actual conditions. Cost functions associated with production of natural gas depend on current and past (accumulated) production: $C_0=C_0(y_0)$; $C_1=C_1(y_1, y_0)$; $C_2=C_2(y_2, y_0+y_1)$. The effect of accumulated past production is negative (up to management of the reservoir that depends on investment IM) as it reflects lower productivity from exhaustion of the reservoir (an effect that cannot be reverted but only diminished by IM). Both investment spending enters into total costs as $G_E(IE)$ and $G_M(IM)$.

Given this setting, a firm (under competition) in charge of a production area in the current period of (unexpected) intervention (with $p_1 < p_0$) will recalculate its optimal path of production and investment by maximizing the present value of profits as stated in (1)

$$\{y_1, IE_1, IM_1\} \operatorname{argmax} \beta [p_1 \cdot y_1 - C_1(y_1, y_0, IM_1)] + \beta [p_2^e \cdot y_2 - C_2(y_2, y_0 + y_1, IE_1, IM_1)] - G_E(IE_1) - G_M(IM_1) \quad (1) \text{ subject to } Y \geq y_0 \geq y_1 \geq y_2 \quad (2)$$

where β is the discount rate applied to period 2 profits. We are assuming that costs depend on past exploration investment (through its effect on production and therefore on –nonlinear- costs) and on area management investment.⁶⁵³ We are further assuming that the firm will not make any

⁶⁵¹ Since 2002 prices have been controlled and kept very low in real terms and in relation to import values (see for example Cont et al. (2009)). Demand has been growing fast and above domestic supply and has been covered by imports or rationing of some (industrial) customers in cold winters. Price expectations have remained dominated by the interventionist market regime (which has also intervened on contracts between private parties to redirect quantities to serve regulated segments) and expectations on precise price changes in such a regime have been difficult to form. Even recent announcements in December 2010 concerning new pricing rules for unconventional gas discoveries are blurred by pervasive potential temporal inconsistencies in the regulation of energy markets.

⁶⁵² This conforms to the observed pattern in Argentina where cuts of exports to Chile and imports from Bolivia and an LNG facility have contributed to market clearing or rationing has been used as a last resort in the winter season. See Cont and Navajas (2004), Navajas (2006) and FIEL (2007, 2008 and 2009) for accounts of the natural gas demand supply imbalance during the sample period.

⁶⁵³ Thus, in period 1 Y is only affected by exploration investment effort in period 0 (IE_0), while investment effort in period 1 only affects the size of the resource in period 2.

management investment in period 2. The firm of course chooses only y_1 as this also determines y_2 through the resource constraint (2).

Dealing with problem (1) for the case of quadratic costs of production and investment turns out

in a simple representation of the supply function. We assume that $C_1 = 0.5 \cdot c \cdot y_1^2 + 0.5 \cdot c(IM) \cdot y_0^2$;

$C_2 = 0.5 \cdot c \cdot y_2^2 + 0.5 \cdot c(IM) \cdot (y_0 + y_1)^2$; $G_E(IE) = 0.5 \cdot \rho_E \cdot IE^2$; $G_M(IM) = 0.5 \cdot \rho_M \cdot IM^2$. We assume that

marginal cost are increasing in current and past production with different parameters (c and c ,

which depend on management investment, with $c < 0$, i.e. more management investment reduces costs of production by diminishing the negative effect of cumulative production). Investment marginal costs are also increasing in investment effort with different parameters (ρ_E and ρ_M). In this setting, supply in the current period can be written as

$$y_1^* = \frac{p_1 - p_0}{c} - \frac{p_2 e}{c} - \frac{c(IM_1^*)}{c} y_0 \quad (3)$$

$$\text{where } \frac{p_1 - p_0}{c} = \frac{p_1 - p_0}{c} - \frac{p_2 e}{c} - \frac{c(IM_1^*)}{c} y_0 \quad (4)$$

$$\frac{p_1 - p_0}{c} = \frac{p_1 - p_0}{c} - \frac{p_2 e}{c} - \frac{c(IM_1^*)}{c} y_0 \quad (5)$$

$$R_1(IE_0) = Y(IE_0) - y_0 \quad (6)$$

Expression (3) establishes a linear relationship between production and reserves R (see for instance Medlock (2009)) and is a well known consequence of assuming quadratic costs (see for

instance Pickering (2008)).

Given cost parameters and the discount rate (c, c, β), the supply of natural gas in the current period will depend (positively) on current and (negatively) on discounted future prices as well as (negatively) on past cumulative production and (positively) on remaining reserves. Expressions (4) to (6) also show the channels where investment efforts IE and IM affect current and future production. In expression (6) we notice that remaining reserves in (at the beginning of) the current period depend on investment efforts in exploration in the past period. The complaint about lack of

investment effort in the past as a driver of falling production is captured by this effect.⁶⁵⁴

Meanwhile, expressions (4) and (5) show that area management investment in the current period will diminish the negative effect of cumulative past production on current production.

Alternatively, given that $R_1=Y-y_0$ we can write (3) as (7) denoting a negative relationship between current production and aggregate past production. This formulation is slightly different to (3) since y_0 does not directly depends on past investment effort (IE_0) as in the case of remaining reserves in period 1, R_1 .

$$y_1^* = \beta_0 + \beta_1 y_0 \quad (7)$$

$$\text{where } \beta_0 = \rho^1 \beta_2 e^{-\beta_2 c} Y(IE_0) \quad (8)$$

$$\beta_1 = \frac{c \cdot (1 - \beta_2) \beta_2 c (IM_1^*)}{\beta_2 \cdot (c \beta_2 c (IM_1^*))} \quad (9)$$

$$c \cdot (1 - \beta_2) \beta_2 c (IM_1^*)$$

The other first order conditions in the maximization problem written in (1) and (2) relate with the choice of investments in exploration IE_1 and area management IM_1 in the current period. The former will have an impact in the future period while the latter will impact in the current one. Interior solutions from these first order conditions are given by

$$IE_1^* = \frac{\beta_2 \cdot [\rho_2 e^{-\beta_2 c} \cdot (Y(IE_0, IE_1^*) - y_1^* - y_0)] \cdot R_1}{\beta_2} \quad (10)$$

$$IM_1^* = \frac{\beta_2 \cdot c \cdot [y_0 \beta_2 \cdot (y_0 - y_1^*)]}{\beta_2} \quad (11)$$

Investment in exploration IE is a forward looking activity that depends on the ratio between the expected discounted cash flow $\beta \cdot (\rho_2 e^{-\beta c} \cdot y_2)$ and the cost of capital ρ_E . An extension of the concession can be seen as affecting this decision. Seen as an equivalent of an increase in the

⁶⁵⁴ From expression (6) it is shown that remaining reserves comes from an identity that suggest that they depend on past investment efforts (affecting the total resource size Y) and on past production y_0 .

discount factor β , an extension of the concession implies a higher investment in exploration (an in area management investment I_M , see(11)), and a higher future production. On the other hand, the effect on current production is indeterminate as a higher β reduces current production (according to (3)) but it also increases investment management which in turn reduces the drop in production caused by cumulative past production.

In the next section we take the relationship between production and cumulative past production (or reserves) represented in (7) (or (3)) as the logical starting point in our empirical search for the determinants of natural gas production in Argentina, from which we explore the relevance of several control variables (basin effects, firm effects, concession" extension, seasonal effects, etc) related to the hypothesis or effects that have been mentioned in the introduction. On the other hand, we acknowledge that the basic equilibrium theory outlined in the previous model tell us nothing about the likely dynamics (where (7) or (3) are static or equilibrium relationship), about the alternative specifications or functional forms (where the linear form of (3) is a rather restrictive one arising from also restrictive assumptions) and about alternative effects of other control variables (that nevertheless may be related to some of the variables of the basic model). So empirical modeling should also consider these shortcomings.

3. Empirical Modeling

Our empirical analysis is based on a data on annual production of NG at the area level, after an effort to build our data set from detailed raw data provided by the Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG). This basic data was further evaluated and made consistent to allow a correct identification of the areas across years.⁶⁵⁵ The original data comes from a panel of annual production by area from 1993 to 2009, with 2880 observations distributed in 282 areas. Given that our objective in this paper was to study the drop since 2004, we use eight consecutive years of production from 2003 to 2009, which in annual rates of change reduces the observations to 640, representing 139 areas.⁶⁵⁶ The data identifies the firm that operates the area (there is only one operator per area) and the basin in which is located.

We also gathered, from the same source, data on proven reserves and were able to construct annual aggregate past production for all areas. While data on annual aggregate past production is

⁶⁵⁵ We had to perform a detailed analysis of the original data set provided by IAPG in order to make consistent the names of the areas across time, as denominations changed in many cases in the early 1990"s due to new concessions and the privatization of YPF process.

⁶⁵⁶ Besides the work on the homogenization of data, and despite the fact that the sample selected is the right one to represent the "period of interventionism" defined in the analysis of section 2, there were several data limitations at this stage to the testing of a broad model for the large sample 1993-2009. For instance, key variables such as proven reserves or exploration efforts (new wells) are available after 1994, and the later variable comes in a different regional aggregation before 1997. This fact and the extension of the lag we use (3 to 6 years) to capture the effects of exploration efforts, reduces the sample employed.

very reliable, we found several changes and instability with the data on proven reserves⁶⁵⁷. We thus decided to use in our empirical model aggregate past production (as in (7)) rather than reserves (as in (3)). However, as in our testing we express both variables as a ratio in relation to total resources by area (Y in the notation used in the previous section), both definitions become related. We nevertheless explore the sensitivity of results to using reserves instead of cumulative past production. We have further identified within our panel if the area has renegotiated the extension of the concession and if it has been associated with an export contract.⁶⁵⁸ We also gather data on exploration (number of wells drilled per year) for each basin as from 1997 which we include to proxy exploration investment effort. Finally we constructed an indicator of the change in production seasonality (towards the summer) from the log of a ratio between the average monthly production during the summer and the maximum monthly production for the same year⁶⁵⁹. Table 1 summarizes the definition of variables.

The specification we adopt to study the drop in natural gas production between 2004 and 2009 is summarized in equation (12). As the explanatory variable, we take the logarithm of the ratio between production in t and production in t-1 in the area i, approximating the annual rate of change. The independent variables are the log of the ratio between accumulated past production and total resource endowment and a set of controls defined below:

$$\log\left(\frac{y_{i,t}^t}{y_{i,t-1}}\right) = \beta_0 + \beta_1 \log\left(\frac{y_{0,t}}{Y_{i,t}}\right) + \beta_2 IE_{it} + \beta_3 B_i + \beta_4 SF_i + \beta_5 LLL_i + \beta_6 LF_i + \beta_7 ER_i + \beta_8 EX_i + \beta_9 SEAS_{it} + u_{it} \quad (12) \text{ where } y_{it}, y_{i,t-1} :$$

area i production in year t. $y_{0,t}$: cumulative past production in area i in year t.

⁶⁵⁷ Proven reserves data are estimates that may oscillate depending on considerations by firms on economically recoverable resources from a given reservoir and are therefore depend on the economic environment and the influence of regulatory policies. Cumulative past production is instead a much objective and measurable variable.

⁶⁵⁸ We made a careful estimation of renegotiations and export contracts by area using information from official resolutions (INFOLEG), newspapers and sources from the sector. We considered only resolutions that refer to (or identify) production areas, and leave uncovered those that refer to basins (given the impossibility to allocate it to specific areas within the basin). Thus there may be a potential (but small) omission error from our estimation.

⁶⁵⁹ As mentioned before, the change in seasonality meant a shift of demand towards the summer, as many potentially (and effectively) rationed users in the manufacturing sector moved demand to the months where first-served users (residential and commercial) were not active or had low demand. The same effect was observed for thermal electricity generators, as (cheaper, or price controlled) natural gas was available in the summer to avoid use of more expensive liquid fuels. For some observers, this change in the seasonal pattern of the demand for natural gas had both a cause and a consequence. The cause was the price repressed regime that led to a strong excess demand scenario particularly visible in cold winters. The consequence was that summer production tasks in the fields or areas –directed at preparing the areas for the winters– suffered from this shift in demand. In other words, the shift in demand could be seen as a shock that negatively affects productivity (for a given investment effort in production maintenance *IM* in the notation of the model of section 2). Some observers doubted on the empirical merit of this last explanation (while accepting that there was a shift in demand, possibly related to rationing in the winter). Our estimates below tend to confirm that the shift in demand had a negative effect on production performance.

$Y_{it}=y_{0,it}+R_{it}$: resource size in area i in year t.

R_{it} : remaining proven reserves in area i in year t

IE_{it} : exploration investment effort in area i in year t.

B_i : dummies for the basin in which the area is located (Austral, San Jorge, NOA).

SF_i : vector of specific leader producers (YPF, TOTAL, PAE).

LLL_i : dummy for Loma de la Lata area.

LF_i : dummy if the area is operated by a large (top 9) firm.

ER_i : dummy if “i” has renegotiated the extension of the concession (before or as from 2007).

EX_i : dummy if “i” has participated in export contracts.

$SEAS_{it}$: Seasonal (summer) effect of area i in year t.

Table 1

Definition and source of variables		
Variable	Definition	Source
<i>Production of natural gas</i>	Quantities in thousand of m3.	IAPG
<i>Cumulative production</i>	Production between 1991 and t-1.	IAPG
<i>Resource size</i>	Sum between cumulative production and remaining proven reserves.	IAPG
<i>Exploration</i>	Number of exploration finished gas wells between t-6 and t-3.	IAPG
<i>Summer average production</i>	Average monthly production during the summer (January, February and March).	IAPG
<i>Maximun production</i>	Maximun monthly production in the year.	IAPG
<i>Austral</i>	Binary variable, =1 when the area is located in Austral basin.	IAPG
<i>San Jorge</i>	Binary variable, =1 when the area is located in San Jorge basin.	IAPG
<i>Noroeste</i>	Binary variable, =1 when the area is located in Noroeste basin.	IAPG
<i>YPF</i>	Binary variable, =1 when the area is operated by YPF (LLL excluded).	IAPG
<i>Total Austral</i>	Binary variable, =1 when the area is operated by Total Austral.	IAPG

<i>PAE</i>	Binary variable, =1 when the area is operated by Pan American Energy.	IAPG
<i>Loma La Lata (LLL)</i>	Binary variable, =1 when the area is Loma La Lata.	IAPG
<i>Top 9 firms</i>	Binary variable, =1 when the area is operated by a large (top 9, YPF excluded) firm.	IAPG
<i>Extension before 2007</i>	Binary variable, =1 when the extension of the area has been renegotiated before 2007.	Own Estimates; INFOLEG
<i>Extension from 2007 (post 2007)</i>	Binary variable, =1 when the extension of the area has been renegotiated between 2007 and 2009.	Own Estimates
<i>Exports contracts</i>	Binary variable, =1 when the area has participated in exports contracts.	Own Estimates; INFOLEG

We estimate (12) as a pooling model for 640 observations covering changes in production for 139 areas between 2004 and 2009. Table 2 shows some descriptive statistics of the main variables. The first panel shows statistics of basic data in 2004 and 2009 of daily annual production (in thousand cubic meters), cumulative past production, seasonal (summer) ratio and number of wells explored. There was a clear drop in production between these years, while cumulative production as a percentage of total resources went up. The seasonal effect shows a shift to summer production which is demand-driven as industrial production became rationed in the winter. Finally numbers of new wells drilled (so called finished) for exploration shows an already very low activity in 2004 (with substantially less than 1 new well per area per year) which was even lower in 2009. The dummy variables column shows the percentage of total observations covered by the dummy and inform on certain characteristics of the variables.

Table 2
Descriptive Statistics

<i>Variables</i>							
	Daily Annual	Cumulative	Seasonal	Exploration (bet. t-			
		Production (in	Production	share $\frac{t-6}{t-3}$	Th.		
		M3) in total resource	(summer)	Ratio			
2004			Obs	92	92	92	92
			Mean	1549	0.53	0.82	0.29
			Median	204	0.56	0.87	0.00
		St. Dev.	4246	0.25	0.17	0.83	
		Max.	35564	0.97	1.00	5.00	
				Min.	0.56	0.00	0.19
2009			Obs	125	125	125	125
			Mean	1056	0.60	0.84	0.22
			Median	88	0.65	0.89	0.00

St. Dev.	2808	0.26	0.17	0.85
Max.	20847	1.00	1.00	6.00
		Min.	0.06	0.02
			0.09	0.00
<i>Dummy variables share in sample (%)</i>				
Austral	15.3%			
San Jorge	23.8%			
Noroeste	6.7%			
YPF	18.8%			
Total Austral	2.8%			
PAE	7.2%			
Loma La Lata	0.9%			
Top 9 firms	45.0%			
Extension before 2007	1.9%			
Extension after 2007	4.8%			
Exportation	12.2%			

1/ Monthly average summer production (Jan, Feb,Mar)_t / Monthly maximum production_t

4. Discussion of results

Results of testing equation (12) are reported in Table 3 in columns (1) to (5). The sensitivity of results to using remaining reserves as an independent variables is shown in columns (6) to (9). Variables coefficients and p-values are shown in rows while the columns show different simplifications on the initial equation. Column (1) shows the unrestricted version of equation (12). Column (2) and (3) are simplifications of the initial model that eliminates non-significant variables. Column (4) tests for interactions between basin, firm-specific and renegotiation extension dummies and the slope of the effect of cumulative past production; and column (5) is a final simplification. Meanwhile, columns (6) to (9) repeat the same procedure in the case we use remaining reserves instead of cumulative past production as an explanatory variable.

The first results in column (1) of Table 1 show the relevance of the main explanatory variable reflecting the cumulative past production effect. The constant, which we interpret as capturing a combination of the depressed-price regime effect and past investment effort, is also significant at 1%. Other less significant effects are firm-specific effects (capturing a larger drop than that explained by the model in the case of the firm PAE) and the seasonal summer effect, i.e. a shift in demand due to abnormal industrial demand rationing during the winter, which is also a byproduct of the depressed-price regime. All these effects (except for PAE which has a very interesting interplay with the renegotiation effect) survive to across the regressions reported in Table 3.

A very important result reported in Table 3 is that once the above mentioned effects (which can be derived from simple first principles of supply behavior) are modeled, other often mentioned reasons for the decline in natural gas production become non-significant. Chiefly among them are “past investment effort”, “Loma de la Lata effect” and the “YPF effect”, which have been made

responsible in many allegations steaming from casual observation to more elaborated descriptive statistics. What the results tell us is that, while very important, the “collapse” in the Loma de la Lata area can be explained by past production dynamics and price effects. Of course these effects have to do with “insufficient investment” to sustain production along the observed sample (or even before). This is what the analysis of section 2 suggests. However, the empirical finding is that these effects are not dissimilar for Loma de la Lata or YPF with respect to other areas or firms. In other words, the firm or area has not been describing an “abnormal” production path.

Another often mentioned –particularly in the energy business community- effect for natural gas production drop in Argentina is the (absence of) renegotiation of concessions extensions, which do not allow mobilization of resources as the end period approaches.⁶⁶⁰ In the simple model of section 2 extensions enlarge the horizon of decisions and (for given a discount rate) may increase the marginal benefit of investment and production in the future. But this inter-temporal allocation of production effort makes the effect on current production ambiguous. In our results in Table 3, the renegotiation dummies effect on the rate of change of natural gas production are non-significant, both for extensions granted before or after 2007. The reason for the separation between both periods is that after 2008, renegotiation may interact with new incentive schemes for “new” natural gas production –the so called Gas-Plus scheme-that come with higher prices, closer to scarcity or border (imports) prices. In other words, while pre-2007 renegotiations can be regarded as extensions-without-price-signals (or rather with bad price signals) in the sense that they were mere extensions of contracts in an otherwise repressed price regime, the post 2007 renegotiations are a bit different, since they co-existed with recently established incentive schemes that recognize that “new” gas could receive a higher price.

Results reported in column (1) of Table 3 show that both renegotiation dummies are nonsignificant. Nevertheless, the post 2007 renegotiation dummy has a significant interaction with the cumulative past production effect, which is reported in column (4) of Table 3. It informs that for those areas that renegotiated the extension of contracts after 2007, the negative effect of past cumulative production on current production diminishes (i.e. becomes less negative) implying that renegotiations after 2007 have had an impact, even if this result will have to be confirmed with a larger sample that include more years. Another relatively significant effect that arises in column (4) results is a San Jorge basin effect, again reducing the rate of drop of production. Further, the inclusion of both (renegotiation after 2007 and San Jorge) dummies turn into nonsignificant the PAE effect, which is unsurprising given that this firm operates mainly in San Jorge and has renegotiated its extension after 2007. Thus, our results suggest that PAE was underperforming until it renegotiated its concession in 2007, to become more dynamic after that year.⁶⁶¹

⁶⁶⁰ Most of the concessions of areas in Argentina were granted by the federal government, dated from the deregulation and privatization of the early 90s and its time horizon was not approaching a last period. Even so they were judged as prone to be extended by the new concession authorities (Provinces) that emerged from the implementation of a constitutional reform in the mid 90s. Thus, as Table 2 indicates, a few areas (including the largest one Loma de la Lata) extended its concession period before 2007 and some more did so since 2007.

⁶⁶¹ The reason for concentrating our attention in PAE was driven by our interest to examine the robustness of the significant negative effect on production initially observed for that firm (see variable 6.c in Table 3). We have found that this effect disappears when the interaction of PAE with the renegotiation variable is considered (see variable13 in Table 3).

Table 3
Regression Results

Dependent variable: ln(prod _t) - ln(prod _{t-1})	Pooled OLS with White SD								
	Equation (12)					With Remain Reserves			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1. Constant	-0.218 (0.001)**	-0.245 (0.000)**	-0.215 (0.000) **	-0.201 (0.000)**	-0.19 (0.000) **	0.081 -0.149	0.044 (0.384)	0.057 (0.208)	0.084 (0.050)*
2. Cumulative past production¹	-0.209 (0.000)**	-0.209 (0.000)**	-0.205 (0.000) **	-0.261 (0.000)**	-0.262 (0.000) **				
3. Remain Reserves²						0.127 (0.000)**	0.126 (0.000)**	0.118 (0.000) **	0.1 (0.001)**
4. Exploration Investment	0.005					-0.008			
5. Basin	(0.728)					(0.567)			
a. Austral	-0.011 (0.853)					-0.026 (0.682)			
b. San Jorge	-0.037 (0.443)					-0.055 (0.249)			
c. NOA	-0.14 (0.306)					-0.149 (0.271)			
6. Leader Firm									
a. YPF ³	0.06 (0.308)	0.077 (0.191)				0.044 (0.436)	0.065 (0.259)		

b.	-0.042	-0.023			-0.077	-0.054		
Total Austral	(0.798)	(0.580)			(0.671)	(0.267)		
c. PAE	-0.153	-0.163	-0.159	-0.023	-0.052	-0.087		
	(0.055)+	(0.038)*	(0.762)		(0.394)	(0.149)		
		(0.037)						
		*						
7. Loma La Lata Area	-0.05	0.03			-0.072	-0.033		
	(0.772)	(0.508)			(0.664)	(0.434)		
8. Top 9 firms⁴	0.09	0.104	0.076	0.025	0.077	0.089	0.051	
9. Renegotiated extensión of concession	(0.156)	(0.034)*	(0.543)		(0.229)	(0.075)+		
		(0.035)				(0.149)		
		*						
a. Pre 2007	0.047				0.001			
	(0.657)				(0.995)			
b. Post 2007	0.051				0.012			
	(0.441)				(0.850)			
10. Export Contracts	0.004				0.009			
	(0.980)				(0.961)			
11. Seasonal (summer) change⁵	-0.218	-0.222	-0.222	-0.222	-0.221	-0.261	-0.264	-0.263
								-0.248
12. Multiplicative dummies with CPP or RR (2)	(0.071)+	(0.066)+	(0.046)*		(0.033)*	(0.031)*	(0.040)*	
		(0.062)	(0.047)			(0.029)		
		+	*			*		
a. LLL			-0.022	0.023				0.165
			(0.871)	(0.832)				(0.073)+
b. YPF ³			0.134	0.14				-0.011
			(0.106)					(0.697)
			(0.081)					
			+					

c.	0.067	0.053							0.043
Total Austral									
	(0.375)	(0.493)							(0.335)
d. PAE	0.082	0.082							-0.003
	(0.278)	(0.148)							(0.937)
e.	-0.075	-0.076							0.052
Austral Basin									
	(0.559)	(0.549)							(0.083)+
f. San	0.131	0.137							0.02
Jorge Basin									
	(0.067)+								(0.608)
	(0.045)								
	*								
g.	0.035	0.039							0.159
NOA Basin									
h.	(0.673)	(0.637)							(0.073)+
Renegotiated									
Extensions									
i.	0.118	0.095							-0.088
Pre 2007									
	(0.210)	(0.285)							(0.319)
ii.	0.155	0.147							-0.062
Post 2007									
	(0.060)+								(0.122)
	(0.076)								
	+								
13.	0.393	0.382							0.015
Renegotiated									
Extension									
After 2007									
*PAE									
	(0.001)**								(0.893)
	(0.000)								
	**								
Observations	640	640	640	640	640	640	640	640	640
R squared	0.169	0.164	0.161	0.204	0.204	0.103	0.098	0.094	0.109

p values in parentheses

+ significant at 10%; * significant at 5%; ** significant at 1%

$1 / \{\ln (\text{Cumulative Production})_t -$

$\ln (\text{Total Resource})_t\} 2 / \{\ln$

(Remain Reserves)_t - ln (Total Resource)_t }

3/ Excludes LLL.

4/ Excludes YPF (LLL included).

5/ {ln [Average production(jan, feb,mar)]_t - ln [Monthly maximum production]_t}

The right-hand side panel of Table 3, from columns (6) to (9), replicates the estimation procedure by using remaining reserves instead of cumulative past production.⁶⁶² We observed that even though the overall adjustment is less satisfactory (with R² significantly lower) the main results of the empirical model remain. Reserves and the seasonal (summer) effect are strongly significant while exploration investment, basin or specific firm (including Loma de la Lata) and renegotiation of extensions effects are non-significant. Post 2007 renegotiations do not enter either as before when consider interactively with one of the leaders (PAE), which does not describe a heterogeneous behavior as in the previous specification. The interactive dummies with reserves (represented in 12 and in column (9)) are also bit different but mostly nonsignificant. The constant becomes slightly significant at 5% in the last simplified equation in column (9).⁶⁶³

5. Conclusions

The main result of this paper is that the drop in natural gas production experienced by Argentina can indeed be modeled from a basic standard theory approach, which is the natural setting to start exploring the significance of other often cited explanations attributed to firms, areas, renegotiation of concessions and the role of past investment. Our results do not allow a complete screening of the relative merits of past (pre-interventionism) investment performance and current (post interventionism) price controls, but they are clear enough on the scant evidence in favor of firm-specific or area-specific effects that may suggest abnormal behavior and on the relative low power on production dynamics on renegotiations-without-economicsignals. Overall the evidence is pretty much consistent with the deleterious effect of very low price signals on an already mature conventional gas pattern. Of course, past investment efforts are present insofar as they determine the dimension of the natural gas resource base at the beginning of an interventionist era that is still in place. But whatever the mismatch between forecasted and accomplished required investments in the years previous to the interventionist era, the fierce control of prices and market transactions validated ex-post any over-conservative attitude towards investment in the natural gas upstream. Looking from a different angle, the results of this paper suggest that we cannot expect good news from natural gas production performance in the near future, as the features of our empirical model become more dominant. The recent move towards non

⁶⁶² We also examined the potential for a system model where reserves depend on past investment exploration effort, but found no evidence in favor of such specification.

⁶⁶³ All these basic results –except the non-significance of the exploration investment (variable 4) and of the Top 9 firms (variable 8) - remain if the second model is tested as a panel Random effect model, which is suggested as the appropriate model by an LM test at a 5% confidence in the model of column (9), although this disappears in the case of the models of columns (6), (7) and (8). One drawback of these models is that exploration investment has a wrong sign (negative) on its effect on production.

conventional gas with higher prices is –despite regulatory shortcomings- an obliged strategy for Argentina.

We think that while the results of this paper are already robust enough to contribute to the understanding of, or avoid confusions on, the causes behind the drop in natural gas production in the 2000s in Argentina, they have also opened suggested lines of research to improve our modeling of production performance. On such avenue is to enlarge the period of study to better capture and understand the natural gas production bubble experienced by Argentina in the last 25 years and the reasons for the seemingly mismatch between exploration efforts and demand growth, a fact anticipated by a World Bank report in 1990⁶⁶⁴. Another one looks into the future and should be devoted to modeling and testing the effects of the introduction of new incentive schemes for new unconventional gas, understood as a technical change in the sector that may redefine future resources or at least reduce the foretold decline of existing ones.

References

Cont W. and F. Navajas (2004), "La anatomía simple de la crisis energética argentina", Documento de Trabajo N° , FIEL, Buenos Aires.

Cont W., P. Hancevic and F. Navajas (2009), "Energy populism and household welfare", XLIV annual meeting Argentine Association of Political Economy;
http://www.aaep.org.ar/anales/works/works2009/cont_hancevic_navajas.pdf

Dasgupta P. and G. Heal (1979), Economic theory and exhaustible resources, Cambridge: Cambridge University Press.

FIEL (2007,2008, 2009), FIEL Energy Economics Report. Argentina, FIEL, Buenos Aires.

Krautkraemer J. (1998), "Nonrenewable resource scarcity", Journal of Economic Literature, 34, 4, pp.831-42.

Krautkraemer J. and M. Toman (2003), "Fundamental economics of depletable energy supply", Discussionpaper 03-01, Resources for the Future, Washington D.C.

⁶⁶⁴ See World Bank (1990) and the quotation discussed in Navajas (2006).

Medlock K. (2009), "The economics of energy supply", Chapter 3 in Evans J. and L. Hunt (eds.), International handbook on the economics of energy, Cheltenham UK: Edgar Elgar.

Navajas F. (2006), "Energía-crunch argentino 2002-20XX", Documento de Trabajo N° , FIEL, Buenos Aires.

Navajas F. (2010), "Energía e infraestructura en la Argentina: diagnóstico, desafíos y opciones", Documento de Trabajo N°105, FIEL.

Pickering A. (2008), "The oil reserves production relationship", Energy Economics, 30, pp.35270.

Wells M. (1992), "Modeling and forecasting the supply of oil and gas: A survey of existing approaches", Resources and Energy, 14, pp.287-309.

World Bank (1990), Argentina Energy Sector Study, Report No. 7993-AR, February.

O PRÉ-SAL E AS MUDANÇAS DA REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL: UMA VISÃO INSTITUCIONAL

Bruno Conde Caselli

Organization: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

Title: Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural

Address: Av. Rio Branco, 65 – 18º andar – Centro – Rio de Janeiro/RJ – Brasil – CEP: 20.090-004

Fone/Fax/Email: 55 21 2112-8326 / 55 21 2112-8349 / bcaselli@anp.gov.br, bccaselli@yahoo.com

Introdução

Durante a década de 90, diferentes setores da economia mundial, particularmente como verificado em diversos países da América Latina, passaram por intensas reformas institucionais, as quais se destacam aquelas associadas às atividades da indústria de energia (petróleo, gás natural e energia elétrica), telecomunicações, petroquímica. Tais reformas tinham o objetivo de alterar a configuração produtiva até então dominante, caracterizada pela forte participação direta do Estado nas atividades econômicas por meio de empresas estatais. O cenário vivenciado à época, com grandes dificuldades em nível macroeconômico (crises fiscal e da dívida externa), que repercutiam na incapacidade do Estado de dar continuidade aos investimentos antes realizados, criou o ambiente propício e estimulou a adoção de reformas estruturais na economia e em diversos setores produtivos que ainda tinham forte participação estatal direta.

Assim, na segunda metade dos anos 90, foi implementado no Brasil um modelo de liberalização econômica, por meio de medidas que objetivaram aumentar a participação brasileira no comércio internacional, com a extinção de políticas protecionistas à indústria, assim como através da promoção de reformas voltadas para o mercado, em sua maioria em conformidade com as propostas oriundas das agências internacionais, como o Banco Mundial. Vale destacar que este movimento reformista, com a revisão de políticas protecionistas e a redução da participação direta do Estado na economia, ocorreu em diversos países da América Latina.

Como resultado, então, no escopo deste processo de reforma vivenciado na economia brasileira, foram criadas as agências reguladoras setoriais, que se diferenciavam dos órgãos de governo até então existentes, principalmente em função da instituição de uma série de regras e normas de funcionamento previstas em lei, de modo que se assegurasse, dentre outros, autonomia decisória, deliberação em regime de colegiado, competência para a edição de normas e especificidade técnica. Neste novo modelo de atuação e organização do Estado, em concomitância com as políticas de privatização de diversas empresas estatais, as agências reguladoras, dotadas de elevada autonomia, passaram a desempenhar um papel crucial na regulamentação das atividades setoriais, bem como na fiscalização dos agentes regulados e na execução das políticas públicas. Visto de outra forma, em função da incapacidade dos Estados nacionais (enfraquecimento político e econômico) em darem continuidade ao modelo adotado em anos anteriores, caracterizada por

elevados investimentos diretos setoriais, a criação das agências remodelou o aparato institucional, alterando o papel e o peso dos diferentes agentes da economia.

Todavia, tendo em vista as consequências tanto negativas quanto positivas verificadas após as reformas liberalizantes, assim como considerando o contexto positivo do ponto de vista econômico vivenciado no Brasil e internacionalmente, mais claramente até meados de 2008, é possível afirmar que a questão regulatória, atualmente, passa por um processo de reflexão e reconfiguração política e institucional no país. Nas atividades voltadas ao setor de energia, como petróleo, gás natural, biocombustíveis e energia elétrica, pode-se perceber que as políticas públicas de energia têm se tornado mais ativas, com maior participação direta dos ministérios, por exemplo, em assuntos relativos à segurança do abastecimento e dependência energética. No caso brasileiro, paralelamente a esta revisão do processo de elaboração, execução e implementação de políticas públicas, inclusive com a proposição de revisões legais, como a que se seguiu à descoberta de petróleo na camada denominada pré-sal, altera-se também o papel de cada agente no contexto institucional e reconfigura-se o ambiente regulatório. Como veremos a seguir, a visão teórica institucional contribui para análise do ambiente da regulação da indústria de petróleo e gás no Brasil a partir da reformulação de competências e das relações entre a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e as demais instituições atuantes no setor, as quais foram modificadas após a descoberta de hidrocarbonetos no pré-sal, repercutindo nos mecanismos de coordenação institucional e nas formas de organização e de atuação de cada órgão. Nas seções seguintes, abordaremos algumas questões conceituais que se aplicam às instituições e apresentaremos tanto o processo que resultou na criação da ANP, quanto as mudanças verificadas após o novo marco regulatório instituído no ano de 2010 em função das recentes descobertas petrolíferas.

A visão institucional

As contribuições teóricas que examinam as sociedades sob a ótica institucional procuram, de um modo geral, relacionar os diferentes padrões de desenvolvimento econômico dos países, com o nível de desenvolvimento de suas instituições internas, estas compreendendo elementos políticos, econômicos e sociais. Neste sentido, os trabalhos de Douglass North, como um dos principais representantes da escola institucionalista, pretendem analisar compreensivamente a evolução das sociedades, mostrando as possíveis origens das desigualdades entre as diversas economias.

O autor conceitua as instituições (NORTH, 1991) como sendo restrições (normas) construídas pelos seres humanos de forma a estruturar as interações sociais, econômicas e políticas. Tais restrições podem constituir-se de regras informais (sanções, tabus, costumes, tradições e códigos de conduta) ou regras formais (constituições, leis e direitos de propriedade). A função precípua das instituições, ao longo do tempo, seria a de ordenar e reduzir as incertezas nas relações entre os agentes, provendo uma determinada estrutura de incentivos na economia, que se desenvolve de modo a direcionar as mudanças econômicas para o crescimento, estagnação ou declínio.

Em outras palavras, na visão de North (1991), o principal papel das instituições seria o de reduzir as incertezas existentes no ambiente, criando estruturas estáveis e capazes de regular e controlar

a interação entre os indivíduos. Por conseguinte, os diferentes padrões de desenvolvimento dos países seriam explicados pelos processos de evolução das respectivas instituições, os quais conduziriam a desempenhos mais ou menos favoráveis, a depender de cada arranjo institucional (TOYOSHIMA, 1999).

Neste contexto, todavia, tanto a existência de instituições quanto a efetividade de sua imposição (*enforcement*) são determinantes para reduzir e definir os custos de transação, os quais, em conjunto com os custos de produção, permitem aumentar os ganhos provenientes das relações de troca. A matriz institucional tem em sua essência, portanto, instituições de caráter político e econômico, as quais, contrapondo-se com a teoria neoclássica, não são variáveis exógenas à análise econômica, e sim endógenas ao sistema, criando uma relação direta entre a história do desenvolvimento econômico das sociedades e a evolução das respectivas instituições políticas e econômicas.

North (1991) compara diferentes tipos de sociedades, cada uma com distintos graus de complexidade e níveis de atividade comercial. Segundo sua abordagem, na medida em que as sociedades tornam-se mais urbanas, com maior divisão do trabalho e produção em larga escala, o nível de organização também aumenta, criando uma complexa rede de relacionamentos e de oferta de produtos e de serviços demandados pelos indivíduos. Esta especialização cada vez mais avançada (no comércio, bancos, seguros e na própria coordenação econômica) reflete-se em crescimento da participação do setor de transações na economia como um todo e, conseqüentemente, tal especialização e a divisão do trabalho passam a requerer instituições e organizações que garantam os direitos de propriedade, reduzam os riscos, as incertezas e as assimetrias de informações existentes no mercado. É importante destacar que esta dinâmica institucional é intrinsecamente inovativa, guardando relação com o passado e representando um processo de desenvolvimento e evolução dos correspondentes arranjos institucionais.

No tocante ao Estado, o autor salienta que este teve um papel de destaque em todo o processo de evolução institucional, garantindo a credibilidade das relações entre os indivíduos da sociedade. Além disso, as políticas de Estado foram fundamentais para assegurar os direitos de propriedade, eliminando eventuais riscos associados ao confisco de bens e incertezas relacionadas ao correspondente poder coercitivo, limitando os comportamentos arbitrários por parte de governantes e desenvolvendo normas e regras de caráter impessoal.

Ainda no que concerne à evolução das instituições, a interferência da dependência da trajetória é mais do que um processo adicional, na medida em que o quadro institucional anterior cria as oportunidades a serem aproveitadas no momento seguinte. Assim, os elementos trazidos por North (1991) demonstram que a análise do papel e da evolução das instituições representa uma abordagem capaz de permitir uma melhor compreensão do desempenho e das mudanças econômicas. Todavia, embora a estrutura institucional crie incentivos e oportunidades para a evolução das organizações, a direção de cada desenvolvimento dependerá dos interesses e objetivos dos indivíduos e organizações dominantes em cada sociedade.

Ainda com relação ao conceito de instituições é interessante destacar as considerações mais recentes feitas por Rodrik (2004) acerca do papel das instituições no desenvolvimento das

economias. De acordo com este autor, é consenso entre os economistas que uma elevada qualidade institucional está relacionada com padrões de sucesso e de prosperidade econômica ao redor do mundo. Todavia, embora haja uma relação de causalidade entre instituições, desenvolvimento e história econômica, política e social das nações, os resultados de uma análise visando entender o progresso econômico pode não ser determinada pela variável história e, mais do que isso, pode não ser replicável entre diferentes nações.

Para Rodrik (2004), o desafio para a literatura empírica sobre as instituições é explorar determinados padrões, como a geografia e a disponibilidade de recursos naturais, sem cair na armadilha do reducionismo ou do determinismo histórico e geográfico. O entendimento das instituições desta forma determinística caracterizaria as transformações (ou formações) institucionais como fortemente resultantes de variáveis exógenas, quando, na verdade, os processos através dos quais os países constituíram instituições de qualidade é, geralmente, bastante idiossincrático e correlacionado a contextos específicos.

De forma abrangente, não há apenas um tipo de caminho a ser seguido com vistas a alcançar resultados institucionais desejáveis. Em outras palavras, os resultados institucionais eficazes não estão vinculados a tipos pré-definidos de desenhos institucionais, o que nos permite concluir que não é satisfatório tentar identificar regularidades empíricas que estejam correlacionadas a determinado regime jurídico para os resultados econômicos. Adicionalmente, é relevante destacar que somente o aspecto formal do ambiente institucional pode não ser capaz de garantir bons resultados e que as características locais e as oportunidades possuem importante papel na eficácia do desenho institucional. Assim, alcançar o crescimento econômico sustentado, embora exija a formação de uma boa qualidade institucional, dificilmente depende de grandes transformações institucionais. Rodrik (2004) defende que um surto inicial de crescimento pode ser alcançado com mudanças mínimas nos arranjos institucionais, ou seja, é importante distinguir o estímulo ao crescimento econômico de sua sustentação. A solidez e a maturidade das instituições correlacionam-se mais com o crescimento de longo prazo do que com o estímulo ao crescimento, de modo que uma vez que o crescimento é colocado em movimento, torna-se mais fácil manter um ciclo virtuoso de crescimento elevado e transformação institucional, que se reforçam mutuamente.

Portanto, é relevante a abordagem do autor no sentido de atribuir a mudanças de menor porte, como alterações nas atitudes de dirigentes políticos, sem a necessidade de grandes transformações legais e institucionais, um papel tão significativo quanto uma ampla reforma política. Isto sugere que os países não precisam de uma longa lista de reformas institucionais e de governança para iniciar o crescimento e que movimentos moderados na direção certa podem produzir um positivo crescimento econômico, eliminando a exigência de reformas ambiciosas e permitindo maior liberdade às decisões políticas, permanecendo, entretanto, a necessidade de identificar, em momento relevante do tempo, qual é a restrição para o crescimento econômico.

Nelson e Sampat (2001), apresentando as visões de diferentes autores acerca do conceito de instituições, destacam que estas atuam como importante fator de regulação do desenvolvimento econômico. Neste sentido, é feita a proposição de que o conceito de instituições seja compreendido como formas padronizadas e esperadas de interação entre os agentes econômicos

visando alcançar determinado objetivo, ou seja, as instituições são entendidas como fator capaz de regular o comportamento humano⁶⁶⁵ e interferir no processo de interação humana na vida econômica. O conceito de atividade econômica, além de considerar os fatores de produção, passa a incluir a interação entre todas as partes envolvidas no funcionamento das estruturas de produção, com processo de interação ocorrendo tanto dentro das unidades econômicas quanto entre elas.

Os autores salientam que as instituições estão associadas, também, às “tecnologias sociais” que um determinado grupo relevante considera como padrão em um contexto particular. De modo resumido, tais “tecnologias sociais” refletem o modo pelo qual os indivíduos atuam e interagem objetivando a coordenação efetiva no processo de interação, sendo consideradas instituições quando transformadas em padrões esperados, dados o contexto e os objetivos. Deste modo, a evolução institucional pode ser compreendida como um processo de aprendizado constante, com erros e acertos, que envolve interação, reflexão, planejamento e ações deliberadas dos indivíduos, organizações e grupos coletivos (NELSON; SAMPAT, 2001).

A análise das instituições formulada por Goodin (1996), por sua vez, destaca que o desenho institucional deve considerar uma multiplicidade de fatores sociais, assim como a natureza das interações entre os indivíduos no ambiente social, especialmente entre aqueles que mais influenciam a formulação de políticas tanto na esfera pública quanto na esfera privada. As instituições não podem se abster de observar a realidade local sobre a qual terão impacto, sob pena de não atingirem o objetivo esperado. Isto fica ainda mais evidente quando consideramos os efeitos da racionalidade limitada e das assimetrias de informação, de poder e de interesses no processo de interação entre os indivíduos da sociedade, de modo que a participação dos envolvidos (agentes locais ou setoriais) no processo de evolução institucional, por meio de negociação, por exemplo, é capaz de minimizar eventuais discrepâncias ou assimetrias e equilibrar possíveis conflitos de interesse.

Deste modo, embora de forma resumida, a visão institucional trazida pelos autores mencionados tem papel relevante na análise do ambiente institucional associado ao processo de regulação econômica, uma vez que este está intimamente ligado a forças políticas que interagem constantemente, tendo por base os interesses, configuração de poderes e demais instituições, no conceito apresentado por North, intrínsecas àquele espaço econômico. São, portanto, atores neste curso de mudança institucional, no que tange à regulação da indústria de petróleo e gás natural no país, o governo, as empresas estatais e privadas, o legislativo e a própria agência reguladora, no caso a ANP.

As reformas da década de 1990 e a criação da ANP

No que tange à abordagem das agências reguladoras criadas no Brasil no final da década de 1990, é importante observar que a mudança no desenho institucional a partir da criação de novos agentes com novas atribuições e competências foi resultado da política econômica adotada pelo governo, na época, a qual buscava a menor intervenção direta do estado na economia, o aumento

⁶⁶⁵ Como exemplo, os autores citam: “regras do jogo”, estruturas de governança e valores culturais gerais.

da competição interna e da competitividade das empresas brasileiras e a abertura do país à entrada de capital internacional. Para tanto, tal qual os modelos regulatórios adotados em diversos países, como Estados Unidos da América (EUA) e Inglaterra, os órgãos reguladores então constituídos deveriam refletir credibilidade e segurança ao investidor, especialmente nos mercados intensivos em capitais, como energia elétrica, telecomunicações, petróleo e gás natural. Gilardi (2004), estudando a abordagem institucionalista numa perspectiva da *rational choice*, explicita que a delegação de poderes às agências reguladoras setoriais teria a finalidade de assegurar credibilidade aos compromissos assumidos, bem como de minimizar os efeitos das incertezas políticas nos direitos de propriedade. Isto se justifica pelo fato de que a atração do capital privado, especialmente em setores intensivos em capital e com longos períodos de maturação dos investimentos, passa pela redução dos riscos políticos e regulatórios associados à possibilidade, por exemplo, de interferência dos governos nos termos contratuais. A delegação de poderes, neste contexto, garantiria maior credibilidade a normas, regulamentos e compromissos, atenuando a capacidade de interferência política direta nos setores regulados.

Assim, conforme abordado por Bresser-Pereira (2004), as reformas promovidas pelo governo naquele período estavam baseadas em dois princípios básicos: conceder maior autonomia e responsabilidade aos administradores ou gestores públicos e limitar ao Estado a execução direta de tarefas exclusivas ao próprio Estado, relacionadas ao seu poder e dispêndio de recursos.

Ainda, de acordo com Oliveira & Araújo (2005, p.208), as medidas adotadas demonstravam que “... o papel do governo na economia não [seria] o de produzir bens e serviços, mas sim reforçar políticas e produzir regulações que [pudessem] induzir investidores privados a atender consumidores de forma justa e eficiente”. Assim, as ações realizadas resultaram em uma redefinição do papel do Estado, reduzindo a interferência direta do governo na economia, permitindo o controle social do poder público e aumentando a participação das forças de mercado na atividade econômica. Ou seja, o processo de reforma aboliu a ideia do Estado interventor ou executor, aplicando-se o princípio do Estado regulador do mercado, voltado para a necessidade imediata de se regulamentar as diversas atividades que estavam sendo privatizadas, muitas delas relacionadas a setores de infra-estrutura, como no caso do petróleo, com a criação da ANP e a flexibilização do monopólio estatal.

É interessante observar, no entanto, que esse processo de reforma política e econômica vivenciado no Brasil durante a década de 1990, o qual alterou significativamente e de forma brusca o ambiente institucional brasileiro de alguns setores da economia, trazia também grande conteúdo histórico. Neste sentido, Bresser-Pereira (2004) enfatiza que a transferência de um conjunto de decisões políticas para as agências reguladoras só foi possível no contexto de uma sociedade dotada de imprensa livre e munida de organizações públicas não-estatais com capacidade para exercer o controle social. Todavia, era importante distinguir as tarefas centralizadas de formulação e controle das políticas públicas e as previstas em Lei, das tarefas de execução, as quais deveriam ser descentralizadas e transferidas para agências executivas e agências reguladoras autônomas.

Nunes (2007), analisando o processo de formação das principais agências reguladoras no Brasil, constatou que, por exemplo, no caso da Agência Nacional do Petróleo⁶⁶⁶ (ANP), foi bastante conturbada a definição das atribuições e da forma de organização do novo órgão representante do Estado que surgia naquele momento. O próprio governo não tinha plena definição de qual seria o papel da Agência frente à força política e econômica ainda detida pela Petrobras, empresa controlada pelo governo e que detinha até então o monopólio da indústria petrolífera brasileira. Embora estivesse claro que, diante da flexibilização, havia necessidade de fortalecer o poder regulador do Estado no setor de petróleo e gás e que tal fortalecimento deveria ser feito por meio de alteração legislativa no Congresso Nacional, Nunes (2007) expõe ainda que era nebuloso como este poder se materializaria.

Neste contexto de implementação de reformas no Estado brasileiro, tanto administrativas quanto econômicas, a alteração da legislação vigente foi o ponto de partida formal para redesenho do ambiente institucional de cada setor de atividade. Assim, a partir da ótica da indústria do petróleo e gás natural brasileira, o fato mais relevante foi, certamente, a aprovação da Emenda Constitucional (EC) n° 09, promulgada em 09 de novembro de 1995, que dava nova redação ao parágrafo 1° do artigo 177 da Constituição Federal, permitindo que as atividades da indústria do petróleo, de monopólio da União, até então desenvolvidas exclusivamente pela Petrobras, pudessem ser realizadas por empresas estatais e privadas. Silveira Jr. (2002, p.46) enfatiza que a *“... falta de recursos foi fundamental para incentivar a flexibilização do monopólio, não só no refino, como na exploração e produção de petróleo. Havia a necessidade de participação do setor privado para garantir os investimentos necessários”*. Em seu texto original, o artigo 177º dispunha:

“Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

§ 1º O monopólio previsto neste artigo inclui os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, sendo vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no art. 20, § 1º.” (BRASIL, 1988, grifo meu).

⁶⁶⁶ A Lei n° 11.097/2005 alterou alguns dispositivos da “Lei do Petróleo” ampliando as atribuições da ANP para todos os chamados biocombustíveis, que passou também a regular, normatizar e fiscalizar as atividades relativas à produção, estocagem, distribuição e revenda de biodiesel. A Agência passou a ser chamar, então, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Todavia, com a promulgação EC nº 09, de 1995, alterou-se o parágrafo primeiro deste artigo, quebrando o monopólio da União quanto ao exercício das atividades da indústria do petróleo, bem como incluiu-se o parágrafo segundo, dando como nova redação:

*“§ 1º A União **poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei.***

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II - as condições de contratação;

III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União” (BRASIL, 1995, grifo meu).

Cumprindo notar que o inciso terceiro do parágrafo segundo incluído ao artigo 177 da Constituição de 1988 pela EC nº 09/95 torna bem explícita esta intenção do governo de garantir maior dinamismo nas atividades antes exercidas por empresas estatais e estimular a participação do capital privado com a criação de órgãos reguladores independentes, uma vez que, pelo menos quanto ao setor de petróleo e gás, previu a criação de dispositivo legal específico para definição do órgão regulador do monopólio mantido no mencionado artigo 177.

Assim, visando regulamentar as alterações promovidas pela respectiva EC, foi promulgada, em 06 de agosto de 1997, a Lei nº 9.478, conhecida como “Lei do Petróleo”, que concebeu um novo desenho institucional para o setor, criando não apenas a ANP, mas também o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Este último tinha a missão de prestar assessoria e consulta à Presidência da República, cabendo à Agência, como órgão regulador da indústria do petróleo, promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da respectiva indústria.

No entanto, é importante salientar que, embora a nova lei mantivesse o monopólio da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos, por um lado esclarecia que a Petrobrás não era mais operadora única da atividade de exploração e produção e, por outro, preservava o controle acionário da empresa com a União, que manteve a “... *propriedade e posse de, no mínimo, cinquenta por cento das ações, mais uma ação, do capital votante”*, conforme disposto no artigo 62º (BRASIL, 1997).

A concepção do CNPE com um órgão de caráter consultivo e não executor foi relevante para sinalizar a intenção do governo em reduzir as possibilidades de interferências políticas no processo de regulação econômica da indústria de petróleo e gás. A leitura do artigo 2º da Lei nº 9.478/97 demonstra que suas deliberações possuíam apenas um caráter propositivo, por exemplo, sugerindo a adoção de políticas ao Presidente da República, estabelecendo diretrizes para o uso e comercialização de derivados e submetendo medidas ao Congresso Nacional, neste caso quando da necessidade da criação de subsídios para a garantia do suprimento de insumos energéticos a diferentes regiões.

A participação do Ministério de Minas e Energia (MME) no modelo então criado ficou restrita à presidência do CNPE, conforme estipulado no artigo 2º do Decreto n.º 3.520/2000. Deste modo, o Ministério passou a ter uma função apenas administrativa, limitando-se à questão orçamentária da Agência, sem qualquer atribuição de execução ou atuação direta no setor. A ANP passou a centralizar as deliberações e a elaboração de normas correspondentes a indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis no país, cabendo a ela, ainda, implementar as políticas energéticas definidas pelo governo.

Do ponto de vista da hierarquia administrativa, embora a ANP tenha sido criada mantendo o vínculo com o MME, tal como o órgão que a antecedeu⁶⁶⁷, foi instituída sob o regime jurídico de autarquia especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, assegurando relativa independência decisória, mesmo tendo que seguir as diretrizes do CNPE. Tal vinculação com o MME, embora obrigatória na formação do Estado Brasileiro, criou certa dependência no que concerne à liberação de verbas para a contratação de funcionários ou realização de estudos e pesquisas, já que tais recursos podem vir a ser contingenciados a critério do MME, que possuiu poder de decisão sobre a liberação total ou parcial dos recursos aprovados no Orçamento da União. A despeito disso, sob a ótica regulatória, esta nova concepção foi bastante positiva para sinalizar ao mercado as intenções da política econômica do governo e transmitir um ambiente de maior credibilidade e segurança institucional.

A estrutura organizacional da ANP ficou dividida em três áreas principais: a Diretoria Colegiada, composta por um Diretor-Geral e quatro Diretores, todos nomeados pelo presidente da república com aprovação posterior pelo senado federal, sendo os respectivos mandatos de quatro anos, não coincidentes, permitida a recondução; a uma Procuradoria-Geral; e as Superintendências de Processos Organizacionais. As fontes de custeio e receitas foram estipuladas no artigo 15º da Lei nº 9.478/97, visando garantir que os recursos do órgão fossem oriundos das atividades por ele reguladas sem a necessidade de transferências de outras áreas do poder executivo.

As questões relativas à estrutura regimental, efetiva implantação, recursos humanos e infraestrutura foram disciplinadas e regulamentadas através do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998. O respectivo decreto definiu, também, as atribuições e competências da diretoria colegiada, da procuradoria-geral e das superintendências. Além disso, transferiu para a Agência todas as atividades, receitas, acervo técnico e patrimonial e obrigações do DNC, ao mesmo tempo em que estipulou que a ANP deveria ajustar, no que coubesse, o normas em vigor, haja vista a instalação do novo modelo e as alterações da legislação vigente.

No que tange às atribuições da Agência, vale destacar que o princípio do Estado regulador estava ratificado nos termos da lei, especialmente no inciso primeiro do artigo 8º, o qual definiu a Agência como responsável pela implantação, em sua esfera de atribuições, da política energética nacional, devendo enfatizar a “... *garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional...*” e a “... *proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos...*” (BRASIL, 1997). Por outro lado, o inciso nove do mesmo artigo conferiu à ANP a preocupação com o cumprimento das boas práticas de conservação e uso racional de

⁶⁶⁷ O Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), criado por meio do decreto nº 99.180, de 15 de março de 1990, antecedeu a ANP na regulação do setor. O órgão foi extinto com a criação da ANP, em 1997.

energia e preservação do meio ambiente. Assim, pela primeira vez, a lei atribuía mais claramente ao regulador o papel de mediador de conflitos e zelador dos interesses da sociedade, do que de interventor na atividade econômica.

O novo marco preocupou-se em manter com o Estado os poderes de anuir sobre as atividades integrantes da indústria do petróleo, devendo os agentes econômicos públicos e privados se submeterem aos regulamentos publicados pelo órgão regulador então criado. Portanto, embora a redefinição de atribuições tenha introduzido elementos que garantissem menor intervenção direta do Estado na economia e proporcionassem um ambiente mais estável à atração do investimento privado, o Estado, por meio da ANP, continuou com a atribuição de autorizar e fiscalizar o exercício das atividades da indústria e do abastecimento nacional de combustíveis, assim como de aplicar as sanções administrativas cabíveis e de elaborar os editais e licitar as concessões de blocos exploratórios.

Conforme explicitado anteriormente, a Lei do Petróleo ratificou que os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, incluindo a parte em mar, continuavam pertencendo à União, assim como a atividades descritas nos incisos de I a IV do artigo 177 da Constituição Federal permaneciam sendo monopólios do Estado Brasileiro. O artigo 5º da Lei, no entanto, regulamentava o modelo de contratação das empresas interessadas em exercer tais atividades, instituindo o regime de concessão ou autorização, conforme transcrição a seguir:

“Art. 5º As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.” (BRASIL, 1997).

Mais especificamente nos casos de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, a Lei dispôs em seu artigo 23 que:

“Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

Parágrafo único. A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.” (BRASIL, 1997, grifo meu).

É interessante observar, portanto, que nesta nova concepção, a ANP tornou-se não apenas a única entidade responsável por todas as atividades correlacionadas a gestão, regulação e fiscalização dos contratos assinados entre as empresas concessionárias e a União, representada pela Agência nos contratos de exploração de petróleo e gás natural, mas também o órgão responsável pela definição dos blocos que seriam objeto de licitação com vistas à concessão. Ou seja, ainda que polêmico e sujeito a questionamentos jurídicos, de acordo com texto da lei, o poder de outorgar estava delegado à Agência, o que retirava do Ministério a atribuição de definição dos blocos e áreas a serem licitadas e invertendo, por completo, a política setorial, antes plenamente controlada pelo governo.

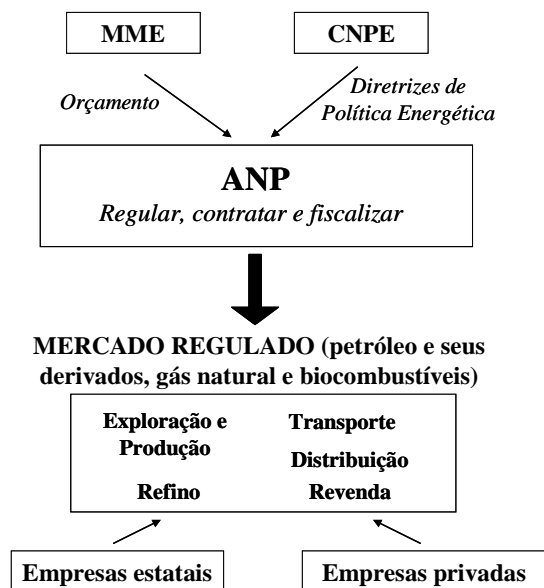
Além de toda a regulação da indústria de petróleo e gás passar a ser executada por uma agência independente e dotada de atribuições claramente definidas em lei, o próprio regime de exploração dos blocos por meio de contratos de concessão assegurava maior estabilidade e criava fortes incentivos ao investimento privado, ainda que os riscos da atividade fossem totalmente assumidos pelo concessionário, pois, na hipótese de sucesso, o produto da lavra seria de sua propriedade. O Artigo 26 da lei explicita esta definição:

“Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.” (BRASIL, 1997).

À luz do exposto, portanto, notamos que o novo aparato legal modificava de forma significativa o desenho institucional e o modelo regulatório anteriormente vigentes. O novo órgão criado pelo governo federal, a ANP, fora concebido como uma autarquia federal, dotado de uma direção colegiada e tendo por atribuições: a garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, a elaboração de editais e a promoção de licitações para as concessões na área de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, além da fiscalização e regulamentação das atividades de todas as atividades da indústria do petróleo, seus derivados, gás natural e álcool combustível.

O novo ambiente institucional passou a ser compatível com a estabilidade necessária à atração do capital privado e à minimização dos riscos de interferência política ou de mudanças constantes de regras e, neste cerne, a ANP detinha as condições requeridas para a essencial harmonia entre o modelo regulatório brasileiro e a liberalização econômica então implementada no país. A figura abaixo ilustra os atores setoriais e a relação entre eles:

Figura 1 – Atores do ambiente regulatório após a Lei do Petróleo



Fonte: Elaboração Própria.

A Lei do Gás: uma primeira mudança

A observação da configuração institucional estabelecida pela Lei n.º 9.478/97, conforme avaliado anteriormente, demonstra que o peso do Ministério de Minas e Energia na regulamentação do setor de petróleo e gás no Brasil era muito inferior, senão irrisório, ao modelo existente antes da promulgação da EC n.º 09/95, quando havia forte centralização no Estado e as políticas eram implementadas diretamente pela ação da Petrobras, empresa estatal então detentora de monopólio assegurado por lei.

No entanto, com a mudança de governo a partir da posse do Presidente Luis Inácio Lula da Silva, em 2003, as políticas públicas voltadas para o setor de energia tomam um novo direcionamento em prol da maior participação ativa do governo nas ações e medidas de impacto no setor. Com este novo direcionamento, o governo, em março de 2006, envia para o Congresso Nacional o Projeto de Lei n.º 6.673/06⁶⁶⁸ visando a alterar a legislação que disciplina a atividade de transporte de gás natural no país, nos termos da Lei n.º 9.478/97. Após grande discussão envolvendo toda a sociedade que durou cerca de três anos e meio, em 04/03/2009, é promulgada a Lei n.º 11.909, denominada Lei do Gás, alterando artigos da Lei do Petróleo e criando nova regulamentação para o exercício das atividades relacionadas ao transporte de gás natural no país, envolvendo também tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de respectivo produto.

Com isso, é concedida uma participação mais ativa ao MME e, portanto, ao governo. Enquanto na legislação anterior todas as atividades de transporte do gás natural estavam sujeitas ao regime de autorização, com preços livres e de acordo com o interesse de construção ou ampliação de cada empresa atuante, pela nova legislação, os novos gasodutos passam a não estar mais submetidos ao regime de autorização, e sim passam a ser regidos pelo regime de concessão, devendo ser precedidos de licitações públicas, promovidas pela ANP, destinadas à contratação das empresas

⁶⁶⁸ Disponível em: http://www.camara.gov.br/sileg/Prop_Detalhe.asp?id=314950. Acesso em: 25 mar 2011.

operadoras, cabendo ao Ministério a definição do período de exclusividade, nos termos do artigo 3º da Lei 11.909/2009, a seguir transcrito:

Art. 3º A atividade de transporte de gás natural será exercida por sociedade ou consórcio cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante os regimes de:

I - concessão, precedida de licitação; ou

II - autorização.

§ 1º O regime de autorização de que trata o inciso II do caput deste artigo aplicar-se-á aos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais, enquanto o regime de concessão aplicar-se-á a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral.

§ 2º Caberá ao Ministério de Minas e Energia, ouvida a ANP, fixar o período de exclusividade que terão os carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte. (BRASIL, 2009).

Assim, a Lei do Gás redefiniu as atribuições, trazendo para o Estado, na figura do MME e não da ANP, o poder de definir o modelo de contratação, bem como as demais políticas para o transporte de gás natural, conforme pode ser observado pelo disposto no artigo 4º da citada lei:

Art. 4º Caberá ao Ministério de Minas e Energia:

I - propor, por iniciativa própria ou por provocação de terceiros, os gasodutos de transporte que deverão ser construídos ou ampliados;

II - estabelecer as diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte;

III - definir o regime de concessão ou autorização, observado o disposto no § 1º do art. 3º desta Lei. (BRASIL, 2009).

A ANP passou a ter como atribuição a promoção do processo de licitação da atividade de concessão de gás natural, bem como a elaboração dos respectivos editais e dos contratos de construção e ampliação baseados na nova legislação. Além disso, sob o regime de concessão, a Agência passa a ser responsável pela fixação das tarifas de transporte e pela celebração dos contratos, desde que delegados pelo MME. Desta forma, a correspondente alteração do marco regulatório então criado em 1997, pode ser considerada a primeira movimentação no sentido de conceder ao MME um papel mais significativo na definição de diretrizes a serem seguidas pelo órgão regulador. Tal afirmação fica ainda mais evidente a partir da análise dos incisos incluídos no artigo 8º da Lei n.º 9.478/1997, que define as atribuições da ANP, conforme destacado abaixo:

“Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

(...)

XX - promover, direta ou indiretamente, as chamadas públicas para a contratação de capacidade de transporte de gás natural, conforme as diretrizes do Ministério de Minas e Energia;

(...)

XXII - informar a origem ou a caracterização das reservas do gás natural contratado e a ser contratado entre os agentes de mercado;

XXIII - regular e fiscalizar o exercício da atividade de estocagem de gás natural, inclusive no que se refere ao direito de acesso de terceiros às instalações concedidas;

XXIV - elaborar os editais e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários para a exploração das atividades de transporte e de estocagem de gás natural;

XXV - celebrar, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, os contratos de concessão para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural sujeitas ao regime de concessão;" (BRASIL, 1997, grifo meu).

Notamos, assim, que em 2009 foi alterado o marco regulatório do setor de gás natural, especialmente no que tange à modalidade do regime à qual estaria submetida a atividade de transporte do combustível. No bojo de tal redefinição, o Ministério adquiriu um papel mais central na definição de diretrizes das políticas setoriais e das áreas a serem licitadas. À ANP coube a implementação da política pública, mantendo a competência para regular e fiscalizar as empresas do setor, tanto quando sob o regime de concessão, quanto sob o regime de autorização, válidos para as atividades em execução antes da promulgação da Lei. Embora esta mudança seja relevante do ponto de vista institucional, será a partir da descoberta de hidrocarbonetos na camada denominada de pré-sal, no entanto, que verificaremos uma significativa mudança na regulação de petróleo e gás no Brasil, com a criação de novos atores e a redefinição das atribuições. Na seção a seguir, então, apresentaremos o novo ambiente institucional resultante do processo de revisão da legislação.

O pré-sal e a reconfiguração institucional da regulação de petróleo e gás no Brasil

A partir do surgimento, em 2007, das primeiras informações acerca das potenciais descobertas de óleo e gás nas regiões localizadas abaixo da camada de sal, próximo à Bacia de Santos e em águas ultraprofundas, a mais de 7000 metros de profundidade (FRANÇA, 2007), de acordo com as descobertas realizadas pela Petrobras, o governo brasileiro optou por dar início ao processo de revisão do marco regulatório de petróleo e gás no país. A primeira medida foi a publicação da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que retirou da 9ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios a ser promovida pela ANP todos os blocos relacionados "... às possíveis acumulações em reservatórios do Pré-sal" (CNPE, 2007). De acordo com o entendimento daquele Conselho, a possibilidade de existência de uma nova e significativa província petrolífera no Brasil, com grandes volumes recuperáveis estimados de óleo e gás, capazes de elevar substancialmente as reservas provadas do Brasil, bem como os indícios iniciais de que a

especificação do óleo corresponderia a aqueles de alto valor comercial justificaram a decisão tomada, a qual resultou na oferta, pela ANP, de blocos localizados somente em áreas terrestres. É interessante notar que a citada resolução, além de retirar os blocos em mar, emitiu determinação ao MME no sentido de iniciar os estudos necessários à revisão do modelo de exploração de petróleo e gás, até então orientado pela Lei do Petróleo de 1997. Neste contexto, destacamos que o artigo 4º da norma dispôs o seguinte:

“Art. 4º Determinar ao Ministério de Minas e Energia que avalie, no prazo mais curto possível, as mudanças necessárias no marco legal que contemplem um novo paradigma de exploração e produção de petróleo e gás natural, aberto pela descoberta da nova província petrolífera, respeitando os contratos em vigor. (CNPE, 2007)”.

Em função deste novo cenário que se constitui e após quase dois anos da primeira descoberta de óleo na camada pré-sal feita pela Petrobras, o governo elaborou e enviou ao Congresso Nacional, em 01/09/2009, quatro projetos de lei objetivando alterar a legislação até então vigente para exploração de áreas potencialmente produtoras de petróleo e gás. A Tabela a seguir apresenta os quatro projetos:

Tabela 1 – Descrição dos Projetos de Lei apresentados pelo Poder Executivo ao Congresso Nacional

Nº do Projeto de Lei	Objetivo
5938/2009	Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.
5939/2009	Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – PETRO-SAL, e dá outras providências.
5940/2009	Cria o Fundo Social - FS, e dá outras providências.
5941/2009	Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição, e dá outras providências.

Fonte: Câmara do Deputados – Elaboração Própria.

As referidas propostas foram objeto de forte discussão junto ao legislativo e aos segmentos especializados da sociedade civil organizada, tendo em vista os possíveis impactos das mudanças legais sobre a segurança jurídica e regulatória do setor, bem como os efeitos sobre os incentivos ao investimento privado e sobre a arrecadação tributária da União, dos estados e dos municípios. Percebe-se que, de acordo com a descrição dos projetos, o governo tinha como foco não apenas alterar a modalidade de contratação de empresas quando da exploração em áreas do pré-sal (PL

n.º 5938/2009), mas também criar uma empresa pública dedicada exclusivamente à gestão dos contratos destas áreas (PL n.º 5939/2009), instituir um Fundo Social independente que pudesse garantir que o grande volume de recursos tributários obtidos com a exploração das áreas fossem também usufruídos pelas gerações futuras (PL n.º 5940/2009) e assegurar à Petrobras, por meio de uma cessão onerosa, as condições financeiras necessárias à superação dos custos e da necessidade de investimento relativa ao desafio exploratório da nova fronteira de produção de petróleo e gás no país (PL n.º 5941/2009).

O primeiro projeto aprovado foi o de cessão onerosa, transformado na Lei n.º 12.276, de 30 de junho de 2010, a qual autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras, em áreas ainda não concedidas localizadas no pré-sal e em regime de dispensa de licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, ficando a citada empresa controlada pelo governo com a titularidade dos recursos petrolíferos encontrados e produzidos. A efetivação de tal cessão de direitos de exploração e produção dar-se-á por meio de um contrato específico de cessão a ser assinado com a União, previamente submetido à aprovação do CNPE, limitando em cinco bilhões de barris equivalentes o volume total de óleo produzido a ser de propriedade da Petrobras. Nesta modalidade específica de contratação, à ANP foi atribuída a responsabilidade de obter laudo técnico com vistas a avaliar os volumes e valores dos barris de óleo equivalentes a serem potencialmente produzidos pela Petrobras nas respectivas áreas do pré-sal, bem como de regular e fiscalizar as atividades realizadas no âmbito do contrato de cessão onerosa.

É interessante notar que a referida legislação promulgada em junho de 2010 pode ser compreendida como uma alteração inicial do modelo até então vigente, uma vez que, diferentemente dos ditames da Lei do Petróleo, a exploração de petróleo em determinada área definida pelo governo, mesmo sendo feita pela Petrobras, poderá ocorrer sem prévia licitação a ser promovida pela ANP, nos termos do artigo 23 então em vigor da Lei n.º 9.478/97. A nova modalidade de contratação, não sujeita ao regime de concessão, tem como objetivo permitir a capitalização da Petrobras, criando as condições necessárias ao financiamento do elevado volume de investimentos requeridos para a superação do desafio tecnológico de exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas abaixo da camada de sal.

Dos projetos de lei enviados ao Legislativo, o de n.º 5939/2009, foi o segundo a ser aprovado, convertendo-se na Lei n.º 12.304, de 2 de agosto de 2010, e autorizando o Executivo a criar a denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A (Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA). A empresa então instituída fica vinculada ao MME e tem como objeto a gestão tanto dos contratos de partilha de produção quanto dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União. De acordo com o artigo 4º da lei e considerando o escopo dos atos necessários à gestão dos contratos de produção sob regime de partilha, a empresa ficou com a atribuição representar a União nos consórcios, fazer cumprir as exigências de conteúdo local⁶⁶⁹, avaliar os critérios técnicos e econômicos dos planos relacionados

⁶⁶⁹ Regra a partir da qual a empresa contratada deve assegurar preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas. Este dispositivo tem o objetivo de incrementar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases

às atividades exploratórias desenvolvidas pelas empresas contratadas sob o regime de partilha, bem como auditar e monitorar a sua execução e os custos e investimentos a elas relacionados. No que tange aos contratos de comercialização do óleo, a PPSA tem a responsabilidade de celebrar os contratos com os comercializadores, representando a União, verificar o cumprimento da política de comercialização disposta no contrato de partilha, monitorar e auditar as operações, custos e preços, assim como examinar os dados sísmicos fornecidos pelos contratados.

Adicionalmente, a empresa pública criada, nas hipóteses em que jazidas de petróleo venham a se estender para áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha de produção, fica responsável por representar a União nos procedimentos de individualização da produção. Sobre este aspecto, é relevante explicitar que esta competência era anteriormente exercida exclusivamente pela ANP, de acordo com o artigo 27 da Lei do Petróleo, sendo agora executada pela PPSA quando se tratar de áreas no pré-sal ou consideradas estratégicas. A relação com a ANP ficará restrita ao fornecimento de dados necessários a função regulatória e à análise dos dados sísmicos disponibilizados pela Agência.

No que concerne ao processo decisório da PPSA, a direção dar-se-á por meio de um Conselho de Administração e uma Diretoria Executiva, ambos com cinco integrantes⁶⁷⁰, sendo que no primeiro o mandato terá duração de quatro anos e haverá a possibilidade de uma recondução. Em todos os casos, os nomes serão indicados pelo Presidente da República, sem a necessidade de aprovação pelo Senado Federal. As atribuições de cada membro da Diretoria Executiva serão definidas por estatuto aprovado por ato do Poder Executivo e suas deliberações ocorrerão por maioria absoluta, ou seja, 3/5 dos diretores. A empresa estará sujeita à supervisão do MME e à fiscalização da Controladoria-Geral da União e do Tribunal de Contas da União, nos termos do artigo 17 da lei. Neste contexto, portanto, cumpre ressaltar que tanto os critérios de nomeação quanto o nível de independência institucional, especialmente no que tange ao processo decisório, diferem daqueles aplicáveis à ANP.

A partir de tal configuração, fica ratificado que a nova legislação, ao inserir um novo agente no ambiente regulatório, com atribuições antes exercidas exclusivamente pela ANP e com novas competências de caráter técnico e econômico, reconfigura o desenho institucional da regulação de petróleo e gás no país. Como veremos adiante, é interessante observar também que esta lei apresenta uma série de conceitos que serão definidos somente quando da aprovação do texto do PL n.º 5938/2009, que instituiu o regime de partilha e definiu, por exemplo, a “área do pré-sal”, as “áreas estratégicas”, o próprio “regime de partilha” e o “consórcio” a ser formado para o contrato de partilha.

A terceira lei sancionada pelo Presidente da República e resultante dos projetos enviados ao Congresso Nacional foi a mais importante e consolidou o novo modelo a ser aplicado à exploração

competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=554>. Acesso em: 27 fev 2011.

⁶⁷⁰ No caso do Conselho de Administração, nos termos do artigo 10 da Lei 13.304/2010, a composição será a seguinte: 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério de Minas e Energia, que o presidirá; 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério da Fazenda; 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão; 1 (um) conselheiro indicado pela Casa Civil da Presidência da República; e pelo diretor-presidente da PPSA.

de petróleo e gás natural no Brasil, alterando, por conseguinte, o marco regulatório anteriormente criado pela Lei 9.478/97. Na realidade, o texto final da lei então aprovada aglutinou o conteúdo dos Projetos de Lei n.º 5938/2009 e n.º 5940/2009, de modo que, além de modificar a Lei do Petróleo, dispôs tanto sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, quanto sobre a criação do Fundo Social.

Pelo regime de partilha, nos termos do artigo 2º da Lei n.º 12.351/2010, o contratado exercerá, por sua conta e risco, as atividades de exploração e produção dos hidrocarbonetos, tendo direito, na hipótese de descoberta comercial, à apropriação do custo em óleo⁶⁷¹, do volume da produção correspondente aos *royalties*⁶⁷² devidos, bem como de parcela do excedente em óleo⁶⁷³, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato. O artigo 3º define a que área se aplica o novo regime de contratação:

“Art. 3º A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei.” (BRASIL, 2010c, grifo meu).

Neste sentido, a delimitação das respectivas áreas, aplicável também à atuação da PPSA, conforme mencionado anteriormente, ficou definida nos incisos IV e V do artigo 2º, como a seguir transcrito:

“IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico;

V - área estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos;”(BRASIL, 2010c)

Outrossim, nos blocos sob o regime de partilha, a Petrobras passará a atuar como operadora única, sendo-lhe garantida a participação mínima de 30% nos casos em que a licitação venha a ser ganha por outra empresa ou conjunto de empresas. Deste modo, a empresa controlada pelo governo, embora passe a ser a única responsável pela execução dos serviços de exploração,

⁶⁷¹ Conforme inciso II do artigo 2º: *“... parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato”*. (BRASIL, 2010c).

⁶⁷² De acordo com o inciso XIII do artigo 2º, tal pagamento corresponde à *“... compensação financeira devida aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal.”* (BRASIL, 2010c).

⁶⁷³ Nos termos do inciso III do artigo 2º, o excedente em óleo refere-se ao valor da *“... parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43”* da Lei 12.351/2010 (BRASIL, 2010c).

avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás nas áreas descritas nos incisos IV e V do artigo 2º, fica a obriga a acatar as regras do edital de licitação e a proposta vencedora⁶⁷⁴.

Todavia, as alterações mais significativas que geraram impacto na regulação da indústria nacional de petróleo e gás deram-se por meio das novas competências definidas para o MME, o CNPE e a ANP, as quais fortaleceram o papel dos órgãos de governo, como o Ministério, e, em contrapartida, retiraram algumas das atribuições anteriormente exercidas pela a Agência. Como exemplo, vale destacar que os novos contratos sob o regime de partilha passam a ser celebrados pela União, por intermédio do MME, e não pela ANP, como ocorre com os contratos de concessão regidos pela Lei do Petróleo. Ao mesmo tempo, a contratação poderá ser feita diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação ou mediante licitação na modalidade leilão, cabendo à PPSA a gestão dos respectivos contratos, sem que, com isso, incorra nos custos e riscos referentes às atividades.

O CNPE, embora tenha mantido seu papel de propor ao Presidente as políticas setoriais, estendeu seu escopo de atuação para os assuntos relacionados diretamente com os contratos de partilha de produção, harmonizando-se com a nova legislação em vigor. O artigo 9º da lei 12.351/2010 definiu que compete ao Conselho propor:

I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;

II - os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção;

III - os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção;

IV - os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;

V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;

VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção; e

VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.” (BRASIL, 2010c, grifo meu).

Além disso, as alterações promovidas pela nova norma na Lei 9.478/97 no que tange ao CNPE são ainda mais enfáticas em assegurar a participação efetiva do Conselho na definição dos blocos, uma vez que inclui os seguintes incisos ao artigo segundo da lei de 1997:

VIII - definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha de produção;

⁶⁷⁴ De acordo com artigo 18 da Lei 12.351/2010, será considerada vencedora a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União.

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como da sua cadeia de suprimento;

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX.” (BRASIL, 2010c, grifo meu).

O MME, por sua vez, assumiu uma série de competências antes sequer mencionadas na Lei 9.478/97, de acordo com o artigo 10º da Lei 12.351/2010, aumentando a participação direta do governo na definição de blocos a serem licitados nas duas modalidades de contratação (partilha e produção), bem como no estabelecimento dos parâmetros técnicos e econômicos a serem aplicados aos contratos de partilha de produção e das diretrizes a serem observadas pela ANP para a promoção das licitações e na elaboração dos editais e dos contratos relativos ao novo regime, os quais também ficaram sujeitos à aprovação do MME. As alterações na Lei do Petróleo também retrataram esta maior centralidade do Ministério, garantindo ao órgão acesso irrestrito e gratuito ao acervo técnico constituído de dados e informações das bacias sedimentares brasileiras⁶⁷⁵.

No novo modelo de contratação, embora a gestão dos contratos tenha sido delegada à PPSA, representando a União na figura jurídica de uma empresa pública, a fiscalização e a regulação das atividades realizadas sob o regime de partilha de produção ficaram a cargo da ANP, bem como a promoção das licitações, tal qual ocorre com os contratos sob o regime de concessão. Todavia, atividades que anteriormente eram exercidas sem a necessidade de submissão ao MME, agora devem ser encaminhadas para avaliação e deliberação daquele órgão do governo, conforme disposto nos incisos I e II do artigo 11:

“Art. 11. Caberá à ANP, entre outras competências definidas em lei:

I - promover estudos técnicos para subsidiar o Ministério de Minas e Energia na delimitação dos blocos que serão objeto de contrato de partilha de produção;

*II - **elaborar e submeter à aprovação do Ministério de Minas e Energia as minutas dos contratos de partilha de produção e dos editais, no caso de licitação;**” (BRASIL, 2010c, grifo meu).*

Deste modo, é possível concluir que tais definições refletiram-se em uma reorganização do regime de competências dos atores integrantes da regulação de petróleo e gás natural no Brasil. Do ponto de vista das atividades exploratórias, a partir da definição das áreas consideradas estratégicas e do pré-sal, o exercício da atividade de exploração de petróleo e gás no Brasil passou a poder ser exercido de duas maneiras distintas: por meio de contratos de concessão ou por contratos da modalidade de partilha de produção. A nova redação dada ao artigo 23 da Lei do Petróleo deixa clara a convivência entre as duas modalidades de contratação:

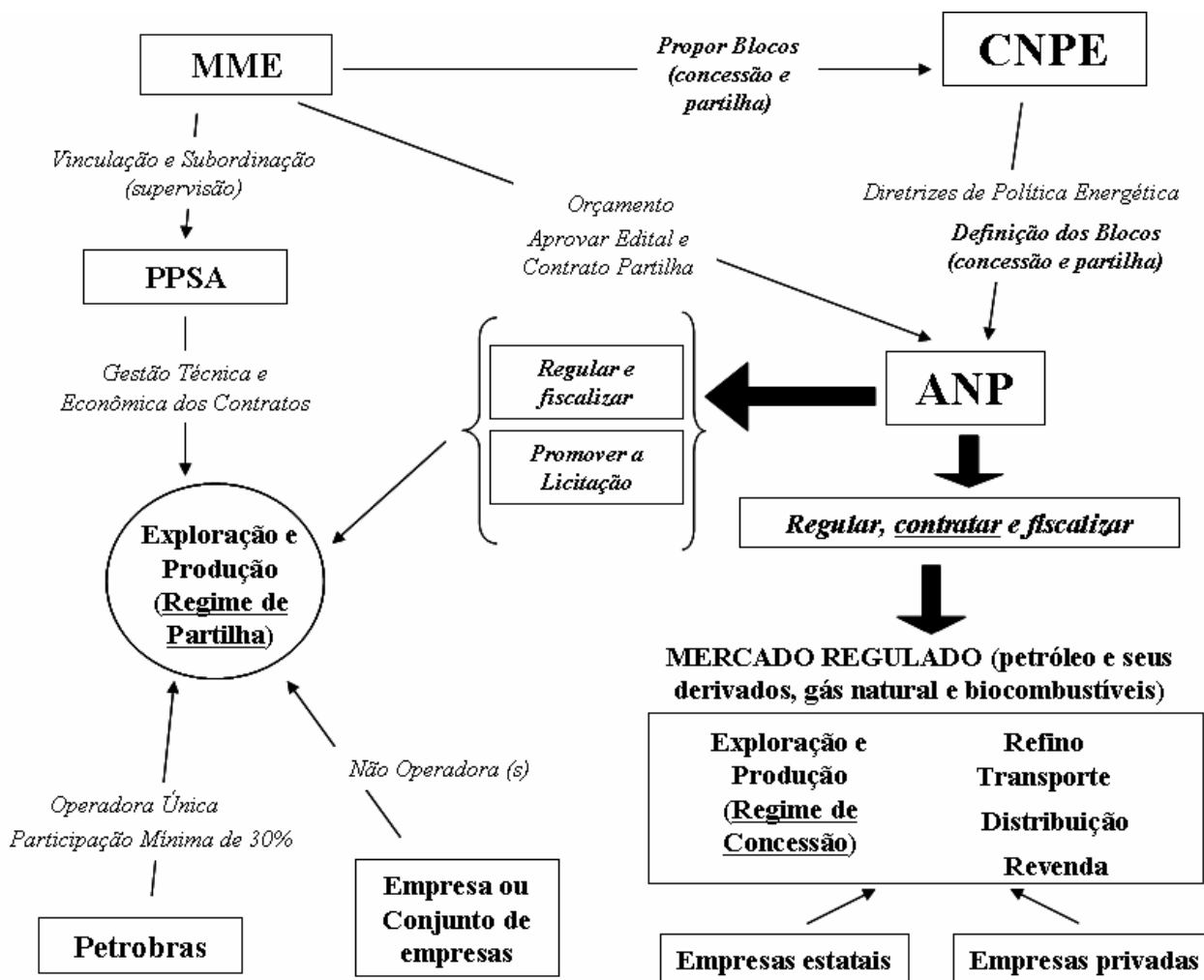
“Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida

⁶⁷⁵ Conforme inclusão do parágrafo 3º do artigo 22 da Lei n.º 9.478/97.

nesta Lei, ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica.” (BRASIL, 2010c).

A figura a seguir procura ilustrar os atores presentes no novo desenho institucional da regulação da indústria de petróleo e gás n Brasil, a partir das mudanças trazidas pelo conjunto de lei aprovados em 2010 o Congresso Nacional, que foram resultantes das propostas enviadas pelo Executivo:

Figura 2 – Ambiente regulatório após legislação do pré-sal e contratos de partilha



Fonte: Elaboração Própria.

Assim, o novo marco instituído pelo conjunto de leis aprovadas no ano de 2010 alterou o papel das instituições atuantes na regulação da indústria de petróleo e gás no Brasil, reconfigurando o ambiente de interação entre empresas, governo e agência reguladora. Este novo cenário apresenta-se como um desafio importante para a coordenação entre as diferentes instituições, o que está intimamente associado a potencial assimetria de poderes e de interesses entre elas.

Conclusões

À luz do exposto nas seções anteriores, notamos que foram promovidas significativas mudanças na legislação aplicável à indústria de petróleo e gás natural no Brasil que se refletiram no desenho institucional da regulação econômica setorial. Na realidade, com a

descoberta de fontes antes desconhecidas de hidrocarbonetos na região localizada na camada denominada pré-sal, o governo optou por reformular o marco vigente de modo a permitir e garantir maior participação direta do Executivo nas políticas públicas e decisões acerca dos contratos de exploração de petróleo e gás natural.

Neste sentido, no caso do regime de contratação de empresas por meio de concessão, permaneceram as regras anteriores dispostas pela Lei 9.478/97, com regulação sendo feita estritamente pela ANP e com contratação, precedida de licitação pública, podendo ser feita a qualquer empresa qualificada de acordo com as regras do Edital. No entanto, a despeito da manutenção de tal regime de contratação por meio de concessão para áreas consideradas não estratégicas, a nova legislação alterou dispositivos importantes da Lei do Petróleo, refletindo uma mudança nas competências dos atores atuantes no ambiente regulatório e, conseqüentemente, no desenho institucional. Como exemplo, isto ficou evidente com a retirada da ANP da atribuição de definir os blocos a serem objeto de licitação, conforme revogação do parágrafo primeiro do artigo 23 da Lei 9.478/97, transferido tal competência ao CNPE.

Além disso, para os casos sujeitos ao regime de partilha de produção, foi criada a figura de um novo agente representante do Estado, a PPSA, com funções de atuar na gestão dos contratos de partilha de produção. Tal agente, por sua vez, na figura de uma empresa pública, integralmente controlada pela União, passará a atuar também no monitoramento e auditoria dos elementos técnicos e econômicos relativos à execução dos serviços pelo contratado, atuando em paralelo à ANP. É interessante notar também que a estrutura deliberativa da PPSA difere daquela aplicável à Agência, especialmente com relação ao processo de seleção e aprovação dos integrantes do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva. A relação de subordinação em relação ao MME também é distinta à da ANP, a qual possui maior autonomia administrativa e financeira.

Cumprido destacar que, ao tempo em que na Lei 9.478/97 o MME não tinha atribuição específica, a partir da Lei 12.351/2010, o Ministério passou a obter destaque maior na formulação e implementação das políticas e diretrizes relacionadas à indústria do petróleo e gás, assumindo a responsabilidade de, dentre outros, propor os blocos a serem licitados tanto no regime de concessão quanto no regime de partilha de produção, bem como definir das diretrizes a serem seguidas pela ANP.

No que concerne à Petrobras, o novo modelo regulatório também deixa de considerá-la apenas mais uma empresa passível de participação em licitações de blocos exploratórios, passando a ser protagonista do regime de partilha de produção, tornando-se, compulsoriamente, a única empresa operadora com participação mínima de 30%.

Assim, este novo cenário implica o desafio de buscar a coordenação interinstitucional *vis a vis* as novas competências e, eventualmente, as sobreposições de atribuições que venham a afetar a prática regulatória. Será necessário o exercício prático da regulação, em todas

as suas esferas e considerando o ambiente institucional aplicável, para a avaliação e identificação dos requisitos institucionais capazes de assegurar a harmonia entre os diferentes órgãos e, conseqüentemente, permitir que sejam atingidos os objetivos esperados com a nova legislação. Fatores políticos, sociais e econômicos interferem diretamente na evolução e na modificação institucional, na medida em que as instituições são resultantes do processo de interação mútua e representam não apenas as relações formais entre os agentes, mas também as relações de natureza informal. Ambos os tipos de relações, portanto, ao mesmo tempo em que devem estar no escopo de delimitação deste novo modelo, devem também ser consideradas pelas entidades privadas e públicas participantes do processo de interação, que no caso, se refletem na agência reguladora setorial, no ministério, no CNPE, na PPSA, na Petrobras e no próprio setor privado, o qual possui papel importante no financiamento dos projetos destinados à exploração e produção de petróleo e gás natural nas áreas do pré-sal.

Referências

- BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília. Senado Federal, 1988.
- _____. Emenda Constitucional n.º 09, de 09 de novembro de 1995. **Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil**. Brasília, 10 nov. 1995.
- _____. Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil**. Brasília, 07 ago. 1997.
- _____. Lei n.º 11.909, de 4 de março de 2009. **Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil**. Brasília, 05 mar. 2009.
- _____. Lei n.º 12.276, de 30 de junho de 2010. **Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil – Edição Extra**. Brasília, 30 jun. 2010.
- _____. Lei n.º 12.304, de 2 de agosto de 2010. **Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil**. Brasília, 03 ago. 2010.
- _____. Lei n.º 12.351, de 22 de dezembro de 2010. **Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil**. Brasília, 23 dez. 2010.
- BRESSER-PEREIRA, L. C. Instituições, Bom Estado e Reforma da Gestão Pública. In: BIDERMAN, C.; e ARVATE, P. (Orgs.) **Economia do Setor Público no Brasil**. São Paulo: Campus Elsevier, 2004.
- CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. Resolução n.º 6, de 8 de novembro de 2007. **Diário Oficial da Republica Federativa do Brasil**. Brasília, 14 nov. 2007.

FRANÇA, R. É só teste... mas dá para comemorar. **Revista VEJA**. São Paulo, n. 2034, 14 nov. 2007. Disponível em: <http://veja.abril.com.br/141107/p_080.shtml>. Acesso em: 26 fev. 2011

GILARDI, F. Institutional Change in Regulatory Policies: regulation through independent agencies and the three new institutionalisms. In: JORDANA, J; LEVI-FAUR, D. **The Politics of Regulation: institutions and regulatory reforms for the age of governance**. The CRC series on competition, regulation and development. Cheltenham/UK, Northampton/USA: Edward Elgar Publishing, 2004.

GOODIN, R. **The Theory of Institutional Design**. Cambridge: Cambridge University Press, 1996.

NELSON, R.; SAMPAT, B. Las instituciones como factor que regula el desempeño económico. **Revista de Economía Institucional**. Bogotá: n. 5, jul./dez. 2001.

NORTH, D. Institutions. **Journal of Economic Perspectives**. Vol. 5, n. 1, winter, p. 97-112, 1991.

NUNES, E. **Agências Reguladoras e Reforma do Estado no Brasil: inovação e continuidade no sistema político institucional**. 1ª Edição, Ed. Garamond Universitaria, Rio de Janeiro, 2007.

OLIVEIRA, A; ARAÚJO, J. L. A Privatização da Indústria Brasileira de Energia: o desafio regulatório. In: ARAÚJO, J. L. (Org) **Diálogos de Energia: reflexões sobre a última década 1994-2004**. Rio de Janeiro: Editora 7Letras, p. 197-225, 2005.

RODRIK, D. **Getting Institutions Right**. April, 2004.

SILVEIRA Jr., O. P. **O Mercado de Combustíveis no Brasil: intervenção e regulação estatal**. 2002. 111f. Dissertação (Mestrado em Administração) – Escola de Administração, Universidade Federal do Bahia, Salvador, 2002.

TOYOSHIMA, S. H. Instituições e desenvolvimento econômico: uma análise crítica das idéias de Douglass North. **Estudos Econômicos**. São Paulo: v. 29, n. 1, p. 95-112, 1999.

USO DO GÁS NATURAL COMO TRANSIÇÃO PARA UM SETOR DE TRANSPORTE SUSTENTÁVEL

Rodrigo Galbieri

Universidade Estadual De Campinas ¹

André Felipe Simões

Universidade De São Paulo ²

¹ Doutorando em Planejamento de Sistemas Energéticos pela Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). E-mail: galbieri@fem.unicamp.br

² Professor Doutor do Curso de Graduação em Gestão Ambiental da Escola de Artes, Ciências e Humanidades (EACH) da Universidade de São Paulo (USP). E-mail: afsimoes@usp.br

Resumo

Não há soluções simples para combater os elevados e crescentes índices de emissões de gases de efeito estufa por parte do setor de transportes mundial. Por outro lado, afirma-se frequentemente que estamos atualmente em um período de transição para um futuro sistema energético sustentável, no qual, gradualmente, as energias renováveis tornar-se-ão tão ou mais empregadas do que as “energias tradicionais” (ou seja, de origem fóssil). Nesse contexto, a mudança de base do petróleo e seus derivados para combustíveis produzidos com base no gás natural (GN) – utilizado, no caso, de forma direta ou como insumo para produção de combustíveis – constitui-se em uma alternativa eficaz de redução das emissões de carbono a partir do atual perfil da cadeia de combustíveis mais atuais. Sob a égide de tais considerações, o presente estudo analisa as principais perspectivas do uso do GN no setor de transporte no médio e longo prazos e também aborda a importância do GN como combustível de transição, no sentido de tornar o setor de transporte mais sustentável (ou seja, menos energo-intensivo) no longo prazo. Isto é, até tecnologias futuras – capazes de imprimir elevado grau de independência frente aos combustíveis fósseis –, tornem-se viáveis (nas perspectivas econômica, tecnológica e ambiental, em especial) e, conseqüentemente, dominantes.

Palavras-chave: Setor de transporte, Transição para sustentabilidade, Gás natural

Abstract

There are no simple solutions to combat the high and growing rates of emissions of greenhouse gases in the transportation sector worldwide. On the other hand, it is said often that we are currently in a transition period for a future sustainable energy system. The change from oil basis to fuel produced based on natural gas (direct use or as a raw for fuel production) is an effective alternative for reducing carbon emissions compared to current fuel production chains. This paper analyzes the main perspectives of the use of NG in the transport sector in the medium and long term and also discusses the importance of natural gas as a transition fuel to make the transportation sector sustainable in long term, which means that until the vehicles moved the hydrogen fuel cell (FCV) and / or biofuels to become economically viable and prevalent.

Keywords: Transportation sector, Sustainability transition, Natural gas

1. Introdução

O setor de transportes é fundamental para a atividade econômica e possui uma demanda crescente de acordo com o crescimento populacional e do com o Produto Interno Bruto – PIB (IPCC, 2007a). Atualmente é o setor que apresenta as maiores taxas de crescimento nas emissões de gases de efeito estufa – GEE (IEA, 2008a), contribuindo com cerca de 13,1% das emissões mundiais (IPCC, 2007b). A tendência é que essa participação continue crescendo nas próximas décadas, podendo alcançar cerca de 20% das emissões globais de GEE no ano de 2030 (IPCC, 2007a). O setor de transporte, juntamente com o setor de serviços, aumentaram o consumo de energia em 37% entre 1990 e 2005 (IEA, 2008a). No ano de 2007, o setor de transportes, foi responsável por 61,2% da demanda mundial de petróleo (IEA, 2009) e projeta-se que em 2020, atingirá o patamar de 77% (RIBEIRO *et al.*, 2003).

Não há soluções simples para combater os elevados e crescentes índices de emissões de GEE por parte do setor de transportes mundial. Para se atingir reduções consideráveis das emissões de GEE no setor de transportes, o mesmo deve superar entraves institucionais e também de infraestrutura, incluindo desde a baixa elasticidade do preço do

combustível pelos proprietários de veículos de passageiros; demandas cada vez mais crescentes por viagens aéreas (tanto no caso de passageiros, quanto no caso do transporte aéreo de cargas); dificuldades de se tornar viável economicamente combustíveis menos intensos em carbono (já no âmbito da tão propalada “economia de baixo carbono”) e; também a barreiras para a comercialização em larga escala de tecnologias voltadas de motores mais eficientes e de menor cilindrada (LUTSEY & SPERLING, 2008). No transporte de passageiros, caracterizado pelo amplo predomínio do uso de carros particulares, os ganhos de eficiência energética no consumo de combustíveis têm sido neutralizados pelo crescente número de quilômetros percorridos e pelo aumento na quantidade, tamanho e peso dos automóveis (WITTNEBEN *et al.*, 2009).

Afirma-se frequentemente que vivenciamos atualmente em um período de transição para um futuro sistema energético sustentável. Mas, como esse hipotético sistema energético sustentável, ao que tudo indica, está ainda longe de se tornar viável, as melhores estratégias para o atual período de transição são: 1- Reduções mesmo que parciais da intensidade de carbono dos combustíveis e; 2- Implementação de medidas mitigatórias que possuam flexibilidade frente as futuras novas inovações no setor energético (como os veículos a célula a combustível) (IEA, 2008b).

A mudança de base de petróleo para combustíveis produzidos com base no gás natural (GN) pode ser uma boa maneira de reduzir as emissões de carbono correlatas à cadeia de combustíveis atuais (ou mais usuais – leia-se: combustíveis de origem fóssil). O GN pode ser usado diretamente como combustível automotivo: liquefeito (GNL) ou comprimido (GNC) em motores de combustão interna (ICE) ou à célula a combustível (FC). Ele pode também servir como fonte primária de energia para obtenção de hidrogênio ou para produção de combustíveis sintéticos (gasolina, óleo Diesel e DME). As principais vantagens do uso do GN como combustível (ou insumo) de transição são: 1- Emissões de carbono por unidade energia de combustão menores que os combustíveis derivados do petróleo (ENGERER & HORN, 2010); 2- Não requer grandes adaptações nos veículos; 3- Já possui infraestrutura de distribuição (ainda que insipiente) em diversos países, inclusive no Brasil; 4- As reservas provadas de GN são maiores que as de petróleo e mais bem distribuídas (ANP, 2009); 5- Emissões menores de poluentes (CO, SO_x e NO_x) em relação aos derivados do petróleo (HEKKERT *et al.*, 2005; ENGERER & HORN, 2010).

Nesse contexto o presente trabalho analisa as principais perspectivas do uso do GN no setor de transportes no médio e longo prazos e também discute a importância do GN como combustível

de transição para tornar o setor de transporte sustentável no longo prazo. Isto, é claro, até tecnologias futuras – capazes de imprimir elevado grau de independência frente aos combustíveis fósseis –, tornem-se viáveis (nas perspectivas econômica, tecnológica e ambiental, em especial) e, conseqüentemente, dominantes.

Esse estudo não contempla a opção por veículos elétricos a bateria⁶⁷⁶ nem o híbrido plug-in⁶⁷⁷, pelo fato da eletricidade não ser considerada como um combustível (mesmo a despeito do potencial dos veículos elétricos na mitigação das emissões de GEE e demais poluentes gasosos). Urge ressaltar que todos os tipos de alternativas tecnológicas estudadas nesse trabalho, pode se utilizar do uso da frenagem regenerativa⁶⁷⁸ para maximizar os ganhos de eficiência energética dos veículos.

2. Veículos CNG e a H₂

O gás natural é utilizado atualmente tanto em veículos ciclo Diesel quanto em veículos ciclo Otto, chamados dual-fuel e bi-fuel, respectivamente. Um veículo bi-fuel pode operar alternadamente a GN ou a gasolina. Muitos são concebidos para comutar automaticamente para a gasolina quando o reservatório de gás se esgota. No Brasil já encontram-se até veículos tetra-fuel (GN, gasolina, álcool e mistura gasolina/álcool – gasol). Já um veículo dual-fuel funciona tanto exclusivamente com Diesel e também com misturas

⁶⁷⁶ Possui motor elétrico que utiliza energia química armazenada em baterias recarregáveis instaladas no próprio veículo, tornando possível a recarga das baterias através da rede elétrica ou de outra fonte de energia elétrica externa ao veículo.

⁶⁷⁷ É um tipo de veículo elétrico que possui tanto motor a combustão interna quanto bateria que pode ser recarregada na rede elétrica. Nos trajetos não muito longos o veículo seria acionado apenas pelo motor elétrico, anulando qualquer emissão direta de poluentes e GEE. Nos intervalos de inatividade o veículo seria carregado na rede elétrica. Para trajetos de longas distâncias, onde a autonomia da bateria seja insuficiente o motor de combustão interna entraria em ação.

⁶⁷⁸ O sistema de regeneração de energia cinética chamado de KERS (do inglês *kinetic energy recovery system*) é o termo genérico dado aos dispositivos que realizam a frenagem regenerativa, permitindo ao veículo recapturar e armazenar parte da energia cinética que seria convertida em calor (nas lonas ou discos nas rodas) durante a frenagem por atrito no veículo convencional. Os veículos que possuem o Kers são chamados de híbridos.

Diesel e gás natural. Cabe frisar que, no caso de um veículo dual-fuel, a combustão do carburante Diesel serve para fazer a ignição do GN.

No caso do uso do GN em motores concebidos para utilizar gasolina ou álcool hidratado, é comum que se opere na forma "bicombustível", utilizando-se preferencialmente o GN, podendo, no entanto, ser usado o combustível original (gasolina, álcool hidratado ou gasool – gasolina + etanol). Os veículos que possuem este tipo de adaptação podem ser fabricados desta forma ou podem ser adaptados em oficinas credenciadas, onde sofrem um processo de conversão.

Já os veículos pesados a óleo Diesel já existentes podem ser transformados para operarem em dual-fuel. Nestes casos, a conversão do veículo é mais complexa e também mais onerosa que a conversão dos veículos ciclo Otto, principalmente se houver a necessidade de substituição do motor original ou realização de serviços de retífica.

Nos veículos ciclo Otto e ciclo Diesel, a conversão se faz adicionando ao veículo um conjunto de equipamentos formado, basicamente, por: conjunto de reservatórios (denominados de cilindros), para acondicionar o GN; rede de tubos de alta e baixa pressão; dispositivo regulador de pressão; válvula de abastecimento; dispositivo de troca de combustível, e; indicadores de condição do sistema.

O funcionamento dos motores ciclo Diesel para uso do gás natural, baseia-se, primeiramente, na aspiração e compressão da mistura ar/gás e em seguida a combustão é iniciada quando somente uma pequena quantidade de óleo Diesel é injetada na câmara de combustão. A esta quantidade denomina-se "Injeção Piloto" e é necessária para inflamar e iniciar a frente de chama, exercendo função equivalente à faísca que é gerada por uma vela de ignição nos motores ciclo Otto. É importante ressaltar que, nestas condições, 15% da quantidade da energia fornecido ao motor é proveniente do óleo Diesel, enquanto o restante é fornecido pelo GN. Uma chave comutadora dá à opção ao usuário de utilizar o veículo nas duas condições Diesel ou Diesel/gás. Em 2011 a Volvo pretende lançar um novo modelo de caminhão dual-fuel.

Motores operando com gás natural como combustível possuem menores perdas por atrito e, portanto, são menos ruidosos do que os motores convencionais convencionais. Motores a GN acoplado a um turbo compressor (*turbo charger*, como exemplo o VW FSI-Ecofuel-Motor utilizado no automóvel VW-Passat) são equivalentes a do motor convencional em relação a cilindrada (potência), mas com a vantagem de possuir consumo de energia menor – especialmente no modo de carga parcial, que prevalece no tráfego urbano (ENGERER & HORN, 2010).

Com uma eficiência global comparável ao Diesel, o uso do GN apresenta resultados substancialmente inferiores, no que se refere às emissões de poluentes, do que no caso dos motores Diesel tradicionais. Veículos GN emitem substancialmente menos óxidos de azoto (NO_x) e material particulado (MP) do que todos os carros convencionais disponíveis na atualidade, assumindo potência e peso equivalentes. Mesmo os carros híbridos utilizando combustíveis tradicionais (*Conventional fuel plus electricity*) ou carros que utilizam misturas de combustíveis convencionais e biocombustíveis emitem mais desses poluentes (ENGERER & HORN, 2010). A desvantagem do uso do GN em detrimento da gasolina, etanol ou óleo Diesel refere-se à autonomia do veículo, que é caracteristicamente menor. Por outro lado, o veículo a GNV continua com seu tanque original. Nesse contexto, na prática, o emprego do GN aumenta a autonomia do veículo em questão.

Mesmo quando a contabilidade das emissões de CO₂ da cadeia toda são contabilizadas (considerando a adoção da metodologia *Well-to-wheels*)⁶⁷⁹, os veículos a GN, normalmente, têm uma vantagem em relação aos carros convencionais: veículos ICE a GN emitem cerca de 25% menos GEE na cadeia total em comparação aos ICEV⁶⁸⁰ a gasolina (HEKKERT *et al.*, 2005) e aos ICEV a óleo Diesel de mesma potência (ENGERER & HORN, 2010). Somente veículos que utilizam biocombustíveis puro caracterizam-se por menores emissões de CO₂ do que os ICEV a GN (ENGERER & HORN, 2010).

Urge ressaltar que os veículos ICEV a GN também podem ser concebidos para operar como híbrido (uso tanto de GN quanto de eletricidade para propulsão do veículo). Globalmente, em comparação aos veículos elétricos puros, no que tange eficiência e mitigação das emissões de poluentes gasosos diversos e GEE, os veículos a GNC possuem a vantagem de utilizar uma tecnologia já madura e menos custosa. A substituição dos veículos convencionais por GN nas cidades onde as concentrações de MP estejam acima do limite previsto por lei seria, sem dúvida, extremamente oportuna.

No caso dos veículos a hidrogênio, o mesmo pode ser utilizado diretamente em motores de combustão interna, mas o mais provável é que o H₂ ser utilizado em conjunto com sistemas de propulsão de células de combustível, por apresentar eficiência energética

⁶⁷⁹ São as emissões de GEE associados tanto aos processos de extração, processamento, armazenamento e transporte (*Well-To-Tank*) quanto as emissões associadas à tecnologia utilizada a partir do abastecimento do veículo (*Tank-to-Wheel*).

⁶⁸⁰ *Internal combustion engine vehicle, ou seja, veículo com motor a combustão interna.*

de cerca de 2 a 3 vezes maior que os veículos ICE de potência equivalente (IEA, 2008b). A utilização de hidrogênio nos FCV⁶⁸¹ proporcionaria uma variedade de benefícios, dentre eles, poder-se-ia citar: elevada eficiência energética; praticamente zero emissões de poluentes e GEE.

Diferentemente da eletricidade e dos combustíveis líquidos (fósseis e etanol), não existe uma grande rede de distribuição ou de produção de hidrogênio em qualquer parte do mundo. Atualmente, considera-se como sendo limitadas as perspectivas para a produção de hidrogênio a partir de energias renováveis, mesmo no longo prazo (IEA, 2008b). Embora uma parte substancial do fornecimento de eletricidade no futuro possa ser baseada em energias renováveis, a disponibilidade de excedentes de eletricidade de origem renovável para produção de hidrogênio será, provavelmente, limitada a algumas regiões do mundo (IEA, 2008b). Para que o hidrogênio contribua com a sustentabilidade do setor de transporte – mesmo sendo produzido a partir de combustíveis fósseis – seria necessário ser produzido de forma centralizada e com uso do CCS (*carbon capture and storage*, ou seja, captura e armazenagem de *carbono*). A produção de hidrogênio centralizada, no longo prazo, tende a diminuir sensivelmente os custos de produção e tornar a captura e armazenagem do CO₂ gerado no processo viável economicamente. Projetos de produção de hidrogênio a partir de gaseificação do carvão mineral em instalações termelétricas centralizadas do tipo IGCC⁶⁸² com uso do CCS será, provavelmente, a opção futura de menor custo (IEA, 2008b).

3. O gás natural como combustível de transição para um futuro setor de transportes sustentável

Como as emissões dos veículos em geral devem ser reduzidas substancialmente no futuro (IPCC 2007a; IPCC2007b) e o aumento da eficiência energética possui alcance limitado, o GN pode vir apresentar um papel importante na mitigação das emissões de GEE. O GN pode ser utilizado através da substituição direta do óleo Diesel e da gasolina, nos veículos dual-fuel e bi-fuel,

⁶⁸¹ *Fuel cell vehicle*, ou seja veículo a célula a combustível.

⁶⁸² *Integrated Gasification Combined Cycle*, ou seja, gaseificação integrada com ciclos combinados.

respectivamente, e/ou como insumo para produção de combustíveis sintéticos até que os FCV a hidrogênio se tornem competitivos no mercado e/ou os biocombustíveis alcancem escala de produção suficiente para substituir os derivados de petróleo. Os itens a seguir, abordam as principais rotas de emprego do GN como combustível de transição no setor de transportes. Isto é, antes que os veículos elétricos a célula a combustível a hidrogênio (FCV a H₂) tornem-se viáveis economicamente e/ou os biocombustíveis tornem-se predominantes em nível mundial.

3.1. Uso Direto

De acordo com Hekkert *et al.* (2005), duas estratégias diferentes seriam no sentido de viabilizar o uso do GN como combustível de transição para a era dos FCV e/ou biocombustíveis.

Uma alternativa é baseada em mudanças iniciais e radicais na tecnologia dos veículos. Os veículos mudariam de ICEV para FCV, mantendo os derivados de origem fósseis, no caso a gasolina, em seguida, mudaria o tipo de combustível, primeiramente para GN e finalmente para H₂.

A outra mudança viável seria baseada inicialmente na infraestrutura de abastecimento, isto é, antes que a tecnologia das células a combustíveis esteja madura. Sendo assim, numa primeira etapa, os veículos automotivos utilizariam gás natural na sua combustão (nos motores ICE, através de mudanças não radicais dos veículos), para depois serem construídos como FCV a GN e, finalmente, seriam FCV a hidrogênio. A transição poderia também ser direta: de ICEV-GN para FCV-H₂. A Figura 1, a seguir, esquematiza as duas alternativas propostas.

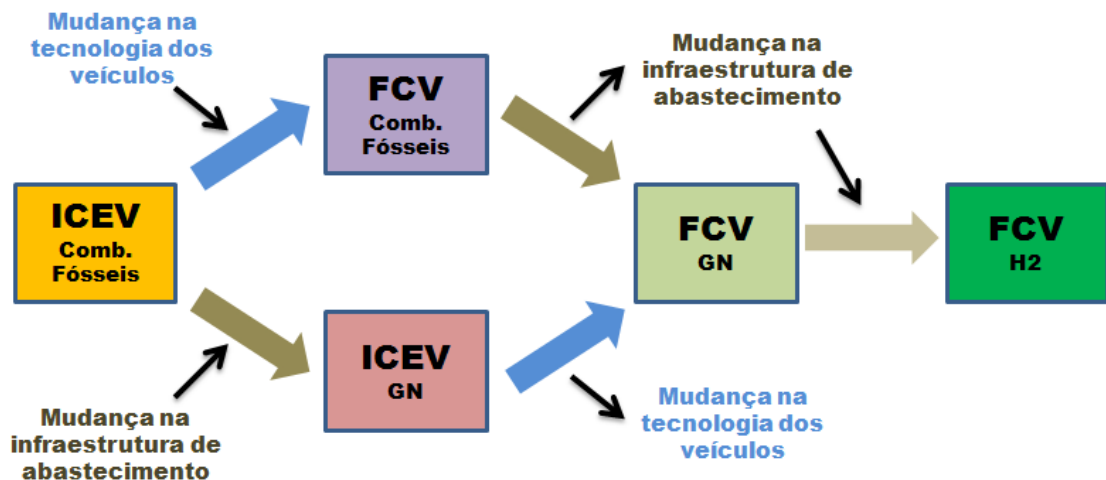


Figura 1: Rotas de transição de uso do gás natural para um setor de transporte sustentável – Uso Direto

Fonte: Elaboração Própria.

A segunda alternativa é a que resultaria em maior mitigação nas emissões de CO₂, pelo fato da troca dos derivados de petróleo pelo GN (menos carbono intensivo) se iniciar já no curto prazo (pois a tecnologia ICEV-GN já está madura). O GN seria utilizado como combustível até que a tecnologia FCV a algum combustível “verde” (etanol, por exemplo) ou a hidrogênio se tornarem viáveis economicamente.

A escolha entre as alternativas FCV e ICEV será fortemente dependente das iniciativas estratégicas dos fabricantes dos veículos e empresas de energia. Na primeira alternativa (FCV), os fabricantes de automóveis terão de inovar e assumir riscos comerciais, enquanto que na segunda alternativa (ICEV a GN) não de serem requeridos investimentos maiores por parte das empresas de energia e dos postos varejistas de distribuição (HEKKERT *et al.*, 2005).

Cabe denotar que a transição para cadeias de novos combustíveis requer grandes investimentos e longo prazo para ajustes e adaptação das cadeias de abastecimento de combustíveis e postos de varejo, além de necessidades de adaptação nos veículos (HEKKERT *et al.*, 2005). A fixação do CO₂ quando a produção de H₂ for centralizada (através do CCS) tem potencial para reduzir drasticamente as emissões de carbono (IEA, 2008b). Além disso, no longo prazo, o GN como matéria-prima para a produção de hidrogênio pode ser substituído por recursos sustentáveis (biomassa ou bioeletricidade). Outro potencial emprego do gás natural é através das tecnologia GTL e GTG para produção de combustíveis sintéticos, a qual serão abordadas no tópico seguinte.

3.2. Uso Indireto

O gás natural pode também ser utilizado também como insumo na produção de combustíveis sintéticos⁶⁸³. Através do GN, primeiramente, deve-se produzir o *syngas*⁶⁸⁴ (mistura de CO e H₂). Neste caso, também há 2 alternativas para produção de combustíveis sintéticos que apresentam maiores viabilidades econômicas no médio prazo:

- *Gas-to-Liquids* (GTL): Após a obtenção do *syngas*, este é submetido à síntese de Fischer-Tropsch (FT) para formar hidrocarbonetos de maior peso molecular, como o óleo Diesel, por exemplo.
- *Gas-to-Gas* (GTG): Após a obtenção do *syngas* pelos mesmos processos da opção anterior, o produto final são outros gases ao invés de hidrocarbonetos líquidos, tendo como produto mais importante o DME (SOUZA-AGUIAR, 2005).

3.2.1. Tecnologia GTL

A principal e distinta vantagem do GTL em relação às outras tecnologias refere-se ao aproveitamento da infraestrutura pré-existente. Os seus produtos (que são os mesmos da indústria do refino do petróleo) podem ser estocados, manuseados, transportados e comercializados com os métodos convencionais que já estão bem estabelecidos e podem ser utilizados em equipamentos também já estabelecidos, como os motores a combustão interna. Em uma configuração mais básica, o transporte do produto final pode ser realizado até mesmo misturando-o com os derivados obtidos via petróleo (DE KLERK, 2008).

De acordo com HUTTON & HOLMES, (2005), outras vantagens são que a tecnologia GTL básica está comercialmente provada, os produtos podem ser transportados em navios e oleodutos convencionais e os produtos têm um valor *premium*⁶⁸⁵.

⁶⁸³ De acordo com Probststein e Hicks (1982) os combustíveis sintéticos são aqueles obtidos pela conversão de uma determinada forma de material carbonado em outra forma como ocorre no processos CTL (*coal-to-liquid* – isto é, através do carvão), por exemplo. Em tais casos, a partir do carvão mineral, obtém-se um importante insumo de produção denominado gás de síntese (*syngas*) para que, partindo-se do mesmo, sintetize-se gasolina e óleo Diesel, dentre outros produtos.

⁶⁸⁴ O processo de gaseificação ou produção do *syngas* pode ser definido como a conversão de qualquer combustível que contenha carbono em um produto gasoso que possua poder calorífico (BRANCO, 2008).

⁶⁸⁵ Devido à crescente demanda ambiental por combustíveis menos poluentes, no caso sem enxofre e com o mínimo de aromáticos e geração mínima de óxidos de nitrogênio, fuligem e hidrocarbonetos. Esta demanda está modificando os objetivos tradicionais da indústria de refino. Apesar de ser possível reduzir enxofre, nitrogênio e aromáticos com a adição de unidades de hidrotreatamento, estas unidades requerem mais energia e reduzem significativamente a eficiência energética das refinarias, sem contar com os elevados custos de

3.2.3. Tecnologia GTG – Síntese de DME

O éter dimetílico ou DME, empregado como propelente de aerossóis, cosméticos, repelentes e inseticidas, é também considerado por diversas empresas e centros de pesquisas dos países mais desenvolvidos, como uma promissora alternativa energética aos derivados de petróleo (SOUSA-AGUIAR *et al.*, 2005).

O DME pode ser obtido a partir do gás de síntese, proveniente do processo de reforma do gás natural ou de derivados do petróleo, da gaseificação do carvão ou de biomassa (bio-DME). O DME pode ser usado como um combustível típico de baixas emissões de poluentes e GEE em motores de ignição por compressão (ciclo Diesel) de alta eficiência com redução de NO_x, SO_x, CO e material particulado (SOUZA *et al.*, 2006). De acordo com testes da empresa Volvo, o DME é atualmente o combustível que apresentou a maior eficiência energética nos seus testes (VOLVO, s.n.t). Além disso, não caracteriza-se por significativos tem grandes problemas com a toxicidade, produção, infraestrutura de distribuição (SEMELSBERGER *et al.*, 2005). De fato, o número de cetano (NC⁶⁸⁶) relativo ao DME é superior ao do óleo Diesel enquanto a sua temperatura de ignição é inferior. Essas características tornam o DME um potencial combustível para motores do ciclo Diesel (ICEV) (SOUZA-AGUIAR, 2005).

Outra possibilidade de aplicação do DME consiste no seu uso em células a combustível; seja na geração de H₂ em células do tipo PEM (célula a membrana polimérica), ou mesmo de forma direta como combustível nas células tipo DDMFC (célula de DME direto) ou tipo óxido sólido (SOFC) (HANSEN, 2006). A Figura 2, a seguir, ilustra as duas

investimento associados à implementação das novas unidades de hidrotreatamento nas refinarias (além do nada desprezível custo e de operação e manutenção) (SOUSA-AGUIAR *et al.*, 2005, *apud* BRANCO 2008). Os combustíveis sintéticos produzidos via tecnologia GTL suprem essa demanda por combustíveis menos poluentes. No caso do Diesel FT, a tecnologia GTL produz o ULSD (*Ultra Low Sulfur Diesel*) sem a necessidade de processos de desulfurização posteriores (DOE, 2007).

⁶⁸⁶ NC ou número de cetano é uma característica que se relaciona, fisicamente, com o tempo de retardo de ignição de um combustível no momento em que ele sofre a compressão em um motor que opera em ciclo Diesel. Quanto maior for o número de cetano do óleo Diesel menor será esse retardo, e como consequência menor será a quantidade de combustível que permanecerá na câmara de compressão sem ter sofrido combustão. Esse combustível que não sofre combustão adequadamente causa perda de potência e com o tempo causa avarias no motor.

opções de transição de uso do GN como insumo para produção de combustíveis sintéticos, vias rotas GTL e GTG.

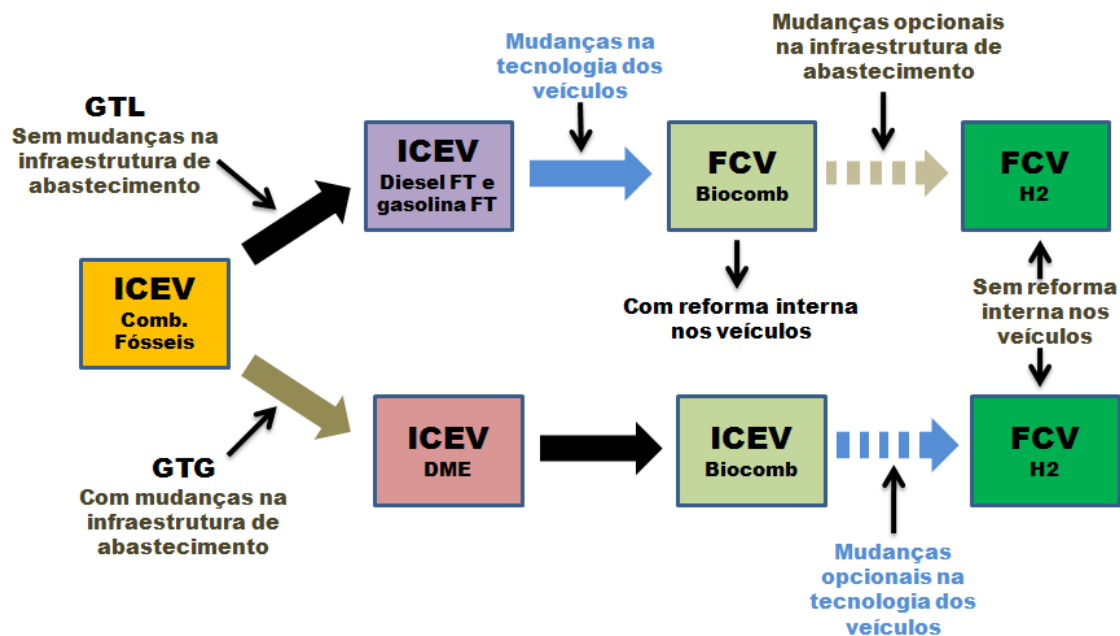


Figura 2: Rotas de uso do gás natural como combustível de transição para um setor de transporte sustentável – Uso Indireto
 Fonte: Elaboração Própria.

Cabe ressaltar que o DME produzido pela rota GTG também pode ser utilizado nos FCV. Os biocombustíveis (incluindo o BioDME) e o hidrogênio devem necessariamente serem produzidos de forma sustentável para tornar o setor de transporte sustentável no longo prazo.

A Figura 3, a seguir, compila todas as alternativas tecnológicas de produção e uso de combustíveis para descarbonizar a matriz energética do setor de transportes propostas no presente estudo. As setas em vermelho referem-se a rotas de transição que apresentam no momento (e, em princípio) os menores custos de implementação e as setas tracejadas referem-se a alternativas suplementares, isto é, a alternativa anterior já apresentava uma opção de baixa emissão – nesse contexto – portanto, para atingir a sustentabilidade do setor de transportes, não seria “obrigatório passar” para a alternativa que a seta tracejada

indica. As alternativas em azul são as tecnologias com potencial de emissão de GEE (na cadeia toda) próximas a zero.

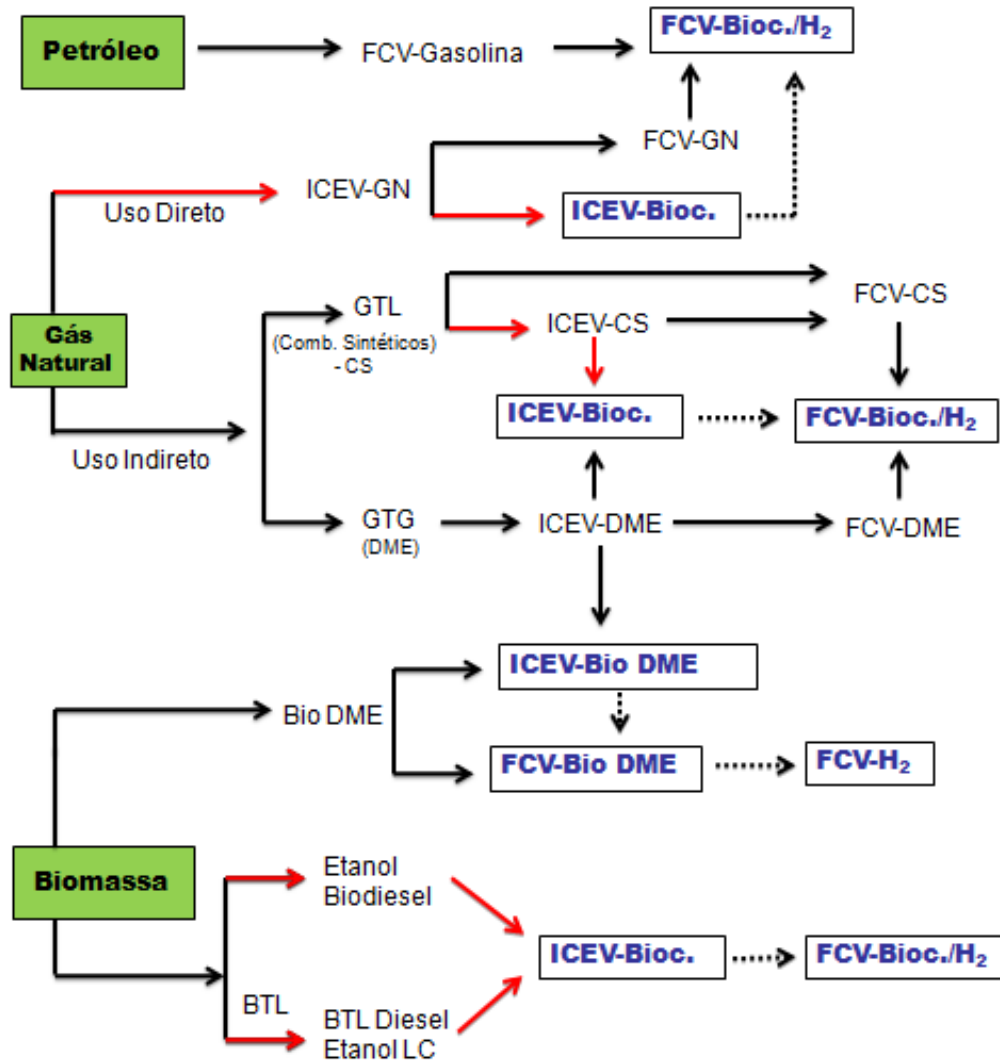


Figura 3: Alternativas tecnológicas para descarbonizar a matriz energética do setor de transportes
Fonte: Elaboração Própria.

As alternativas FCV, excluindo a FCV-H₂, utilizariam reformadores dentro dos veículos para produção de H₂ e, portanto, não seria necessário mudanças na infraestrutura de distribuição no caso da gasolina e dos biocombustíveis – apenas pequenas mudanças na infraestrutura fazer-se-ão necessárias no caso do uso direto do GN e do DME. Nessas alternativas, os maiores custos de mudanças seriam nos próprios veículos por parte das

montadoras. No caso do combustível ser o próprio H_2 , grandes mudanças na infraestrutura de distribuição seriam necessárias, assim como nos veículos – a despeito da não necessidade do uso do reformador dentro do veículo. No caso das alternativas ICEV, se a alternativa GTL for utilizada como transição (produção de combustíveis sintéticos – CS) para o uso futuro de biocombustíveis também em motores ICEV, as mudanças tanto em distribuição como nos veículos seriam consideravelmente menores.

5. Entraves a utilização do GN e das células a combustível

Apresenta-se, a seguir, uma sucinta análise das principais barreiras que o GN e as células a combustível necessitam superar para aumentar as suas participações na matriz energética do setor de transportes.

5.1. Barreiras iniciais para uso do GN em veículos ICE

Mesmo os veículos ICEV a GN serem bicompostíveis, há um relativamente elevado para torná-los aptos a utilizar GN. A implementação de novas cadeias de abastecimento para uso de GN (para o H_2 também) implica em mudanças dos atores envolvidos. Os motores ICEV para funcionar a GN necessitam passar por adaptações e tanques adicionais precisam ser instalados, o que compromete, geralmente, o espaço do “porta-malas”⁶⁸⁷ do veículo. Outro fator importante na escolha do proprietário de veículos consiste no limitado fornecimento de gás natural por parte dos distribuidores varejistas. Fatores estes que acabam comprometendo a decisão dos proprietários dos veículos de não comprar ou converter seu veículo para o uso do GN.

⁶⁸⁷ No início de 2009, a Toyota apresentou o seu modelo conceitual para o Camry Híbrido GNV/Elétrico. Esse modelo emprega a nova tecnologia de pneus *run-flat*, que permite rodar sem ar a velocidades de até 75 km/h e distâncias de até 150 km. Dessa forma, não há necessidade do veículo transportar pneu sobressalente ou ferramentas para substituir pneus. Assim, o espaço no piso do veículo passa então a ser ocupado por cilindros de armazenamento de gás natural, sem prejuízo do lugar normal para as malas.

5.2. Barreiras na distribuição do GN comprimido ou liquefeito

Para que os veículos a GN alcancem participações relevantes na matriz de transporte, é necessário que a infraestrutura de abastecimento varejista seja expandida. Um número suficiente de postos de abastecimento é uma condição prévia para o uso (generalizado) de gás natural como combustível veicular.

Todos os países que possuem relevante participação do gás natural na matriz energética do setor de transportes requereram no passado de consideráveis investimentos na implementação de infraestrutura de distribuição através de desenvolvimento de programas de apoios especiais. Através desses incentivos, os proprietários de carros têm decidido a favor de veículos a gás natural (ENGERER & HORN, 2010). Esses apoios especiais são importantes, pois os custos envolvidos da expansão das redes de distribuição são grandes. Os donos de postos de abastecimento (varejo) não se sentem estimulados a investir na distribuição de GN a menos que a frota de veículos a GN seja grande, por outro lado o consumidor não se sente estimulado a investir em veículos a GN se a rede de distribuição não for amplamente expandida. Fato esse que gera um impasse no processo de expansão de veículos a GN em muitos países, como o Brasil, por exemplo. Políticas de incentivos (diminuição de impostos e/ou subsídios) nesse contexto, tornam-se importante instrumentos para expansão do setor.

5.3. Barreiras para produção de combustíveis sintéticos

A produção de óleo Diesel FT utilizando como matéria-prima o GN é um método de produção que, apesar de bem conhecido, ainda não é totalmente viável economicamente. A viabilidade econômica fica na dependência dos preços do petróleo. Preço do petróleo baixo desestimula o setor em investir nas plantas GTL e vice-versa⁶⁸⁸. Como a distribuição e uso final dos produtos das plantas GTL são os mesmos que da cadeia de combustível convencional (refino do petróleo), esta inovação é considerada de menor custo e complexidade do que a troca de

⁶⁸⁸ Segundo Callari (2007) é viável construir uma planta de GTL no Brasil quando o preço do petróleo se estabilizar entre US\$ 40 e US\$ 60 o barril (em 01/09/2010 o Brent custava U\$ 76,00), e as novas tecnologias de produção GTL estiverem mais desenvolvidas. Nesses valores atuais, qualquer projeto passa a ser viável, mas não há garantia de sustentabilidade para o preço do óleo nesses patamares, impossibilitando a aplicação de recursos em projetos GTL de longo prazo.

combustível Diesel/gasolina por GNV, pois essa última possui infraestrutura de distribuição muito diferente (HEKKERT *et al.*, 2005).

5.4. Barreiras tecnológicas dos FCV

É no campo da tecnologia que se encontram as principais barreiras ao uso da célula combustível pelo setor de transportes. O uso de qualquer combustível nas células a combustíveis já requer inovações radicais (e onerosas). Soma-se a isso os altos investimentos na mudança da distribuição e armazenamento dos combustíveis líquidos pelos combustíveis gasosos comprimido (GN ou H₂). No caso de se utilizar um biocombustível e/ou GN para produção de hidrogênio a bordo do veículo através do processo de reforma, a inovação, os custos e barreira seriam ainda maiores.

6. Conclusões

Como principal obstáculo para o uso do H₂ como combustível veicular, além dos custos de produção do combustível, estão os custos da mudança de infraestrutura de abastecimento (distribuição) e os custos de adaptação dos próprios veículos. Em relação aos biocombustíveis, as principais barreiras, além dos custos de produção estão na capacidade do mercado produzi-los de forma sustentável e sem comprometer o meio ambiente e a produção de alimentos. Com essas entraves, é difícil esperar que a transição para a “era do H₂ e/ou dos biocombustíveis” ocorra sem que antes sejam adotados primeiramente por sistemas intermediários, como é o caso, por exemplo da cadeia do GN.

Pode-se dizer que o GN, devido a sua versatilidade, é, em princípio, um combustível de transição muito oportuno, tanto no curto quanto no médio prazo, uma vez que cadeias mais eficientes podem ser baseadas no GN. Tanto em termos de custos, como em termos ambientais e de disponibilidade. A vantagem do uso do GN é que as barreiras associadas à implementação são relativamente baixas, uma vez que a tecnologia pode ser considerada quase que como uma inovação incremental. Para o curto prazo, seu uso direto em motores ciclo Diesel e ciclo Otto pode ser considerado como uma importante opção para a melhoria das cadeias tradicionais (baseadas no petróleo e seus derivados). Já no médio e longo prazo a tecnologia GTL e GTG de produção de combustíveis sintéticos (FT) tende a tornar-se uma opção viável, principalmente em virtude dos prováveis crescentes preços do petróleo no futuro e as questões ambientais (em especial, a intensificação do efeito estufa antrópico).

Portanto, os veículos a gás natural devem ser apoiados (pelos diversos agentes atuantes no setor de transportes) como transição um contexto futuro no qual o setor de transportes deixará de ser um dos “vilões” em termos de degradação da qualidade do meio ambiente atmosférico, ou seja, transição para para um setor de transporte sustentável. O Brasil, atualmente detentor de vastas reservas (segundo a ANP – 2010 –, tais reservas alcançaram o patamar de 366 bilhões m³) tem muito em que se beneficiar do uso do gás natural como combustível veicular. Desse modo, estratégias como, reduções de impostos para mudanças dos veículos e expansão da infraestrutura de distribuição devem ser priorizadas quando da elaboração de políticas públicas. Tal priorização, conforme analisado no presente trabalho, deve-se a uma série de fatores, dentre os quais destacam-se: redução de “danos” ambientais (particularmente: redução da emissão de poluentes gasosos diversos e de GEE), segurança energética (diversificação dos tipos de combustíveis, a fim de tornar o setor de transporte menos dependente de derivados de petróleo) e melhor aproveitamento das reservas de gás natural brasileira.

7. Referências Bibliográficas

ANP. Agência Nacional do Petróleo, 2009. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2009, 2009. Ano base 2008.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, 2010. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2010, 2009. Ano base 2009.

BRANCO, DAVID ALVES CASTELO. Análise Técnica E Econômica Da Aplicação Da Tecnologia Gtl De Pequena Escala Para A Monetização Do Gás Natural Associado Remoto Offshore No Brasil, 2008. COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Tese (Mestrado).

CALLARI, ROBERTO. *Produção De Óleo Diesel Limpo a Partir do Gás Natural: Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica Para Instalação de uma Planta GTL*, 2007.84 p. Tese (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em energia, Universidade de São Paulo.

DE KLERK, A. de, Hydroprocessing Peculiarities of Fischer–Tropsch Syncrude, 2008. *Catalysis Today*, v. 130, pp. 439-445.

DOE. US. Department of Energy. Annual Energy Outlook 2007: With Projections to 2030, 2007. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo07/index.html>.

ENGERER, H., HORN, M. 2010. Natural gas vehicles: An option for Europe. *Energy Policy*, Vol. 38, pag.1017–1029

HANSEN, J. B. DME activities at Topsøe Fuel processing for fuel cell systems and progress towards large scale manufacturing, 2006. Anais, International DME CONFERENCE, London, May16, 2006.

HEKKERT, M.P., HENDRIKS, F. H.J.F., FAAIJ, A. P.C., NEELIS, M. L.. Natural Gas as an Alternative to Crude Oil in Automotive Fuel Chains Well-To-Wheel Analysis and Transition Strategy Development, 2005. *Energy Policy* Vol. 33, pag 579–594.

HUTTON, W.J., HOLMES, J. Floating Gas to Liquids – A Solution to Offshore Stranded Gas, 2005. 18th World Petroleum Congress, Block 3, Forum 11.

IEA. International Energy Agency. Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency, 2008a. *Energy Indicators. Key Insights from IEA Indicator Analysis, In Support the G8 Plan of Action.*

IEA. International Energy Agency. *Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050*, 2008b. In Support the G8 Plan of Action.

IEA. International Energy Agency. *Key World Energy Statistics*, 2009. Disponível em http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1199

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. *Fourth Assessment Report: Climate Change*, 2007a. Working Group III, Report Mitigation of Climate Change, Chapter 5: Transport and its infrastructure.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. Fourth Assessment Report – Climate Change, 2007b: the Synthesis Report. Acesso em: 12/06/2008. Disponível em: <http://www.ipcc.ch>. Acesso em: 12/06/2008.

LUTSEY, N. SPERLING, D. Greenhouse Gas Mitigation Supply Curve for the United States for Transport Versus Other Sectors, 2008. Journal: Elsevier, Transportation Research Part D 14 (2009) p. 222-229.

PROBSTEIN, R.F., HICKS, R.E. Synthetic Fuels, 1982. 1st Edition. New York: McGraw Hill Book Company, 490 p.

RIBEIRO, S. K., COSTA, C., V., DAVID, E. G., REAL, M. V., D'AGOSTO, M. A. Transport and Climate Change, 2003. Rio de Janeiro, Ed COPPE/RJ.

SEMELSBERGER, T., A.; BORUP, R., L., GREENE , H., L. HOWARD L. Dimethyl Ether (DME) as an Alternative Fuel, 2005. Journal of Power Sources 156 (2006) 497–511.

SOUSA-AGUIAR, E. F., APPEL L.G., MOTA C. Natural gas chemical transformations: The path to refining in the future, 2005. Catalysis Today, v. 101, pp. 3–7.

SOUZA, M. C. S.; CARVALHO, S. M. H.; OLIVEIRA, T.; LELLIS ,V. L. M., APPEL, L. G. DME, o combustível do futuro?, 2006. In: Simpósio Internacional de Engenharia Automotiva. 14: 2006: São Paulo. Rio de Janeiro.

VOLVO. Volvo Trucks e o Meio Ambiente, s.n.t. Disponível em: www.volvotrucks.com

WITTNEBEN, B., BONGARDT, D., DALKMANN, B., STERK, W., BAATZ, C. Integrating Sustainable Transport Measures into the Clean Development Mechanism. Transport Reviews, 2009. Vol. 29, No. 1, 91–113, January 2009.

PROSPECT OF IRAN NATURAL GAS EXPORT PROJECTS

Hedayat Omidvar

Member of IGU Marketing Committee

Head of Communication Affairs with Science & Research Centers,

Research & Technology Dept., National Iranian Gas Company

No.77-Southern Aban St. - Karimkhan Ave.-Tehran-1598753113-Iran

Tel:+98-21-81315646

Fax:+98-21-81315682

Email: omidvar@nigc.ir

Gas export projects via LNG

Concise Table of LNG Projects

Project Name	Project Executor	Project Shareholders	Project Objectives	Feed & Field
Gas Export through LNG (Pars LNG Project)	Persian LNG Co	NEGEC representing NIOC(%50) Total Co(%40) Petronas(%10)	10 MT LNG production an annum	Phase 11 of South Pars Gas Field
Gas Export through LNG (Persian LNG Project)	Persian LNG Co	NIGEC representing NIOC(%50) Shell Co(%25)	16.2 MT LNG PRO production an annum within two trains	Phase 13.14 of south Pars Gas Field (The phases may be subject to change in view of

		Repsol Co(%25)		NIOC Plans so as to expand the South Pars phases)
Gas Export through LNG (Iran LNG Project)	Natural Iranian Gas Liquefaction Co (Iran LNG)	NEGEC representing NIOC(%49) Pension Fund, Saving and Welfare of Oil industry staff Co(%1) Remissible stocks to LNG buyers and investors (%40)	11MT LNG production within two trains	Sour gas extracted from South Pars Phase 12
Gas Export through LNG (Golshan & Ferlowsi LNG Project)	Malaysian Petrofild Co	Malaysian Pertofild %100 investment	Golshan&Ferdowsi field expansion and 10 MT of LNG production within two trains	Golshan&Ferdowsi gas fields
Gas Export through LNG (North LNG Project)	Chinese CINOOD Co	Chinese CINOOK %100 investment	North Pars Field expansion and 20 MT of LNG production within 4 trains	North Pars gas field

Iran LNG Project

Introduction:

Iran LNG project aiming at establishing a liquefaction plant for natural gas is well underway in Tombak 50 Km NW of Asaluyeh and 15 km SE of Kangan-pars 2 (Tombak) . This project comprises two phases those of feasibility and execution. The latter phase is underway within two trains each of which has one liquefaction unit.

The capacity of each liquefaction unit is nearly 5.5 million tons annually. South Pars Gas Field, Phase 12 provides the feed gas for this plant and the German Linde Co. undertakes the liquefaction technology.

Current Shareholders	Future Shareholders
NIGEC 49%	NIGC & Saving
Saving, Welfare & Pension Funds 10%	Welfare & pension Funds of Petroleum
Of petroleum Industry	Industry 20%
Petroleum Industry 1%	Investors 80%
Pension Fund	
Ready for Investors 40%	

Upstream Responsible : POGC

Applicant investor companies :

Midstream Responsible: NIGEC

OMV, Eon , Enel,Enbw,Econgas and

Main Train Figures:

Feed gas	27MM³/Day
LNG Production	5.5MTPA
Propane Production	0.26MTPA
Butane Production	0.196MTPA
Condensate Production	0.21MTPA
Sulphur Production	0.133MTPA

Plant Main Characteristics:

Liquefaction Technology	Linde
Mercaptan Removal	Gas Phase (Molecular Sieve &Lurgi Purisol)
Compressor Driver	Electric Motor
Sulphur Recovery	Lurgi Oel-Gas-Chemie GmbH(Claus Provens)
Acid Gas Removal	BASF (AMDEA) through Lurgi Oel-Gas-Chemie GmbH
Cooling Medium	Hybrid-Sea Water&Air
Heating Medium	Steam
Power Generation	Combined Cycle Power Plant(1000MW)
LNG Tanks	3Full Containment Tanks,Each,140.000m³
LPG Tanks	2Full Containment Tanks,Each30.000m³

Pars LNG Project

Introduction:

This Project is deemed to annually produce 10 million tons of LNG for which the daily input gas of the plant is nearly 46 million tons of sour gas supplied by South Pars Gas Field, phase 11. There are two 32-inch pipelines through molecular sieve and demercurization, it will get refrigerated and liquefied by Axens technology. Afterwards, the product will be stored in two tanks each of which to 155000 m³ of capacity and then marketed by LNG ships from the jetty.

It is noteworthy that, a 1000 MW power plant utilizing gas turbines with the method that of combined cycle will provide the power required for the project.

Current Shareholders	
NIGEC	50%
TOTAL	40%
PETRONAS	10%

Project Specification:

Location	50 km North West Assaluyeh, Tombak Village
Feed Stock	Supplied From South pars field-Phase11
Liquefaction Units	2
Production	10MT/Year by 2 Train
Executing Agency	Pars LNG

Liquefaction Technology	Axen
-------------------------	------

Plant Main Characteristics/Train:

Feed gas	46 MM / Day	H2S Content:0.4%-0.9%
		Nitrogen:3.5%-4.5%
		Mercaptan:400ppm
		Co2 Content:2.3%-2.5%
		Other Hydrocarbons:8%
LNG Production	5 MTPA/Train	
Propane Production	179 KTPA/Train	
Butane Production	212 KTPA/Train	
Condensate Production	3400 BODP/Train	
Sulphur Production	77 KTPA/Train	
Project Start up	2001	
LNG Delivery Start Date	2013	
The Iranian Local Content for construction of NIOC LNG Project Shall not be Less than 51%		

Persian LNG Project

Introduction:

Persian LNG Project in pursuit of the establishment of a liquefaction plant for natural gas , is well underway in Tombak region , 50 km NW of Asaluyeh and 15km SE of Kangan-Pars

2(Tombad) . This project is made up of two phases. The first phase includes two units for sweetening and condensation extraction and one unit for LNG production. In the second phase, one more unit that of sweetening and condensation extraction and one more for LNG Production will be added. Each LNG production unit is expected to annually meet 8.1 MT of production (16.2MT in total). South Pars Gas Field, phases 13 and 14 will provide the feed gas of the project which will daily totaling 78 MM3.

Current Shareholders	
NIGEC	50%
SHELL	25%
REPSOL	25%

Main Figures for Each Phase of Development:

Items	Train one	Train two
Feed Gas Amount MM³/Day	52	78
LNG Production MTPA	8.1	16.2
Propane Production MTPA	0.67	1
Butane Production MTPA	0.37	0.56
Domestic Gas Production MTPA	3.1	0.2
Condensate Production MTPA	0.29	0.43

■ Plant Main Characteristics	
Liquefaction	Shell – Double Mixed Refrigerant (DMR) process
Mercaptan Removal	Sulfinol – D/Molecular Sieve
Compressor Driver	SCOT
Sulphur Recycle	Electric Motors With Variable Speed
Power Generation	1200MW Combined Cycle Power Plant Concept Providing Heat and Power
Acid Gas Removal	Sulfinol-D
Heating/Cooling Medium	Steam/Air Cooling
LNG Tanks	3 Full Containment Tanks , Each 160.000m³ For 2 LNG Trains
LPG Tanks	2Full Containment Tanks , Each 65.000m For Butane and 105.000m³ for propane
LNG Delivery Start Date	2014

North Pars Project

Introduction:

This Project based upon a barter and a counter purchase with a 7-year refund is after developing North Pars phase with 52 TCF of gas reserves in SE of Boushehr. The would-be gas from this phase will be put to use for LNG production in a plant to be constructed by

Chinese CNOOC co. in Tombak region in 2013. This plant comprises 4 trains each of which is 5 MT of capacity totaling 20 MT. Half of the product belongs to NIOC for a 25-year term and CNOOC will pay NIOC the cost of the remaining gas upon the agreement concluded.

NIGEC is to sell CNOOC the feed gas on behalf of NIOC. All the equipment will be ceded to NIOC after this 25-year term.

Current Shareholders	
CNOOC	100%
<ul style="list-style-type: none"> Based on agreements instead of tolling fee half of LNG production belongs to NIOC Plant ownership will be delivered to NIOC after 25-year time 	

Location	Tombak Port ,South East Bushehr
Gas Field	North Pars Gas Field
No trains	4
Production MT/Year	20
Agreement Duration (Between Iran &China)	25 Years
Feed Gas Amount MM ³ /Day	113.3
Project Start Date(Negotiation)	2006
Production Start Date	2014

Golshan & Ferdowsi Projects

Introduction:

This project, based upon buy back with a 7-year refund through the sale of the fields gas and by – products is firstly intended to develop Golshan and Ferdousi Gas Fields in SE of Boushehr . Secondly this project is expected to bring an LNG plant into being through the investment of Malaysian Petrofield Company so as to produce two trains each of which gas 5 MT of annual capacity. Half of the product belongs to NIOC for a 25-year term, and Petrofield will pay NIOC the cost of the remaining gas upon the agreement concluded.

NIGEC is to sell Petrofield the feed gas on behalf of NIOC. All the equipment will be ceded to NIOC after this 25-year term.

Current Shareholders	
SKS	100%
<ul style="list-style-type: none">• Based on agreements instead of tolling fee half of LNG production belongs to NIOC• Plant ownership will be delivered to NIOC often 25-year time	

Location	Tombak Port South East Bushehr
Gas Field	Golshan & Ferdowsi Gas Field
No trains	2
Production MT/Year	10
Agreement Duration (Between Iran & Malaysia)	25years
Feed Gas Amount MM³/Day	56.7
Project Start Date	2007
Production Start Date	2015

Gas export projects via pipeline

Overview of pipeline projects

No		Projects Title	Requested Gas Volume or Transmittin g Lines Capacity	The Latest Status	Commence ment Date
Gas –Sale Contracts	1	Turkey	7-10	Gas export has been launched since 2001 and has annually reached nearly 10 BCM from 2007	2001
	2	Azerbaijan gas swap with Nakhchivan	0/3-0/35	Exchange Operation is underway	2005
	3	Iranian gas- Armenian electricity barter	1/1-2/3	The contract has been signed and the national Gas Company undertook the executive operations	2007
Gas-Purchase Contracts	1	Turkmenistan- Phase1	2-8	In progress	-
	2	Turkmenistan- Phase2	To 14	In progress	Since 2007
Concluded contracts and subject to be exported	1	Pakistan	21/5	Gas Sale and Purchase Agreement signed	2013-2014
	2	Swiss EGL	0/3-1/5 within phase1	Gas Sale and Purchase Agreement signed operation Agreement signed	2010-2009 2012-2011

			2-4 within phase2		
Projects being negotiated	1		30	The negotiations adjourned by Indian party	2013-2014
	2		13/7	Term Sheet signed	2011
	3		28	Term Sheet signed	2013
	4		28	MOU initialed and confirmed FA signed and Term Shett proposed	2013
	5		8/6	Term sheet submitted by the ministers entourage to Kuwaiti party	3years ever since the contract
	6		----	MOU signed by the Iranian and Turkish ministers of oil andt Gas in Ankara, The preliminary feasibility studies carried out	-----
	7		----	Under consideration	-----
	8		5/5-13/7	MOU&CA signed	2015

Persian pipeline project (Exporting gas to Europe IGAT9)

Introduction:

So as to posses a more contributive and participatory role in potential markets those of European countries and more potently carry out transactions in the realm of energy as one of the major suppliers of gas in this continent the construction of this gas in this continent the construction of this gas pipeline under the name of IGAT9 was brought into being. This pipeline extends 1863 km from Asaluyeh (South Pars Gas Field) to Bazargan

border and the other pipeline routes namely Nabucco Pipeline and Persian pipeline can potentially export Iranian gas from there on.

Given some anticipation into account this pipeline is to annually export 30-35 BM3 . To sell this amount of gas some negotiations are underway with countries namely Greece , Austria , Italy, Germany , Switzerland and so are talks with France and Spain in the coming future . In view of the policies made, this Project is set to be designed and executed using the foreign investors capabilities and the domestic contactors.

Pipeline project of gas transfer to Switzerland

Introduction:

This pipeline is after exporting gas to EGL Company in Romania, Italy and Switzerland within 2 phases totaling 5.5 BCM in one hand and consolidating Iran's presence in European markets.

This project was launched in 2006 and it was ordained that the contract be concluded after the condition of feasibility study within the framework of the following table.

Project Specifications:

Gas Feed	South Pars Gas Field-IGAT9
Requested Volume	Phase 1:0/3-1 BCM/Y Phase 2:4 BCM/Y
Delivery Location	Bazargan Border
GAS Export Duration	25 Years

Pipeline project of gas transfer to Austria

Introduction:

The project is to export gas to Austria via pipeline. This project intends to step inside the Northern ' and Western market of Europe as well as to contribute Nobbaco Consortium.

This project was launched in 2006 and the gas is to be delivered to Econgass Company after the execution of phases those of studies and pipeline construction

Project Specifications:

Gas Feed	South Pars Gas Field-IGAT9
Requested Volume	5BCM/Y
Delivery Location	Bazargan Bordre or Hub BaumGarten
GAS Export Duration	25Years

Pipeline project of gas transfer to Pakistan and India (IPI)

Introduction:

The issue of exporting gas to India and Pakistan dates back to 1990. The tensions in between India and Pakistan made the project fail to noticeably proceed till early of the decade. National Iranian Oil Company embarked upon some studies backed by International companies so as to have a pipe construction route that best fits either through onshore, offshore, littoral lands or deep waters recognized. In so doing, Australian B.H.P Company conducted the feasibility studies and upgrading in 2003 and the former in 2001 out of which onshore pipe construction was picked up as the superior alternative. Pursuant to that, National Iranian Gas Export Company announced its readiness to deliver gas in Pakistan and Pakistan-India border. The second course of tri-lateral talks chasing the gas export to India and Pakistan commenced in 2003. three companies partook in the talks those of National Iranian Gas Export Company representing iran, Inter State Gas Systems Limited representing Pakistan , Indian Oil Company Limited and Gas Authority India Limited representing India. Manifold trilateral meetings have been run on the level of the counterpart deputies of the ministries of oil and energy accompanied

with some work teams from the three countries which helped them get the price formulae finalized.

Gas Feed	Assalouyeh
Requested Volume(Pakistan)	7/8BCM/Y
Requested Volume(India)	10/9 BCM/Y
Delivery Location	Border of Iran & Pakistan
Commencement Date	2013-2014

Pipeline project of as transfer to Kuwait

Introduction:

The agreement signed by the ministers of the two countries in 2000 gave birth to a contract concluded to export gas to Kuwait via pipeline. Accordingly, having several course of talks concerned with the allocated gas fields, methods of investment, and the administration of feasibility studies held, the draft of the contract and buy-sell Term Sheet for the year 2004 got signed by the two parties. The two sides - kept pursuing the talks in order to get all the articles of the contract finalized. However, in view of the events those of the drastic changes in the structure of energy global price, disputes over the price formulae, governing rules, price revision mechanism and finally Kuwait's refusal to stay on course ; led the talks to be left dormant.

In view of the correspondence between the two countries and Kuwait's letter issued on NIGEC's comments over the agreed-upon Term Sheet, the second course of talks got started. In the second run of talks, while reconsidering the new formulae of gas price, Kuwaiti party was provided with the amended draft of the Term Sheet. The aforementioned talks are to be pursued.

Design and refine consultant Engineers Co. was in charge of conducting studies for the transition of Iranian gas to Kuwait. As agreed upon, Iranian gas is to be delivered to a consortium comprising Iranian and Kuwaiti international companies, an investment company, and an operator as a transition company in Genaveh region. In accordance with the contract, the aforementioned consortium will FW deliver gas to Kuwait KPC Co. in Rasoזור in Kuwait. The consortium's framework of activity based on B.O.O is to be devised.

Project Specifications:

Gas Feed	Assalouyeh
----------	------------

Requested Volume	3/1BCM/Y
Delivery Location	Rasolzoor in Kuwait
Gas Export Duration	3years ever since the contract finalized

Pipeline project of gas transfer to Oman

Introduction:

This project aiming at exporting gas to Oman via pipeline dates back to almost six years and became the subject of consideration for both countries ever since. There after, three agreements were signed by the two parties in 2005 and 2006. These talks paralleled with the negotiations concerned with the expansion of Kish and Hengam gas fields by Iranian offshore Company (I.O.O.C) and NIGEC with Omani oil company regarding the feasibility studies so as to transform mm3 of export gas to LNG. 30% of the liquefied gas belongs to Iran in return of the processing fee. Due to some agreements over the price of the export gas and the Kuwaiti's low price proposal made the talks dormant and then the second course of talks began to reach a reasonable price for both parties. The issues namely Oman's investment plan in Kish fields, transformation of Iranian gas to LNG, the establishment of a IranianOmani joint company, price and the formulae of Iranian gas are all on the table in these on-going talks.

Project Specifications:

Gas Feed	Kish Gas Field
Requested Volume	10/2BCM/Y

Delivery Location	Sea Border of two countries
Gas Export Duration	2013

Pipeline project of gas transfer to Bahrain

Introduction:

After visits paid by the oil ministries of the two countries, an agreement was made to get a team to conduct a feasibility study for exporting gas to Bahrain and the Bahraini investment on Iranian oil and gas fields. The first official meeting in 2007 in Bahrain helped the two parties reach general agreements. Thereafter, in the second official meetings in 2007 in Tehran. The two parties agreed upon the finalization of MOU which was signed by the two countries' oil ministers. Some joint meetings ended in conclusions at which the two parties had the FWA signed in 2008. Bahrain will receive nearly 28 mm³/day and will invest nearly 4 billion dollar in phases 15 and 16 South Pars gas fields in return.

Project Specifications:

Gas Feed	South Pars Phases 15-16
Requested Volume	10/2BCM/Y
Delivery Location	Sea Border of Iran & Bahrain
Gas Export Duration	2013

Savex Project

Savex project standing for Save To Export project, was brought into being so as to optimize fuel consumption and increase the efficiency of thermal power plants. This project also aims at exporting the saved gas and absorbing investment utilizing foreign investors' resources.

Domestic necessities for the execution of Savex

1-The ever-decreasing volume of hydrocarbon resources and the importance of it's optimum consumption

2-The technology transference of modern power plants 3-Reducing ecological contaminations and green house gases 4-The mounting energy crisis and the growing global demand for gas and LNG

5-Prognosticating the ascending trend of the added value of natural gas resources as compared to oil in the decades ahead

6-The negative balance of power production and consumption in view of the growing domestic consumption.

The anticipation of annual revenue of savex (Quote in 200\$)

1-Intensifying the efficiency of the power plants resulting in saving 36 MM3 of gas per day

2-Every million BTU of gas is priced at \$12 and the convergence coefficient every cubic meter to thousand BTU equals 36.

36 MM3 of the gas saved x 365 days x 36 coefficient x \$12 = \$ 5.6billion

Methods to increase output performance and reduce loss

1-Using Turbo expanders and producing electrical energy in pressure reduction stations

2-Optimizing gas turbines within gas-boosting stations at distribution and export gas pipelines

3-Optimizing the design and the equipment of steam and gas turbines in non-power plant industries

4-Replacing the thermal power plants with modern cycle combination and steam power plants.

Activities carried out in Savex project

An agreement has been concluded and a joint group has been formed with some European companies so as to have arrangement made to initiate feasibility studies. The study phase of the project is expected to last 9 months. Once the study phase of the project gets terminated, the operational phase will get started.

