

V SISEE
SEMINÁRIO INTERNACIONAL DO
SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES



Ministro de Estado
Secretário-Geral

Embaixador Antonio de Aguiar Patriota
Embaixador Ruy Nunes Pinto Nogueira

FUNDAÇÃO ALEXANDRE DE GUSMÃO



Presidente

Embaixador Gilberto Vergne Saboia

A *Fundação Alexandre de Gusmão*, instituída em 1971, é uma fundação pública vinculada ao Ministério das Relações Exteriores e tem a finalidade de levar à sociedade civil informações sobre a realidade internacional e sobre aspectos da pauta diplomática brasileira. Sua missão é promover a sensibilização da opinião pública nacional para os temas de relações internacionais e para a política externa brasileira.

Ministério das Relações Exteriores
Esplanada dos Ministérios, Bloco H
Anexo II, Térreo, Sala 1
70170-900 Brasília, DF
Telefones: (61) 3411-6033/6034/6847
Fax: (61) 3411-9125
Site: www.funag.gov.br

V SISEE

Seminário Internacional do Setor de Energia Elétrica

NIVALDE J. DE CASTRO

ORGANIZADOR



Brasília, 2011

Direitos de publicação reservados à
Fundação Alexandre de Gusmão
Ministério das Relações Exteriores
Esplanada dos Ministérios, Bloco H
Anexo II, Térreo
70170-900 Brasília – DF
Telefones: (61) 3411-6033/6034
Fax: (61) 3411-9125
Site: www.funag.gov.br
E-mail: funag@itamaraty.gov.br

Equipe Técnica:

Henrique da Silveira Sardinha Pinto Filho
André Yuji Pinheiro Uema
Fernanda Antunes Siqueira
Fernanda Leal Wanderley
Juliana Corrêa de Freitas
Pablo de Rezende Saturnino Braga
Rafael Ramos da Luz

Programação Visual e Diagramação:

Juliana Orem

Impresso no Brasil 2011

Seminário internacional do setor de energia elétrica
(5. : 2010 : Rio de Janeiro) / Organizador, Nivalde
J. de Castro. — Brasília : Fundação Alexandre de
Gusmão, 2011.
312p.

ISBN: 978.85.7631.286-4

1. Energia elétrica. I. Castro, Nivalde J. de.

CDU 621.3(062)

Depósito Legal na Fundação Biblioteca Nacional conforme
Lei n° 10.994, de 14/12/2004.

Sumário

1. El Papel de Brasil en el Proceso de Integración del Sector Eléctrico de Sudamérica, 7
Nivalde J. de Castro
2. Reformas de Tercera Generación para la Integración Energética en América Latina, 17
Jaime E. Luyo
3. La Integración del Sector Eléctrico en América del Sur: Características y Beneficios, 31
Nivalde J. de Castro; Rubens Rosental; Victor José Ferreira Gomes
4. Processo de Desenvolvimento econômico e as empresas do setor de energia elétrica, 51
Victor Hugo Klagsbrunn
5. El Sector Eléctrico Colombiano, 61
Alejandro Gutiérrez Gómez
6. Apuntes sobre el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Interconectado en Bolivia, 85
Carmen Crespo Fernández

7. Perspectivas de la Hidroelectricidad en Bolivia: Caso de estudio de la hidroeléctrica de Miguillas, 99
Javier Aliaga e Alejandra Zamora
8. Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro, 117
Nivalde J. de Castro; Roberto Brandão; Guilherme Dantas
9. Contratação de Energia Elétrica: Aspectos Regulatórios e Econômicos no Brasil, 155
Christiano Vieira da Silva
10. Energia Elétrica e Renovável: Comportamento e Evolução no Brasil (1990-2009), 165
Luziene Dantas de Macedo
11. Desarrollo Hidroeléctrico en el Perú: Perspectivas de Desarrollo, 189
Nivalde J. de Castro e Renzo Bustamante Avanzini
12. Implicancias de la Interconexión Eléctrica Perú-Brasil en la Matriz Eléctrica Peruana, 207
Jaime E. Luyo
13. Proyección de la Matriz Energética Peruana al 2030, 231
José Koc Rueda e Ricardo Alejos García
14. La Matriz Energética el Reto del cambio, 259
Raúl Del Rosario e Fernando Jiménez
15. Las Interconexiones Eléctricas Internacionales en la Mejora de la Utilización de los Recursos Energéticos Hidráulicos y Térmicos en el Perú, 289
Eduardo Antúnez de Mayolo Ramis

1. El Papel de Brasil en el Proceso de Integración del Sector Eléctrico de Sudamérica¹

*Nivalde J. de Castro*²

Introducción

El Gobierno Brasileño viene dando prioridad a las relaciones económicas y políticas con los países de Sudamérica. El fortalecimiento y ampliación del Mercosur (Mercado Común del Sur) y la creación reciente de UNASUR (Unión de Naciones Sudamericanas) son una prueba de esta tendencia de acuerdo a lo señalado por Simões (2008).

Esta estrategia tiene múltiples objetivos, siendo el más relevante el de contribuir a un mayor crecimiento económico y desarrollo social equilibrado y sostenible en la región. A Brasil le interesa, por encima de todo, países sudamericanos más y mejor desarrollados, pues ese *status quo* social garantizará estabilidad política y relaciones económicas más dinámicas e intensas.

El complejo proceso para alcanzar este objetivo más amplio puede ser llamado, genéricamente, como Integración Productiva. Al abrirse y detallar ese concepto-meta vale la pena destacar la integración de un importante sector

¹ En la elaboración de este estudio fueron importantes las contribuciones del diplomático Carlos Alberto Franco França, siendo que toda la responsabilidad por el resultado final es del autor.

² Coordinador del GESEL – Grupo de Estudios del Sector Eléctrico – y profesor del Instituto de Economía de la Universidad Federal de Rio de Janeiro (UFRJ).

de infraestructura que es el área energética. Esta relevancia se debe a la experiencia ya acumulada por Brasil y a las ventajas y ganancias que ella determina para los países involucrados. El presente artículo pretende analizar, de manera sucinta, la integración energética, con foco en el sector eléctrico, destacando la evolución reciente, las principales externalidades intra países, y las perspectivas de este proceso, con realce al papel catalizador de Brasil en este proceso.

I - Experiencia Acumulada

Brasil tiene en la región dos grandes proyectos de integración energética: Itaipú y el Gasoducto Bolivia-Brasil. En la evaluación del GESEL-UFRJ basada en estudios ya realizados (CASTRO & CAVALIERI, 2006; CASTRO, PACHECO & GUEDES, 2006; CASTRO, 2006) estas dos acciones de integración energética demuestran, de forma clara y objetiva, cuan importantes y benéficas son y fueron para los países involucrados³.

En el caso de la Central Hidroeléctrica de Itaipú, los beneficios para la sociedad paraguaya no llegaron a ser mayores en el pasado debido a la poca representatividad del Partido Colorado, que conservó el poder político en Paraguay hasta 2007. El cambio que advino con la victoria electoral del entonces opositor Fernando Lugo hizo que el nuevo Gobierno pleitease alteraciones en el Tratado firmado con Brasil en 1973, con la intención de obtener mayores beneficios económicos. Desde el inicio de las operaciones, en 1979, la energía eléctrica de Itaipú pasó a obtener una importancia económica creciente en el *deck* de las concesionarias de distribución en función del costo de la energía comprada y, para el sector eléctrico como un todo, la participación de esta energía en el consumo nacional.

El gasoducto Bolivia-Brasil, fruto de la firma del acuerdo comercial bilateral GSA (“Gas Supply Agreement”), en 1996, permitió acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética y eléctrica brasileña a partir de la oferta de un volumen expresivo de gas natural a precios competitivos, en función de la modalidad y duración del contrato. Como resultado de las elecciones presidenciales de 2005 en Bolivia, y la asunción al poder de un auténtico representante de los estratos indígena-originarios, una política de

³ Sobre esta perspectiva de integración basada en la igualdad de principios y búsqueda de desarrollo económico más armónico ver BRESSER-PEREIRA (2010).

nacionalización de los activos del área energética fue implementada el 1º de mayo de 2006 en aquel país, abriéndose un canal complejo de negociaciones con Petrobras, que fue superado gracias a los parámetros políticos que orientan la integración productiva de Brasil.

Sin embargo, en ambos casos, los eventuales problemas vinculados a las negociaciones no impidieron, en ningún momento, la provisión de energía eléctrica y de gas natural para el mercado nacional. Las negociaciones en relación al precio de exportación de estos insumos energéticos para Brasil se llevan y llevaron a cabo dentro de los marcos legales establecidos por los respectivos Tratados.

Al mismo tiempo, y éste es otro asunto importante, el relacionamiento económico de estos países con Brasil – medido, por ejemplo, por la composición y valor de la balanza comercial – fue ampliado e intensificado.

En síntesis y con base en estos dos ejemplos, la integración energética permitió la intensificación de las relaciones productivas y ganancias económicas para los países involucrados. Se trata, así, de un proceso de gana-gana, muy diferente al relacionamiento de la época colonial con España y Portugal o de los contratos realizados por esos países con grupos ingleses y norteamericanos en los siglos XIX y XX, respectivamente.

II - Perspectivas de la Integración Energética

Mirando al futuro, las perspectivas de ampliación del proceso de integración energética están asentadas, a *grosso modo*, en cuatro premisas basilares.

En primer lugar, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica se dará en base a tasas elevadas en función a la determinación de los países de Sudamérica de “forzar” el aumento del PIB y desarrollar políticas sociales más inclusivas y más abarcadoras con base en el objetivo genérico de crecimiento económico con distribución de renta.

En segundo lugar, los países de la región tienen un gran potencial de recursos energéticos que pueden ser explotados, garantizando, así, la seguridad de que el aumento de la oferta de capacidad instalada puede darse con base en los propios recursos nacionales.

En tercer lugar, hay un importante potencial de complementariedad entre los países de la región, tanto por el lado de la oferta de recursos energéticos, cuanto por el lado de la demanda de energía eléctrica. En este aspecto positivo

de la integración se debe destacar el papel de Brasil como agente catalizador de este proceso. Este papel de “agente catalizador” se debe a las dimensiones continentales, demográficas, económicas y del propio sector eléctrico de Brasil. Un ejemplo muy didáctico de este papel se encuentra en la comparación entre el nivel de consumo (carga) de energía eléctrica de Brasil con relación a los otros países. Esta diferencia es de tal magnitud, como se puede observar en la Tabla 1, que el mercado puede contratar volúmenes de energía eléctrica marginales para Brasil, empero en cantidad substancial para los otros países, haciendo posible la construcción de centrales hidroeléctricas que no tendrían viabilidad económica para hacerse realidad⁴.

Tabela 1

Capacidade Instalada de Geração Elétrica na América do Sul por Tipo de Fonte: 2006 (em MW)					
Países	Hidroeletricidade	Térmica	Outros	Nuclear	Total
ARGENTINA	9.852	17.288	27	1.018	28.185
BOLÍVIA	485	918	-	-	1.403
BRASIL	72.013	20.935	237	2.007	95.192
CHILE	4.900	8.636	2	-	13.538
COLÔMBIA	8.552	4.262	504	-	13.319
EQUADOR	1.801	2.196	0	-	3.998
GUIANA	1	308	-	-	308
PARAGUAI	8.110	6	-	-	8.116
PERU	3.214	3.443	1	-	6.658
URUGUAI	1.538	690	-	-	2.228
VENEZUELA	14.597	7.618	-	-	22.215
TOTAL AMÉRICA DO SUL (MW)	125.063	66.300	771	3.025	195.159

FONTE: OLADE, 2006.

Hay aún otra premisa que justifica y refuerza el proceso de integración en el sector eléctrico. Los países de Sudamérica, casi en su totalidad, en los años 90 promovieron profundas reformas del sector eléctrico en función a la falencia del modelo asentado en la inversión pública. En una primera fase, la de la privatización de los activos públicos, el proceso avanzó rápidamente y permitió cambios importantes como la eliminación de la verticalidad, la entrada de nuevos *players* en el mercado, etc. No obstante, el proceso de reforma trajo como resultado común a todos los países, con pocas y raras excepciones, la pérdida por parte del aparato de Estado de la capacidad de formulación y

⁴ Un ejemplo de la sinergia de la integración derivada de la diferencia de carga entre los países puede ser encontrado en la relación entre Brasil y Perú. Sin la integración energética el aprovechamiento hidroeléctrico de Inambari, estimado en 2.000 MW no podría ser construido dado que la capacidad instalada del sistema eléctrico del Perú es inferior a 5.000 MW.

ejecución de políticas energéticas y de planificación de un sector de infraestructura estratégico. Esta resultante de la Reforma de los años 90 traería serias consecuencias sobre el desarrollo del sector eléctrico. Los problemas surgieron y se agravaron cuando hubo la necesidad de ampliar la capacidad instalada, o sea, aumentar la oferta (capacidad instalada) para atender la demanda de energía eléctrica. Entre otros, dos aspectos negativos resultaron de la pérdida de consistencia de la política y planificación energética de parte del Estado.

El primero se refiere a la ampliación de la capacidad instalada de los últimos años. Ella se dio, principalmente, por medio de la construcción de centrales térmicas determinando tarifas finales más elevadas y un aumento expresivo de la participación de energía no renovable y contaminante en las matrices eléctricas. Este movimiento refleja, en principio, la lógica de inversión de grupos privados que dan prioridad a volúmenes menores de inversión de capital y menor necesidad de construcción de líneas de transmisión. El alto costo variable de combustible asociado a las termoeléctricas es transferido directamente a los consumidores. En algunos países como Bolivia y Perú, el impacto tarifario es minimizado a través de precios subsidiados para el gas natural. De esta forma, los agentes del sector eléctrico pasan a tomar decisiones de inversión ineficientes, ya que reciben señales económicas distorsionadas. Como resultado final se verifica un doble movimiento que impactó en la matriz eléctrica: tarifas mayores y avance de la participación de las fuentes no renovables y contaminantes.

El segundo aspecto negativo - derivado de la pérdida de la capacidad de planificación de la matriz eléctrica – es que la mayoría de los países comenzó a enfrentar serios y crecientes desequilibrios entre oferta y demanda de energía eléctrica. Esta situación se ha configurado como una situación de crisis energética endémica, latente y persistente, como se puede verificar en varios países. Este status de crisis impuso un racionamiento selectivo y/o restricción al consumo.

III – La Función Catalizadora e Integradora de Brasil

Brasil tuvo una trayectoria distinta en relación a la crisis endémica del sistema eléctrico. Dadas las dimensiones del sector eléctrico brasileño y a la necesidad de aumento de la oferta de energía nueva en torno a 6 GW al año,

la crisis en Brasil no fue endémica⁵. Ella se presentó de forma abrupta y radical en 2001, imponiendo un racionamiento forzoso y no selectivo de 20% sobre el total del consumo nacional. Frente a esa situación crítica que impactó de forma muy negativa el crecimiento del PIB, Brasil fue apremiado a estructurar un nuevo Modelo para el sector eléctrico entre 2003 y 2004, que, en líneas generales buscó:

(a) recuperar la capacidad del Estado para formular y ejecutar una política energética;

(b) retomada de parte del Estado de la responsabilidad en la planificación sectorial indicativa, a través de la creación, en 2004, de la EPE – Empresa de Pesquisa Energética;

(c) estímulo a la inversión privada a través de reglas claras y transparentes para el sector;

(d) retorno de la inversión pública, vía Eletrobras y otras empresas estatales, a través de sociedades con agentes privados;

(e) contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo (15 y 30 años) para el mercado cautivo (distribuidoras); y

(f) estructuración de nuevo y consistente patrón de financiamiento gracias a la actuación creativa y eficiente del BNDES (Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social), capaz de garantizar parcela substancial de los recursos en moneda nacional brasileña para todos los emprendimientos (BORGES & CASTRO, 2007).

De esta forma, Brasil viene consiguiendo alcanzar los objetivos estructurales del nuevo Modelo: expansión de la capacidad instalada (priorizando la hidroelectricidad) y modicidad tarifaria, a través de la realización de subastas por unidades productivas en la generación y transmisión.

Gracias a los resultados obtenidos con la reestructuración del sector eléctrico brasileño a partir de 2003, Brasil conserva hoy un modelo sólido, consistente y dinámico que ha permitido el equilibrio entre oferta y demanda de energía eléctrica basado en inversiones privadas complementadas por inversiones públicas. Este formato de estructuración del sector eléctrico fue denominado por el GESEL como Modelo de Asociación Estratégica

⁵ Estudio de la EPE – Empresa de Pesquisa Energética – estima que para el periodo de 2010 a 2019 Brasil necesitará de 3.333 MW medios de ampliación anual de su capacidad instalada.

Público – Privada (BUENO & CASTRO, 2006; CASTRO & FERNANDES, 2007). Esta posición de conservar un modelo equilibrado y eficiente cualifica aún más el papel de Brasil como agente catalizador del proceso de integración energética con los otros países de Sudamérica.

A partir de 2008, la estatal Eletrobras fue autorizada a actuar en el exterior (CASTRO & GOMES, 2008) constituyéndose gradualmente en el principal instrumento de ejecución de la política energética del Ministerio de Minas y Energía (MME) del Gobierno brasileño. De esta forma, se crearon los elementos de un doble y convergente movimiento: la integración energética de Brasil y la internacionalización de la Eletrobras.

En este sentido, se puede considerar que son las bases sólidas del Sector Eléctrico Brasileño (SEB) asociadas con las externalidades y sinergias determinadas por la integración del sector eléctrico que vienen posibilitando una acción más concreta y directa de parte del MME y de la Eletrobras con el apoyo del Ministerio de Relaciones Exteriores (MRE).

Ejemplo de esta nueva etapa del proceso de evolución del SEB en dirección a la integración energética se verifica con Perú. Este país vecino conserva un gran potencial hidroeléctrico, pero como su carga no alcanza los 5 GW y la mayoría del potencial hidroeléctrico se encuentra en la banda oriental de la región de la Amazonia, el Perú no tendría condiciones de viabilidad económica para explotar sus recursos hidroeléctricos y de esta forma disminuir las tarifas y el uso del gas natural (subsidiado) en su matriz eléctrica.

Desde 2009, la Eletrobras, en consonancia con las orientaciones sectoriales del MME y apoyo del MRE, inició gestiones con el Gobierno del Perú. Los resultados de las negociaciones buscaban ser sistematizadas a través de un Tratado bilateral que pudiese definir una política a largo plazo para la construcción de centrales eléctricas. La base de este Tratado está vinculada a dos principios: atención prioritaria de su mercado interno y exportación del excedente de energía eléctrica al SEB.

Como resultado de esta nueva estrategia el Tratado de Integración fue firmado en mayo de 2010, incluyendo, al principio, la posibilidad de construcción de centrales eléctricas en territorio peruano, totalizando cerca de 7 GW.

Según la evaluación del GESEL (Grupo Estudios del Sector Eléctrico, de la Universidad Federal de Rio de Janeiro – UFRJ), la firma de este Tratado representa un referente para el proceso de integración energética en Sudamérica. Él servirá de base para impulsar a los pares brasileños hacia la integración energética.

Esta nueva tendencia fue constatada en el I Seminario de Integración Energética Bolivia-Brasil, realizado el 26 y 27 de julio de 2010 en Rio de Janeiro por el GESEL. En aquella ocasión, las principales autoridades del sector eléctrico boliviano manifestaron el interés de suscribir una asociación a largo plazo entre la Empresa Estatal ENDE (Empresa Nacional de Electricidad) y la Eletrobras para construir hidroeléctricas con el objetivo de atender la proyectada expansión del mercado interno boliviano y destinar el excedente de energía eléctrica a la exportación a Brasil.

Conclusión

En estos términos, y a título de conclusión, la integración energética es un proceso en curso, que tenderá a adoptar un ritmo acelerado dada la necesidad de superación de la crisis endémica de energía que la mayoría de los países sudamericanos enfrenta.

En este proceso se destaca el papel estratégico y catalizador que Brasil irá a ejercer en función a la escala de su sistema eléctrico y, por encima de todo, por poseer un modelo consistente y dinámico, con bases institucionales y económicas muy sólidas y un patrón de financiamiento eficiente. Son las bases estructurales del SEB y la actuación de la Eletrobras como instrumento de política pro integración, que irán a determinar, orientar y acelerar el proceso de integración energético en Sudamérica.

Referencias Bibliográficas

BORGES, Luis Ferreira Xavier; CASTRO, Nivalde José de. A Convergência de um novo padrão de financiamento para o setor elétrico brasileiro. Seminário Internacional de Regulação e Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro, 30 -31 de agosto de 2006.

BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos. Imperial ou imperialista? São Paulo. Folha de São Paulo, 15 de agosto de 2010

BUENO, Daniel; CASTRO, Nivalde José de. Leilões de Linhas de Transmissão e o Modelo de Parceria Estratégica Público-Privada. São Paulo. Revista GTD, agosto de 2006, p. 62-64.

CASTRO, Nivalde José de; BUENO, Daniel; CAVALIERI, Rita. Reestruturação e padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: O papel estratégico do investimento público. IX ° Reunião de Planejamento e Orçamento - REPLAN. Eletrobrás. Porto Alegre, 27-29 de septiembre de 2006.

CASTRO, Nivalde José de; CAVALIERI, Rita. Os Caminhos da Integração Energética na América do Sul. Energia & Mercados, São Paulo, nº 56, abril de 2006, p. 42.

CASTRO, Nivalde José de; FERNANDEZ, Paulo Cesar. 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 octubre de 2007.

CASTRO, Nivalde José de; PACHECO, Carlos; GUEDES, Ricardo. A Integração Energética na América do Sul: as perspectivas do gás natural. Rio de Janeiro. IFE nº 1.781, 4 de abril de 2006.

CASTRO, Nivalde José de. O Brasil e o gás boliviano. Rio de Janeiro. IFE nº. 1.925, Rio de Janeiro. 8 de noviembre de 2006.

CASTRO, Nivalde José de; GOMES, Victor José Ferreira. Análise dos aspectos econômicos e constitucionais da legislação relacionada à atuação do Grupo Eletrobrás. Jus Navigandi, Teresina, ano 12, n. 1833, 8 jul. 2008. Disponible en: <http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=11445>. Acceso en: 9 jul. 2008.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019. Brasília, EPE, 2010. Disponible en: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Plano%20Decenal%20de%20Energia%20%E2%80%93> Acceso en: 1 de agosto de 2010.

SIMÕES, Antônio José Ferreira. Unasul: a maturidade da América do Sul na construção de um mundo multipolar “Tensões Mundiais”, Fortaleza, v. 4, n. 7, jul. / dic. 2008, pp. 260-272.



2. Reformas de Tercera Generación para la Integración Energética en América Latina

Jaime E. Luyo¹

Resumen

Se presenta una nueva visión, Las Reformas de Tercera Generación, que posibilita la superación del vacío estratégico respecto a la orientación del desarrollo en los países de la región y que, particularmente, contribuye a la viabilidad de la Integración Energética Regional. Luego se analizan los paradigmas de integración experimentados en América Latina, los obstáculos en el proceso de integración, y la influencia de la integración energética en la gobernabilidad y la seguridad. Finalmente, se exponen los aspectos principales del Convenio de Integración Energética Perú-Brasil y la implementación del reciente Acuerdo de Suministro de Electricidad para el Perú y de Exportación para Brasil.

I - Las Reformas de Tercera Generación

Desde la Gran Depresión de 1929 y como consecuencia de los estragos tanto materiales como económicos de la Segunda Guerra Mundial, el paradigma del Estado intervencionista en la economía y con responsabilidades

¹ Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú. Competitiveness and Sustainable Development Institute.

sociales mayores, se mantuvo aproximadamente hasta fines de la década de 1970 cuando los organismos financieros internacionales comenzaron a condicionar el papel del estado como gestor por el de promotor del desarrollo. En los países de Latinoamérica el Estado asumió la dirección del desarrollo aplicando el modelo de sustitución de importaciones hasta la década de 1980 de crisis de la deuda.

En 1990 el Instituto de Economía Internacional de Washington reunió a expertos de organismos financieros internacionales, de la academia, institutos de investigación, y altos funcionarios estatales para analizar las políticas económicas aplicadas en Latinoamérica que generó la profunda crisis en la década pasada. Pero el propósito de la reunión era promocionar un paquete de medidas o reformas consistentes en: disciplina fiscal, apertura a la inversión extranjera, privatizaciones de las empresas estatales, liberalización del comercio, priorización del gasto público en educación y salud, desregulación, y protección a la propiedad privada, y otras. Este conjunto de reformas conocido como el *Consenso de Washington*, fueron adoptándose por los países de la región con diferente grado de intensidad. La CEPAL en 1994, propuso el paradigma del “Regionalismo Abierto” de integración regional hacia la inserción en el proceso globalizador competitivo.

En la Segunda Cumbre de las Américas realizada en Santiago de Chile en 1998, los representantes del Banco Mundial reconocieron que no se estaban obteniendo los resultados esperados, más bien habían signos de ingobernabilidad. Se señaló que la causa que impidió el funcionamiento eficiente de las fuerzas del mercado había sido el mal desempeño de las instituciones. Como resultado de la reunión se dieron un conjunto de postulados orientados hacia el mejoramiento de la eficiencia de las instituciones y la lucha contra la corrupción mediante la transparencia y el libre acceso a la información, denominado Post-Consenso de Washington o *Reformas de Segunda Generación*.

Al terminar la primera década del siglo XXI, se mantiene la preocupación sobre la orientación estratégica del desarrollo de los países latinoamericanos expresada por un eminente pensador, el economista peruano Esteban Hnyiliczka: “Las *Reformas de Tercera Generación* configuran un nuevo paradigma, aún emergente, que puede denominarse el *salto hacia adelante*. Busca abordar frontalmente todo el rango de complementariedades y de posibilidades de sustitución entre la acción pública y el emprendimiento privado. Mientras que las reformas de Segunda Generación se preocupaban

de la *infraestructura* institucional compuesta por el telón de fondo de los marcos legales, jurídicos y regulatorios, el nuevo paradigma se ocupa de las relaciones medulares entre el Estado y la actividad productiva - lo que por contraposición podría llamarse la *estructura* institucional”².

El marco estructural que define el núcleo central que definen las Reformas de Tercera Generación está conformado por dos dimensiones horizontales integradoras y tres categorías verticales integradas e interdependientes, que deben tomarse en cuenta en el diseño de políticas (Ver Hnyilicza, 2005).



Esta nueva estrategia de desarrollo posibilitará la transición de una economía de ventajas comparativas basada en productos primarios o recursos naturales a actividades económicas competitivas impulsadas por la innovación y basadas en el conocimiento. Se estima que en el año 2007 el comercio internacional ha tenido una composición de: 60% ALTEC+MEDIATEC y 40% RESTO³ (en que se basan las exportaciones de la mayoría de los países de América Latina); y que para el año 2020, los ALTEC+MEDIATEC serán 80% y 20% el RESTO. El cuadro 1 del Anexo, es muy ilustrativo para observar el cambio que se ha producido en el periodo 1990-2004 en países de la región, en Asia y Europa con relación a la contenido tecnológico de sus exportaciones. También es oportuno señalar que, en algunos países esta información puede producir una interpretación distorsionada, como es el caso de Filipinas y México donde la composición está notablemente influenciada por la actividad de maquila, y en menor grado Singapur, Malasia, Tailandia e Irlanda.

² Hnyilicza, Esteban, *El Abrazo Invisible: Hacia las Reformas de Tercera Generación*, Edit. U. SMP, Lima, Perú, 2005.

³ ALTEC: Bienes de Alto contenido tecnológico;
MEDIATEC: Bienes de Mediano contenido tecnológico.
RESTO: Manufacturas livianas + Bienes Primarios.

II - Paradigmas de Integración en América Latina

Desde un enfoque funcionalista⁴ se puede observar que el paradigma desarrollista de sustitución de importaciones introducido en Latinoamérica desde fines de la década de 1950, de contenido estatista y geopolítico, entró en crisis en la década de 1980 siendo una de sus causas la desmesurada deuda externa, lo que facilitó la aplicación de las reformas neo-liberales del Consenso de Washington en la siguiente década, imponiéndose así un nuevo paradigma de carácter neo-funcionalista y liberal que fue promovido por la CEPAL en la región con su propuesta de regionalismo abierto.

En consecuencia, en la década de 1990 se cambia la orientación de los mecanismos creados desde la década de 1950 para una integración productiva, por aquellos que privilegian la integración comercial. En presente década, se puede observar que conviven modelos con funcionalismo de contenido liberal y de contenido estatista (V. Cuadro 2, anexo). Este último estaría impulsado por el gobierno venezolano con su propuesta de la Alternativa Bolivariana para las Américas (ALBA) en directa oposición al Área de Libre Comercio de las Américas (ALCA) con un componente energético de corte liberal de privatización de las empresas energéticas estatales.

Como se puede ver, después de la experiencia de casi dos décadas de políticas neo-liberales en la región, y particularmente en el sector energético, las Reformas de Tercera Generación surgen como nuevo paradigma de Integración Regional cuyo eje estratégico puede estar centrado en el sector energético, dándose así una definición al actual dilema sobre la correcta orientación hacia el desarrollo sostenible en la región. Una clara muestra de este nuevo planteamiento se puede corroborar con los resultados exitosos en el sector energía de las empresas brasileñas Petrobras y Eletrobras, la colombiana ISA y otras empresas latinoamericanas; lo que se puede extender a los otros sectores de la economía construyéndose progresivamente la integración hacia un mercado común latinoamericano.

⁴ El funcionalismo plantea, simplemente, que la integración económica y social llevará de manera inevitable a la integración política. El neo-funcionalismo, acentúa el carácter pluralista y conflictivo de las sociedades con grupos de intereses y competitivos entre sí, en contraste con los valores comunes.

III - Factores vinculados al proceso de Integración Energética en Latinoamérica

En la región latinoamericana el balance de recursos energéticos presenta excedentes que posibilitan la exportación y complementariedad energética que repercutirían en la mejora de la seguridad energética y en el crecimiento económico y desarrollo social. Se estima que en Sudamérica, el potencial hidroeléctrico es de 580.000 MW, de los cuales Brasil, Perú y Colombia tienen el 70% del total y, solamente el 17% es explotado, y de la capacidad eléctrica instalada aproximadamente el 64% es hidroeléctrica (OLADE, 2006); también se observa que Perú está prácticamente aislado y con una débil interconexión eléctrica con Ecuador (V. cuadros 4 y 5, anexo). Similarmente, respecto a los recursos gasíferos, la oferta excede notablemente a la demanda interna de los países latinoamericanos y que está encabezada por Venezuela con reservas probadas del orden de 69% en gas natural y de 79% en petróleo del total, en los próximos años con la incursión de Brasil como exportador neto debido a los recientes descubrimientos de petróleo en su litoral, la oferta total se incrementará (V. cuadro 3, anexo). Una ventaja adicional hacia la integración, que podría facilitar la integración es la existencia de empresas estatales en el sector energía en la mayoría de países de la región.

La actual crisis económica internacional de origen casi exclusivo en la primera potencia económica y que ha sumido en una prolongada recesión en la mayoría de los países industrializados del hemisferio norte, también ha repercutido en las políticas y recetas neo-liberales del Consenso de Washington que venían imponiendo los entes financieros internacionales⁵ a los países emergentes y en vía de desarrollo, reconociéndose la importancia del rol del Estado (como en el rescate financiero de la gran banca privada) y la necesaria regulación para mitigar el ejercicio del *market power* en la actividad económica y financiera; es decir, están flexibilizando sus condicionamientos (ya no condicionan su apoyo a la privatización del sector, reconocen la necesidad del control de los flujos financieros externos especulativos y la mayor regulación, etc.). Esta situación es una oportunidad para los países del Sur,

⁵ “Las instituciones financieras deben también asumir su reponsabilidades por las turbulencias y poner de su parte para superarlas, reconociendo las pérdidas, mejorando la transparencia y reforzando sus prácticas de gobierno y control del riesgo”, *Declaración de la Cumbre de Washington del G-20*, nov. 2008.

que en el actual periodo tienen perspectivas de un mayor crecimiento económico y de menor dependencia de los países del norte y mayor ejercicio de soberanía de los estados, para dar prioridad a la integración y la planificación estratégica conjunta a partir de la cooperación energética.

Sin embargo, a los factores favorables a la integración expuestos, también existen dificultades de carácter político que se pueden observar a lo largo de las dos últimas décadas con los organismos subregionales existentes y los nuevos (como la Unión de Naciones Sudamericanas, UNASUR) que reflejan discrepancias entre los gobiernos de turno sobre la orientación del desarrollo de la región entre el énfasis a la integración productiva y la especialización o una integración básicamente comercial (según la corriente internacional desde la década de 1990); además de los nacionalismos enraizados y deseos de liderazgo por alguno de sus miembros.

La integración energética concebida como un régimen de complementación y de sinergias conducentes a un desarrollo que responda a las urgentes demandas económicas, sociales, culturales y ambientales de las poblaciones, podrá contribuir a reforzar la gobernabilidad tanto local y nacional y la seguridad energética de los países. Por lo que los proyectos energéticos desde su inicio deben contar con la participación de las comunidades donde se localizará las obras físicas, lo que permitirá además dar a conocer los impactos en la dinámica económica local y nacional. La integración con una visión restringida, geopolítica y confrontacional respecto a otros bloques internacionales tendría menos perspectivas de consolidarse, si se reconoce la debilidad existente en las instituciones y de estrategias de desarrollo diferenciadas de los países latinoamericanos, podría más bien aumentar la conflictividad dentro y entre los países miembros afectando la seguridad energética (V. cuadro 6, anexo).

IV - Convenio de Integración Energética Perú-Brasil

Después de las actividades de una Comisión Mixta Permanente conformada el año 2006, se suscribió el Convenio de Integración Energética en Lima el 17 de mayo del 2008, cuyos objetivos incluyen desarrollar estudios sobre el potencial de integración energética entre los dos países, evaluar proyectos hidroeléctricos para la exportación de energía del Perú para el Brasil y el marco normativo regulatorio de cada país, y examinar la implementación de proyectos de conexiones eléctricas fronterizas, entre otros.

Posteriormente, se firmó un Memorandum de Entendimiento en abril del 2009 entre el Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú y el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa del Brasil, con el objetivo de desarrollar estudios de viabilidad para la interconexión eléctrica entre los dos países, para la exportación de energía del Perú para el Brasil y para el abastecimiento de energía eléctrica al mercado peruano, relacionados con los proyectos que sean determinados prioritarios por las Partes. Los posibles proyectos hidroeléctricos a desarrollar en Perú se muestran en Fig. 1 del anexo.

Recientemente, se concretó el *Acuerdo de Suministro de Electricidad para el Perú y de Exportación al Brasil*, el 16 de junio del 2010 en Manaus, para establecer el marco legal que promueva el desarrollo de la infraestructura necesaria en el territorio peruano para la producción de electricidad destinada a su mercado interno y la exportación de los excedentes de potencia y energía eléctrica asociada al Brasil, con el objetivo de viabilizar la interconexión entre los sistemas interconectados nacionales de las Partes. Entre los puntos principales acordados:

- Todas las actividades que se realicen para el cumplimiento del objeto del presente Acuerdo, incluidas las etapas de planeamiento, construcción, operación y cierre de la infraestructura a que se refiere el presente, se efectuarán en un contexto de *Desarrollo Sostenible* y considerando los estándares ambientales que exigen los dispositivos legales de las Partes, incluyendo los acuerdos internacionales adoptados por las mismas;
- La capacidad acumulada de todas las Centrales de Generación que se puedan comprometer para la exportación al Brasil será como *máximo 6 000 MW más una tolerancia del 20%*;
- La potencia y energía eléctrica destinadas a cubrir las necesidades del mercado eléctrico peruano y a exportar los excedentes al mercado eléctrico brasileño, se comprometerán respetando el siguiente orden: (1°) *el Mercado Regulado peruano*, (2°) *el Mercado Libre peruano* y (3°) *el mercado brasileño*;
- El Estado peruano, *previo al otorgamiento de la concesión definitiva y conforme a los estudios e informes realizados*, establecerá la cantidad de potencia y energía eléctrica asociada destinadas al Mercado Regulado peruano y sus correspondientes precios, *por un periodo de treinta (30) años*;

- *El Estado peruano definirá los excedentes de potencia y energía eléctrica asociada, valores estos que constarán en los contratos de concesión de las Centrales de Generación, que se mantendrán fijos por un período de treinta (30) años y podrán ser comprometidos para exportación al mercado brasileño por el mismo período, contado desde el inicio del suministro al Brasil;*

- *Los concesionarios de las Centrales de Generación, por medio de agentes de exportación y/o importación de energía eléctrica del mercado brasileño, podrán vender en las subastas de compra de electricidad en el mercado regulado del Brasil, por un período de treinta (30) años, conforme la reglamentación y requisitos del proceso de licitación, hasta el límite de cantidad de potencia y energía eléctrica asociada definida, y ratificado por el Ministerio de Minas y Energía de la República del Brasil;*

- *Para el desarrollo, construcción y operación de las Centrales de Generación y Líneas de Transmisión ubicadas en territorio peruano será necesario obtener del Estado peruano concesiones de generación hidroeléctrica y de transmisión, las que se otorgarán por un plazo de treinta (30) años más los años que se requieran para la construcción de la Central;*

- *Conforme a los respectivos contratos de concesión, al vencimiento de dicho plazo, deberán transferirse al Estado peruano, sin costo alguno, los derechos eléctricos y la propiedad de la infraestructura;*

- *El costo de las instalaciones de transmisión que se construyan para conectar las Centrales de Generación con el sistema eléctrico brasileño, así como los gastos derivados de la utilización del sistema de transmisión del Brasil, serán sufragados por el vendedor en la subasta de compra de electricidad para el mercado brasileño, conforme al tratamiento del Sistema Interconectado Nacional del Brasil;*

- *El costo de las instalaciones de transmisión que se construyan para conectar las Centrales de Generación con el sistema eléctrico peruano será asumido por el mercado eléctrico peruano, siguiendo el tratamiento del Sistema Garantizado de Transmisión;*

- *Adecuar, en caso sea necesario, sus respectivos marcos legales y normas técnicas, así como promover soluciones para la implementación de la infraestructura en un contexto de Desarrollo Sostenible;*

- *El Gobierno de la República del Perú y el Gobierno de la República Federativa del Brasil podrán comercializar los excesos temporales de*

oferta de potencia y energía eléctrica que se puedan presentar en sus respectivos sistemas eléctricos, para lo cual las Partes deberán establecer los procedimientos específicos a que hubiere lugar;

- En condiciones de emergencia, inclusive hidrológica, o situaciones que puedan poner en peligro la seguridad del suministro eléctrico a los mercados de Perú y Brasil, ambas situaciones coyunturales, las Partes podrán, de común acuerdo y temporalmente, cambiar los valores de las exportaciones de electricidad comprometidos, teniendo en cuenta la *seguridad energética*⁶ del Perú y Brasil;

- El Estado peruano deberá asegurar permanentemente un *margen de reserva no menor de treinta por ciento (30%)* de manera de disponer de una capacidad de generación para atender de manera segura su mercado interno y sus compromisos de exportación.

Reflexiones Finales

- Las *Reformas de Tercera Generación* posibilitarán superar los obstáculos ideológicos y políticos fundamentalistas y polarizantes, abriendo el camino hacia el anhelado objetivo de la *Integración Latinoamericana* intensificando la cooperación energética como oportunidad histórica de los países de la región.

- La integración energética en América Latina posibilitará mejorar la Gobernabilidad y la Seguridad Energética para la sostenibilidad del crecimiento económico y el desarrollo social en la región.

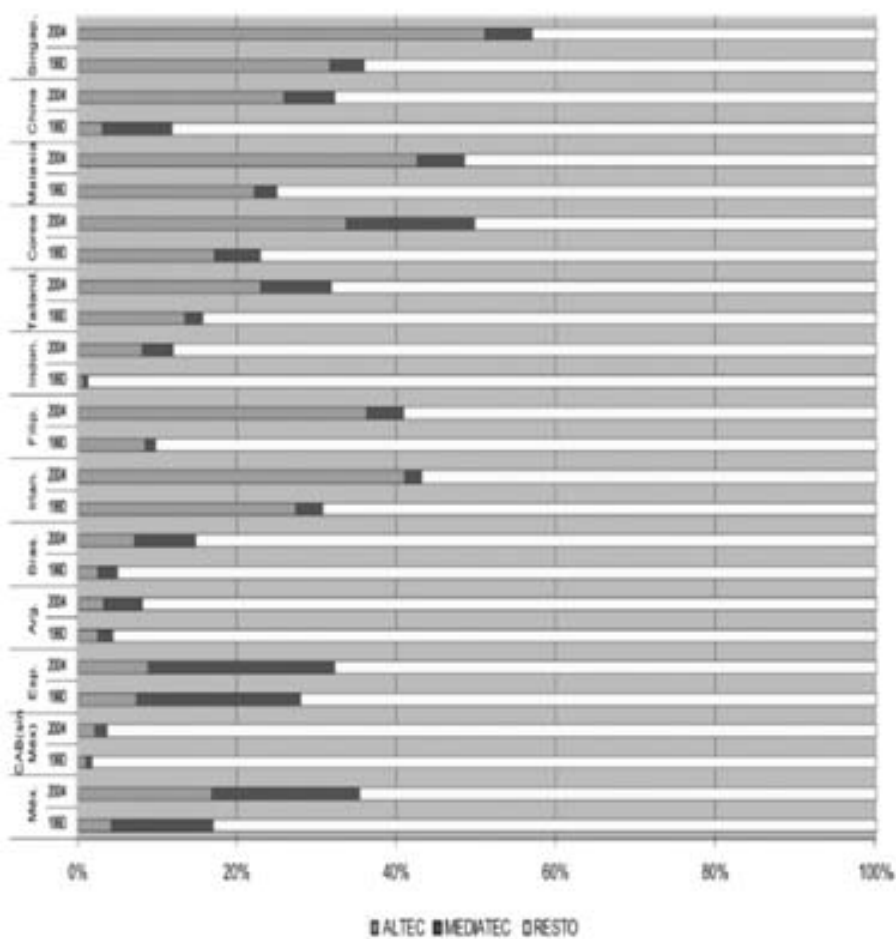
- En la región existe un suficiente potencial de recursos energéticos renovables aún no explotados, principalmente de origen hídrico además de los no convencionales de biomasa, eólico, solar y geotérmico para la producción de electricidad. Lo que posibilita conformar en el largo plazo una *Matriz Eléctrica Regional* menos contaminante, eficiente en lo económico e inclusiva en lo social, para un *Desarrollo Eléctrico Sostenible*.

⁶ Chiri, A. y J. E. Luyo, *La Seguridad Energética. Un Reto para el Perú en el Siglo XXI*, Edit. C.I.P., Lima, 2008.

ANEXO

Cuadro 1

Composición de las exportaciones de algunos países de América Latina, Europa y Asia, 1990-2004 (en %)



Fuente: UN Comtrade, Acosta y Arroyo, 2007.

ALTEC: Bienes de Alto contenido tecnológico;
MEDATEC: Bienes de Mediano contenido tec.
RESTO: Manufacturas livianas + Bienes Primarios.

Cuadro 2

Paradigmas de la integración en América Latina y El Caribe

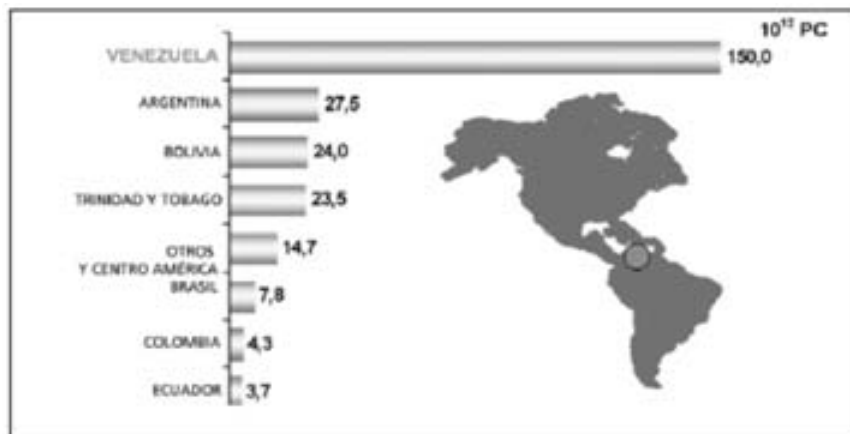
Funcionalismo con contenido geopolítico	Funcionalismo con contenido liberal	Funcionalismo con contenido liberal / funcionalismo con contenido geopolítico
1. Predominó hasta finales década de los ochenta/ principios de los noventa. 2. Lo económico como punto de partida de la integración con efecto spill-over. 3. Fomento de la República como forma de Estado y la democracia representativa como forma de gobierno. 4. El Estado es el actor fundamental del proceso integracionista y su principal beneficiario. 5. La política exterior de algunos estados tiene aspiraciones de poder regional. 6. La proyección de la política exterior de algunos estados tiene concepción geopolítica. 7. La mirada de los países estuvo centrada en su sub-región o región. 8. La integración energética se caracterizó por acuerdos bilaterales o multilaterales para resolver problemas puntuales de suministro energético. 9. En lo energético predominó la modalidad de control central. 10. La participación privada tuvo un rol pasivo. 11. Puede ser resumida en el enfoque conocido como "regiones e imperios".	1. Predominó a partir de principios de los noventa hasta principios de los dos mil. 2. Lo económico como punto de partida de la integración con efecto spill-over. 3. Fomento de la República como forma de Estado y la democracia representativa como forma de gobierno. 4. Tendencia a la disminución del papel del Estado como actor principal (salvo para fomentar acuerdos) en beneficio de una mayor participación de los particulares. 5. Búsqueda de la liberación del comercio y apertura a la inversión extra-regional (especialmente norteamericana y europea). 6. Reducción de barreras arancelarias y no arancelarias. 7. Fomento del mercado y sus mecanismos institucionales para la regulación de las relaciones generales y energéticas. 8. La energía pasa a ser el nuevo "eje de gravedad" de la integración. 9. Predominio de la modalidad de Mercado.	1. En la actualidad pareciera existir una dicotomía de modelos o paradigmas de integración. 2. Conviven dos versiones del funcionalismo: una con contenido liberal y otra con contenido geopolítico, mayoritariamente contrarias entre sí.

Fuente: González Silva, 2007.

Fuente: González Silva, Milko, *Nuevas perspectivas para la Integración Energética en América del Sur ¿Cambios Paradigmáticos?*, Ildis, 2008.

Cuadro 3

Recursos Gasíferos en la Región Sudamericana



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*, junio, 2002.

Cuadro 4

Integración Eléctrica-UNASUR

Intercambio eléctrico en América del Sur

GWh		Exportador								Total Import.
		Argentina	Brasil	Colombia	Ecuador	Paraguay	Perú	Uruguay	Venezuela	
Importador	Argentina		550	-	-	6.411	-	816	-	7.777
	Brasil	527		-	-	37.562	-	10	494	38.593
	Chile	2.152	-	-	-	-	-	-	-	2.152
	Colombia	-	-		16	-	-	-	22	38
	Ecuador	-	-	1.758		-	7	-	-	1.765
	Uruguay	835	750	-	-	-	-		-	1.585
Total Export.		3.514	1.300	1.758	16	43.973	7	826	516	51.910

Cuadro 5

Integración Eléctrica-UNASUR

Centrales hidroeléctricas binacionales

Ref.	Países	Denominación	Río	Capacidad instalada MW	Observaciones
A	Br - Py	Itaipú	Paraná	12.600 (+1.400)	En operación Ampl. 2 máqs.
B	Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1.890	En operación
C	Ar - Py	Yacyretá	Paraná	2.100 (+1.100)	En operación cota 76 Ampl. cota 83
D	Ar - Br	Garabí	Uruguay	1.500	En estudio
E	Ar - Py	Corpus	Paraná	3.400	En estudio
Total		2005		16.590	
Capacidad total prevista				23.990	

Fuente: CIER: www.cier.org.uy.

Cuadro 6

Opciones en dos polos

La integración energética como alianza (pactada) entre gobiernos.	La integración energética como régimen (negociado) entre sociedades.
Concepciones restringidas de la integración, la seguridad y la gobernabilidad.	Concepciones amplias/integrales de la integración, la seguridad y la gobernabilidad.
Concepción de la energía como capacidad/vulnerabilidad estratégica.	Concepción de la energía como recurso útil/necesario para sustentar el desarrollo económico y sociopolítico.
Prácticas: integración “fragmentada”; seguridad “defensiva”; débiles e inconsistentes iniciativas de (re)construcción social de la vida democrática (instituciones).	Prácticas: integración en todos los registros; seguridad cooperativa; iniciativas de (re)construcción social de la vida democrática (instituciones).

Fuente: Elsa Cardoso, *La integración energética regional: factor de (in)gobernabilidad / (in)seguridad*, ILDIS, 2007.

Figura 1

Proyectos Hidroeléctricos en el lado Peruano



3. La Integración del Sector Eléctrico en América del Sur: Características y Beneficios¹

Nivalde J. de Castro²

Rubens Rosental³

Victor José Ferreira Gomes⁴

Introducción

La fragilidad económica a la que muchos países quedaron expuestos en las últimas décadas, con la aceleración de los flujos comerciales y financieros, los llevó a buscar su propia integración en bloques regionales. Los acuerdos regionales, que se enfocan en la integración, pueden tener diversos objetivos: desde la simple eliminación de barreras arancelarias para el comercio de bienes y servicios hasta una integración económica que incluya marcos regulatorios y la creación de instituciones de gobernabilidad común. Hay aún acuerdos regionales que tienen por objetivo cubrir las esferas monetaria y política.

Según Oliveira y Alveal (1991), son cuatro los principales efectos esperados de la integración estrictamente económica:

- i) Reducción de costos asociados a ganancias de escala;

¹ Trabajo presentado en el VII Encuentro Internacional del Foro Universitário Mercosur – FoMerco. Universidad Federal de la Integración Latino-Americana - UNILA – Parque Tecnológico de Itaipu. Foz de Iguazu, 09 a 11 de setiembre de 2009.

² Profesor del IE-UFRJ y coordinador de GESEL – Grupo de Estudios del Sector Eléctrico. E-mail: nivalde@ufrj.br

³ Investigador de GESEL-IE-UFRJ. E-mail: rubens@nuca.ie.ufrj.br

⁴ Investigador de GESEL-IE-UFRJ. E-mail: victor.gomes@kbadvogados.com

- ii) Aumento de la eficiencia de las empresas como consecuencia de una mayor competencia;
- iii) Economías de escopo derivadas de la cooperación industrial y de la exploración de complementariedades dinámicas; y
- iv) Flujo activo de innovación tecnológica sobre el estímulo de mercados ampliados.

En este contexto teórico y político, el tema de la integración de energía eléctrica viene siendo debatido en diversas instancias de decisión y foros de discusión en América del Sur hace más de 30 años.

Una efectiva integración del sector eléctrico en la región tiende a contribuir significativamente para dinamizar el crecimiento económico y reducir disparidades regionales. Inversiones públicas y privadas, bienes como construcción de instituciones y marcos regulatorios uniformes y claros, son fundamentales en la consolidación de este proceso.

El objetivo de este trabajo es analizar, aún que en líneas generales, el potencial de integración de energía eléctrica en América del Sur, sus beneficios, y el papel estratégico de Brasil en ese proceso. Este análisis tiene como hipótesis central que la integración del sector eléctrico sur-americano es una estrategia para ampliar la oferta de electricidad en la región de forma más eficiente, vía inversiones en usinas hidroeléctricas y líneas de transmisión, creando sinergias entre los sistemas eléctricos. En este proceso, o Brasil desempeñará un papel fundamental de liderazgo dada la magnitud de complejidad de su economía, experiencia y extensión del sistema eléctrico. El trabajo está estructurado de la siguiente forma: mas allá de esta introducción, la primera parte analizará el potencial de integración en la generación de energía eléctrica en América del Sur. En la segunda parte será examinado el actual fase de intercambio de energía eléctrica entre los países de la región y perspectivas de crecimiento. En la tercera parte serán verificados posibles beneficios e impactos de la integración energética en América del Sur. Por último son presentadas las conclusiones de este estudio, destacando que las condiciones de estabilidad política, jurídica y económica son determinantes para el desarrollo de consolidación de los procesos de integración de América Latina en general.

1 - Potencial de Integración en la Generación de Energía Eléctrica

América del Sur es una región auto-suficiente en insumos energéticos, posee importantes reservas de petróleo, gas natural y recursos hídricos. Por poseer

larga faja territorial situada entre los trópicos, el potencial de generación de biomasa como fuente energética se muestra promisorio. La integración energética tiene así un gran potencial en función a un factor concreto y objetivo: hay complementariedad de insumos energéticos entre los países de la región. Ese factor posibilitó la construcción de líneas de transmisión, usinas hidroeléctricas y gaseoductos.

El proceso de integración tiene marcos importantes que prueban su gran potencial, entre los que destacan la construcción de hidroeléctricas binacionales, especialmente en el Cono Sur; y aún en los años 90, la interconexión de los mercados eléctricos en las sub-regiones del Mercosur, Comunidad Andina y países de América Central.

Según Ruiz-Caro (2006), se puede identificar tres tipos de propósitos en los emprendimientos de interconexión eléctrica:

i) Centrales hidroeléctricas binacionales: Los proyectos de interconexión Argentina-Uruguay, Argentina-Paraguay e Brasil-Paraguay, que se concretizaron con la construcción de las centrales hidroeléctricas binacionales de Salto Grande, Yaciretá e Itaipú. Esos proyectos entraron en operación alrededor de los años ochenta y fueron realizados por empresas estatales. Los costos e inversiones fueron recuperados a través de la remuneración de la energía generada por las centrales.

ii) Venta de energía firme: Las interconexiones realizadas mas recientemente entre Argentina-Brasil, Brasil-Venezuela y Argentina-Chile tuvieron como propósito la venta de energía firme de un país a otro. En nuestros dos primeros casos, la interconexión estuvo asociada a uno o pocos contratos de largo plazo de venta en uno de los sentidos de la interconexión. Los contratos firmes, en estos casos, son los que aseguran a la empresa vendedora el flujo de recursos para cubrir los costos y obtener el financiamiento de las obras de interconexión.

iii) Intercambios de oportunidad: Ese tipo de interconexión fue implementada entre Colombia-Venezuela, Colombia-Ecuador y Brasil-Uruguay. Son interconexiones con propósito de aprovechar intercambio de oportunidad en los dos sentidos, aprovechando las diferencias de costos marginales entre dos de los sistemas interconectados, sin que se excluya la posibilidad de contratos.

Con excepción de las interconexiones entre Colombia-Venezuela y entre Brasil-Uruguay, que fueron realizadas por empresas estatales, las demás interconexiones

citadas arriba fueron realizadas vía acuerdos en el marco institucional de los convenios de ALADI y de los organismos subregionales de integración.

1.1 – Base Física del Potencial Energético

A complementariedad de insumos energéticos en los países de América del Sur puede garantizar una seguridad sin igual y estratégica en la región, capaz de viabilizar ciclos de crecimiento mas acelerados y dar mayor competitividad económica a los países de la región. La base de este proceso es la instalación adecuada de sistemas integrados de transmisión de energía eléctrica y de operación. En Brasil, la experiencia acumulada por la ONS – Operador Nacional del Sistema Eléctrico – será de gran valor dada la dimensión continental del país.

En América del Sur, específicamente, los recursos hídricos, mas allá de ser vastos, son diversificados debido a los regímenes de lluvia, que son complementarios. La tabla 1 presenta los datos sobre el potencial hidroeléctrico en los países de la región.

Tabla 1

Potencial Hidroeléctrico de Países Seleccionados (em MW)	
Países	Potência
ARGENTINA	44.500
BOLÍVIA	1.379
BRASIL	260.000
CHILE	25.156
COLÓMBIA	93.085
EQUADOR	23.745
GUIANA	7.600
PARAGUAI	12.516
PERU	61.832
URUGUAI	1.815
VENEZUELA	46.000

FONTE: OLADE, 2006.

De acuerdo con estos datos, Brasil es el país que posee mayor potencial hidroeléctrico. Las principales cuencas del sector eléctrico brasileño son las siguientes:

- i) Cuenca Platina, donde se encuentra la usina hidroeléctrica Binacional de Itaipu;
- ii) Cuenca del Atlántico Sur, en la cual el río Paraíba del Sur posee diversos aprovechamientos hidroeléctricos próximos a los grandes mercados de Sao Paulo y Rio de Janeiro;

iii) Cuenca del río San Francisco, donde hay usinas hidroeléctricas con grandes reservatórios como Sobradinho y Paulo Afonso; y

iv) Cuenca Amazónica, donde el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico comenzó recientemente con la construcción de las usinas San Antonio y Jirau, en el río Madeira, haciendo un total de mas de 6.000 MW.

La Cuenca Amazónica, la mayor cuenca hidrográfica del mundo, se extiende por los territorios de Brasil, Bolivia, Perú, Ecuador, Colombia y Venezuela y es cortada por la línea del Ecuador, lo que ocasiona dupla captación de las lluvias de verano: de noviembre a abril en el hemisferio sur y de mayo a octubre en el hemisferio norte. Ese doble régimen de lluvias en la cuenca Amazónica confiere importante complementariedad hidrológica a America del Sur.

Las fronteras entre Argentina y Uruguay, y entre Argentina y Brasil, por donde pasa el río Uruguay, presentan gran potencial hidroeléctrico a ser aprovechado. Esa área se localiza en la zona temperada sudamericana, donde el mes mas húmedo es julio, diferente de las Cuencas del Atlántico Sur y de San Francisco donde julio es el mes mas seco. Esa es otra señal de complementariedad hidrológica en la región.

Co relación al gas natural, hay una progresiva importancia de la posición de este insumo energético en América del Sur. Actualmente el gas natural es la base de la matriz energética de Argentina, Bolivia y Chile. Según datos de la Organización Latino Americana de Energía (Olae, 2007), la región posee 4,0% de las reservas de gas natural del mundo. La Tabla 2 muestra la evolución de las reservas de gas natural en la región.

Tabla 2

Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural para Países Seleccionados (em Gm3)			
Países	1997	2005	2006
ARGENTINA	683,80	438,95	446,16
BOLÍVIA	132,60	764,10	616,00
BRASIL	227,65	306,39	588,62
CHILE	42,90	45,00	42,80
COLÔMBIA	195,00	189,92	164,63
EQUADOR	23,10	4,04	3,76
PERU	198,20	337,55	333,18
VENEZUELA	4.023,40	4.315,00	4.708,00

FONTE: OLADE, 2006.

Venezuela y Bolivia son los países que poseen las mayores reservas de gas natural de la región. Con la construcción del gaseoducto que hace interconexión entre Bolivia y Brasil (Gasbol), y del gaseoducto que hace interconexión entre Argentina e Bolivia, este país se tornó gran exportador de este insumo, ganando una posición determinante en la oferta en la región. Venezuela, por su parte, propone la construcción de un gaseoducto continental que se extendería desde el Puerto Ordaz, en Venezuela, hasta la bacía de La Plata, en Argentina, pasando por Brasil y Uruguay. Ese gaseoducto viabilizaría la exportación del gas natural venezolano en América del Sur. Sin embargo, dada la complejidad y costos del proyecto, el avance de las negociaciones y acuerdos referentes al gaseoducto se dará de forma muy lenta y la tendencia se está direccionado mas para inversiones en proyectos para transformar en Gas Natural Licuado (GNL).

En Brasil, las perspectivas son de ampliación de las reservas de gas natural. Con el descubrimiento de los Campos de Tupi, Júpiter y del potencial de Pré-Sal, Brasil se deberá convertir no solo en autosuficiente en el mediano y largo plazo, también en un gran exportador.

Con la biomasa, el potencial de generación de electricidad en la región, principalmente del bagazo de caña de azúcar, se muestra extremadamente promisorio. Los principales productores de azúcar y etanol de la región son Brasil, Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú. Brasil debe ser analizado dándole un mayor destaque, ya que es el mayor productor del mundo. Como el período de safra de caña ocurre entre abril y noviembre, esta fuente de electricidad tiene una importante complementariedad a la generación hidroeléctrica. La generación de electricidad a partir del bagazo de caña, no es aún significativa en la matriz de energía eléctrica de América del Sur mas por razones regulatorias que económicas. El aprovechamiento de ese potencial hace parte de un planeamiento brasileño cuyo objetivo es diversificar la matriz energética y dar mayor seguridad al sistema eléctrico, vía el uso de este insumo en el período seco.

1.2 – Capacidad Instalada en la Región

De acuerdo con los datos de la tabla 3, la matriz de energía eléctrica de América del Sur es predominantemente hídrica. Las usinas térmicas, principalmente a gas natural, tienden a tener papel significativo, ya que la región es rica en reservas de gas. El carbón mineral es abundante en la región,

mas es poluyente y mas caro que el gas natural. Los países que utilizan ese insumo como fuente energética son Argentina, Brasil, Chile y Colombia.

La fuente nuclear tiene pequeña participación en la matriz de energía eléctrica de América del Sur en función de su costo y complejidad tecnológica. Los países que usan esa fuente de forma mas significativa son Argentina, co la usina de Atucha, y Brasil, con las usinas Angra I y Angra II. En Argentina, está en proceso de construcción la usina Atucha II, y en Brasil, el proyecto de Angra III. Ambos expandirán la participación de la fuente nuclear en la matriz eléctrica de la región, sin embargo, en valores no significativos.

Tabla 3

Capacidade Instalada de Geração Elétrica na América do Sul por Tipo de Fonte: 2006 (em MW)					
Países	Hidroeletricidade	Térmica	Outros	Nuclear	Total
ARGENTINA	9.852	17.288	27	1.018	28.185
BOLÍVIA	485	918	-	-	1.403
BRASIL	72.013	20.935	237	2.007	95.192
CHILE	4.900	8.636	2	-	13.538
COLÓMBIA	8.552	4.262	504	-	13.319
EQUADOR	1.801	2.196	0	-	3.998
GUIANA	1	308	-	-	308
PARAGUAI	8.110	6	-	-	8.116
PERU	3.214	3.443	1	-	6.658
URUGUAI	1.538	690	-	-	2.228
VENEZUELA	14.597	7.618	-	-	22.215
TOTAL AMÉRICA DO SUL (MW)	125.063	66.300	771	3.025	195.159

FONTE: OLADE, 2006.

La matriz de electricidad de América del Sur resulta baja en emisión de gas carbónico en la atmosfera. De esta forma, la contribución de la región para el calentamiento global es mucho mas baja en relación a las otras regiones del mundo, en especial Europa y América del Norte. Según datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2006), América del Norte emitió 24,5% del total de gas carbónico emitido en el 2003, en cuanto Europa emitió 24% de ese total. América do Sul fue responsable por apenas 2,9% de las emisiones en aquel año, con la observación de que gran parte de esa emisión se originó de la quema en la región amazónica, y no como consecuencia del sector energético.

Como muestra la Tabla 3, los países que poseen mayor capacidad instalada son Brasil, Argentina y Venezuela, siendo la capacidad instalada de Brasil cerca de 50% de la capacidad instalada total de América del Sur. Esa mayor participación de Brasil en la capacidad instalada total de América del Sur confiere al país un potencial papel de liderazgo en la integración eléctrica y en el planeamiento de la oferta de electricidad en la región.

1.3 - Aspectos de Oferta y Demanda de Electricidad en la Región

De acuerdo con la tabla 4, los datos presentados señalan que o Brasil convive con alto riesgo hidrológico en la medida en que la hidroelectricidad corresponde a 75,7% de su matriz eléctrica. Ese riesgo, en tanto, tiende a ser mitigado por la generación termoeléctrica. Como las nuevas usinas hidroeléctricas en construcción serán del tipo filo de agua, sin incrementos en los reservatorios, la tendencia es que el sistema se quede cada vez más hidrotérmico, a fin de disminuir la exposición a los riesgos hidrológicos estacionales. La situación en Venezuela es semejante: la hidroelectricidad corresponde al 65,7% de la matriz eléctrica y la termoelectricidad corresponde al 34,3%.

Tabla 4

Participação por Tipo de Fonte na Capacidade Instalada de Geração Elétrica: 2006 (em %)					
Países	Hidroeletricidade	Térmica	Outros	Nuclear	Total
ARGENTINA	34,95	61,34	0,09	3,61	100,00
BOLÍVIA	34,57	65,43	-	-	100,00
BRASIL	75,65	21,99	0,25	2,11	100,00
CHILE	36,19	63,79	0,01	-	100,00
COLÔMBIA	64,21	32,00	3,79	-	100,00
ECUADOR	45,06	54,94	0,00	-	100,00
GUIANA	0,16	99,84	-	-	100,00
PARAGUAI	99,92	0,08	-	-	100,00
PERU	48,28	51,71	0,01	-	100,00
URUGUAI	69,03	30,97	-	-	100,00
VENEZUELA	65,71	34,29	-	-	100,00
TOTAL AMÉRICA DO SUL (%)	64,08	33,97	0,39	1,55	100,00

FONTE: OLADE, 2006.

Por el lado de la demanda de energía, en el 2005, los países de la región consumirán 866,1 TWh, lo que corresponde a 5,5% del consumo mundial de electricidad (Olade y IEA 2006). La comparación con el consumo en los países desarrollados muestra la discrepancia entre las regiones: en América del Norte, por ejemplo, el consumo de electricidad fue de 4.221,2 TWh, o 27,0% del consumo mundial (Olade e IEA 2006). Esas diferencias evidencian el padrón de desarrollo y el padrón de consumo en cada región. En los países centrales, el grado de industrialización es más elevado que en los países en desarrollo de América del Sur, lo que requiere el uso del insumo energético en mayor intensidad. Mas allá de eso, la renta *per capita* significativamente superior en los países centrales confiere mayor poder de compra a la población, y, consecuentemente, mayor consumo de bienes durables, como electrodomésticos.

Los datos de la tabla 5 muestran el consumo de electricidad por país de América del Sur. Los mayores niveles de consumo en la región están en Brasil, Argentina y Venezuela, países que detentan históricamente mayores valores de PIB (ver tabla 6), si los comparamos con otros países de la región. Más allá del PIB, el grado de consumo de electricidad también está directamente relacionado a la dimensión territorial y demográfica de los países.

Tabla 5

Evolução do Consumo de Energia Elétrica 1997 - 2006 (em TWh)			
Países	1997	2005	2006
ARGENTINA	77,7	109,8	118,6
BOLÍVIA	3,5	5,2	5,3
BRASIL	348,4	441,9	460,5
CHILE	33,3	54,6	57,6
COLÔMBIA	45,8	48,9	53,1
EQUADOR	10,4	15,1	16,4
GUIANA	0,8	0,9	0,9
PARAGUAI	5,3	7,4	8,1
PERU	18,0	25,5	27,4
URUGUAI	7,0	8,4	8,4
VENEZUELA	78,1	101,5	109,8
TOTAL AMÉRICA DO SUL	628,1	819,3	866,0

FONTE: OLADE, 2006.

Tabla 6

Produto Interno Bruto de Países Selecionados: 2007 (em US\$ milhões)	
Países	2007
ARGENTINA	369.799
BOLÍVIA	10.715
BRASIL	812.280
CHILE	101.725
COLÔMBIA	131.115
EQUADOR	22.090
PARAGUAI	8.975
PERU	76.732
URUGUAI	24.174
VENEZUELA	158.955

FONTE: CEPAL 2008

2 – Intercambio de Energía Eléctrica entre los Países

Conforme señalamos anteriormente, América del Sur posee tres usinas hidroeléctricas binacionales. La mayor de ellas, aún la mayor del mundo, es

la Binacional Itaipú, en la frontera entre Paraguay y Brasil, con una capacidad instalada de aproximadamente 14.000 MW. La Binacional Salto Grande, entre Argentina y Uruguay, tiene 1.890 MW de capacidad instalada y la Binacional Yacyretá, entre Argentina y Paraguay tiene 3.200 MW de capacidad instalada (CIPLATA, 2005). De acuerdo con datos del Comité Intergubernamental Coordinador de los Países de la Cuenca del Plata (CIPLATA, 2005), 93% de la energía eléctrica generada en Itaipú en el 2004 fue destinada a Brasil, por medio de la conexión Foz de Iguazu – Paraná. El cuadro 1 muestra otras conexiones relevantes para el suplemento eléctrico de los países de la región.

Cuadro 1 - América del Sur – Principales Conexiones de Eletricidad entre los Países

Países	Interconexão	Status
Argentina – Brasil	P. de los Libres (Ar) – Uruguayana (Br)	Operativa
Argentina – Brasil	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	Operativa
Argentina – Chile	C.T. TermoAndes (Ar) – Sub Andes (Ch)	Operativa
Argentina – Paraguay	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Pa)	Operativa
Argentina – Paraguay	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Pa)	Operativa
Argentina – Paraguay	Salidas de Central Yacyretá	Operativa
Argentina – Uruguay	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Ur)	Operativa
Argentina – Uruguay	Concepción (Ar) – Paysandú (Ur)	Op. Em emerg.
Argentina – Uruguay	Salto Grande (Ar) – Salto Grande (Ur)	Operativa
Bolivia – Peru	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	Em Estudo
Brasil – Paraguay	Foz do Iguaçu (Br) – Acaray (Pa)	Operativa
Brasil – Paraguay	Salidas de Central Itaipú	Operativa
Brasil – Uruguay	Livramento (Br) – Rivera (Ur)	Operativa
Brasil – Uruguay	Pte. Médici (Br) – San Carlos (Ur)	Em projeto
Brasil – Venezuela	Boa Vista (Br) – El Guri (Ve)	Operativa
Colômbia – Equador	Ipiiales (Co) – Tulcán/Ibarra (Eq)	Operativa
Colômbia – Equador	Jamondino (Co) – Santa Rosa (Eq)	Em construção
Colômbia – Equador	Pasto (Co) – Quito (Eq)	Operativa
Colômbia – Venezuela	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	Operativa
Colômbia – Venezuela	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	Operativa
Colômbia – Venezuela	Tibú (Co) – La Fria (Ve)	Operativa
Equador – Peru	Machala (Eq) – Zorritos (Pe)	Construída

FONTE: CIER 2006

Tabla 7

Importação e Exportação de Energia: 2006 (em GWh)

	Exportador								Total Importado
	Argentina	Brasil	Colômbia	Equador	Paraguay	Peru	Uruguay	Venezuela	
Argentina		593			6.608		7		7.208
Brasil	76				39.269		10	511	39.866
Chile	2.285								2.285
Colômbia				1				31	32
Equador			1.570						1.570
Paraguay		1							1
Uruguay	2.024	809							2.833
Total Exportado	4.385	1.403	1.570	1	45.877	0	17	542	53.795

FONTE: CIER 2007

La tabla 7 muestra las exportaciones e importaciones de energía en América del Sur en el 2006. Como puede ser visto, Paraguay es responsable por prácticamente toda la importación de electricidad de Argentina y de Brasil. Mas allá de eso, se puede constatar que el intercambio eléctrico de la región esta basado en un conjunto de conexiones bilaterales que no expresan un plan energético, pero sin motivaciones puntuales entre países. La integración del sector eléctrico en la región, por lo tanto, aún está en un estadio básico. Dada las dimensiones económicas y eléctricas de Brasil, el proceso de integración energética tiene en este país una base, una fuente para el desarrollo mas acelerado de este proceso.

Se suman a estas dos dimensiones la formación de un Nuevo Modelo para el SEB, creado a partir de la edición de las Medidas Provisorias 144 y 145, de 2003 (convertidas en Leyes n. 10.847 y 10.848, de 2004), denominado por Castro (2005) como Modelo de Participación Estratégica Público-Privada. Este Nuevo Modelo introdujo el planeamiento de largo plazo para el sector y creó un marco regulatorio más estable. Las condiciones de financiamiento se tornaron favorables, con líneas disponibles para el sector en volumen adecuado y con costo decreciente, incluyendo as líneas especiales ofrecidas por BNDES que vienen siendo mejores con la ampliación de los plazos de financiamiento, disminución de *spreads* y tasas de interés, estímulo a la formación de SPEs – sociedades de propósitos específicos - y uso de operaciones con *project finance*.

Por otro lado, y centrándose en las externalidades de Brasil como agente da integración, la experiencia brasileña del Operador Nacional del Sistema – ONS, creado en 1998, tiende a tener un papel estratégico para la integración energética en el sentido de crear un operador sudamericano capaz de optimizar los recursos de electricidad en la región de forma eficaz para todos los países. Entretanto eso es más que una decisión técnica, es una decisión política, que tornaría los países sudamericanos interdependientes energéticamente.

Del lado de la comercialización de energía, Brasil posee gran experiencia acumulada por el Mercado Mayorista de Energía (MAE), que fue sucedida por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, también creada a partir del Nuevo Modelo del sector eléctrico.

3 - Beneficios e impactos de la Integración Energética en América del Sur

Según el relatório del BID (2001), el aumento de interconexiones internacionales en América del Sur, principalmente en el Mercosur ampliado, producirá mayor eficiencia económica y una mayor seguridad energética.

El impacto directo sobre los costos o precios por el menor uso de combustibles no renovables sería un efecto cuantitativo importante, debido al despacho del parque de generación hidroeléctrica.

Según Santos (2004), como resultado de la complementariedad hidrológica en América del Sur, se estima una ganancia de 29 TWh/año solamente en esa subregión, el equivalente a un ingreso de cerca de US\$ un millón y una inversión evitada de US\$ 9.380 millones. Estos valores desactualizados demuestran el potencial económico de la integración energética reflejado directamente sobre el valor de las tarifas.

La reducción de los costos medios de abastecimiento de energía podría deberse estar asociada a la reducción de los costos de inversión y a la sustitución de las fuentes de producción local por importaciones más económicas.

Por otro lado, la integración energética permitiría mayor optimización de rendimiento hidráulico y de infraestructura de transmisión, que posibilitaría la utilización de caminos alternativos frente a situaciones de emergencia.

En relación a los beneficios de impacto cualitativo, según el BID (2001), la integración energética propiciaría:

- i) Reducción del impacto ambiental como consecuencia de la optimización del despacho con la reducción de combustibles;
- ii) Mejoría de la seguridad de abastecimiento asociado a la malla de redes nacionales;
- iii) Incremento de la calidad del abastecimiento gracias a la aplicación de criterios de uso del sistema que permita a los operadores de los sistemas acuerdan intercambios en situación de emergencia; y
- iv) Integración de región aisladas.

Enfocándose en el análisis específica de la interconexión eléctrica entre dos países, se pueden destacar los siguientes impactos:

- i) En la reducción de los precios medios de los países tanto en el corto plazo como en el largo plazo;
- ii) En la disminución de la volatilidad de los precios; y
- iii) En la mejora de la calidad del servicio.

En los últimos años Argentina, Brasil y Chile enfrentaron crisis energéticas de diversos portes. Según los datos de la IEA (2006), el escenario para

América del Sur y el Caribe en el año 2015 de consumo líquido de electricidad será de 1.353 GWh contra 772 GWh consumidos en el 2003. Eso representará un crecimiento en el período de 75% y exigirá políticas de inversión que estimule la ampliación de la capacidad instalada y el desarrollo en el sector eléctrico.

Como fue examinado anteriormente, América del Sur tiene amplia disponibilidad de recursos energéticos que son complementarios en términos de estacionalidad. En este sentido y con base en estos dos parámetros, se puede afirmar que la integración energética sudamericana proporcionará el aumento de la competitividad de sus economías, la disminución del impacto ambiental, la racionalización del uso de las fuentes energéticas y la garantía de la seguridad energética.

Según Santos (2004), para que los caminos de la integración sean efectivamente sinérgicos, es primordial la priorización de la seguridad eléctrica y energética del sistema. Y no hay seguridad sin que un pacto cooperativo se sobreponga a los intereses individuales. Los procedimientos de operación deben ser armonizados, detallados y deben incentivar la cooperación, principalmente, en los procedimientos de emergencia eléctrica o energética. La experiencia acumulada, la cultura creada, lo aprendido en la operación brasileña de las actuales interligaciones permiten afirmar que las condiciones están dadas para la integración eléctrica, ya que si tiene una experiencia de evolución de operación interligada para operación integrada exitosa, y, encima de todo un país de dimensión continental con cerca de 60% del consumo total, sirviendo así de refuerzo para los intercambios eléctricos.

Según CEPAL (2005), los principales problemas de falta de un mayor desarrollo de integración energética no fueran la carencia de recursos o de redes, mas sin la dificultad de articular reglas y políticas congruentes con el estímulo al inversión y a la interdependencia energética de la subregión. Las tentativas de creación de reglas supranacionales o acuerdos multilaterales con armonía en el aspecto regulatorio, no fueran exitosas. Las experiencias exitosas fueron aquellas que se dieron en el ámbito bilateral, oriundas de proyectos con fuerte participación de los Estados Nacionales, conforme fue analizado anteriormente, y relacionadas mas directamente a proyectos en las fronteras (Itaipu) y líneas de transmisión.

En este sentido, es necesario tener en cuenta el tipo de estructuras políticas, la calidad de juego institucional que protagonizan en sus interrelaciones, la existencia de consensos sociales sobre la pertinencia de tales iniciativas, el

efectivo conocimiento y difusión de las modalidades de implementación y ejecución de proyectos compartidos y, básicamente, el sentido y dirección de la voluntad política de los dirigentes sudamericanos en términos de comprender la entidad estratégica e integral del proceso (SUAREZ et al., 2006).

Específicamente en relación a la actual integración eléctrica de Brasil con los países de la región, fue realizada mediante interligaciones bilaterales regidas por contratos y operadas sobre convenios operativos. Las interligaciones en el ámbito del SIN – Sistema Interligado Nacional - son operadas sobre convenios de la ONS con la CAMMESA (Argentina) y con la UTE (Uruguay). En el caso de Itaipu Binacional, con Paraguay, sobre el Tratado y sus reglamentos. En la interligación Brasil-Venezuela, en el área de los Sistemas Aislados, el convenio es establecido entre las Empresas Operadoras.

La integración eléctrica actual en los demás países de la región es también, vía regular, basada en interligaciones bilaterales regidas por contratos y operadas sobre convenios operativos. En la región Andina, las transacciones internacionales de energía (TIE), entre Ecuador y Colombia, son regidas por despacho económico. En América Central, un tratado fue firmado entre seis países de la región que adoptaron el despacho económico para la operación de sus interligaciones, representando un paso al frente en el camino de la integración (SANTOS, 2004).

Algunas importantes y decisivas dimensiones deben ser incorporadas en esa dinámica de la integración:

- i) Los recursos tanto energéticos como financieros;
- ii) Las redes físicas de conexión y transmisión;
- iii) Mecanismos eficaces y vinculantes para resolución de conflictos; y
- iv) Políticas nacionales que refuercen el componente de la visión regional y de coordinación de políticas.

Algunas premisas de políticas energéticas deben ser asumidas inicialmente para el desarrollo de la integración energética. Según Sanchez (2006), serían las siguientes premisas:

- i) Asegurar el desarrollo energético sustentable y, por consiguiente, la seguridad y la eficiencia de abastecimiento energético y la protección del patrimonio natural, mediante a explotación racional de las fuentes y de consumo eficiente de energía.

ii) Proyectar mecanismos de cooperación que permitan profundizar la integración de la infraestructura regional.

iii) Institucionalizar, fortalecer y dar coherencia entre si y los diversos mecanismos de cooperación energética regional.

iv) Complementar los sistemas visualizando como meta final la libre circulación de productos y servicios energéticos.

El crecimiento y la competitividad también son factores importantes para el desarrollo de políticas energéticas que apunten para la integración. La intensidad del uso, facilidad de acceso, costos de exploración y explotación y precios internacionales deben dar el norte al crecimiento. Para la competitividad, la participación en mercados dinámicos y poco vulnerables, basado en gerencia de costos y promoción de consumo, garantizaría un buen desempeño de políticas para la integración energética.

Según Sanchez (2006), la integración energética puede avanzar hasta la integración plena de mercados mediante un enfoque de complementariedad. El bilateralismo puede ser potencializado como constructor del multilateralismo, dinamizando la integración y abriendo posibilidad de interconexión a terceros países. El planeamiento conjunto deberá construir progresivamente un marco institucional y normativo que oriente la integración energética.

Conclusiones

A pesar de que la integración energética sea un tema presente y discutido hace mas de tres décadas en el continente sudamericano, la integración aún tiene un largo camino a recorrer. Las intenciones en relación al tema fueron traducidas por la creación de ARPEL, CIER y OLADE, instituciones fundadas en las décadas del 60 y 70. Aún así, el proceso de integración energética en América del Sur por la vía multilateral no permitió avances substantivos y exitosos. Los resultados exitosos y con mayores avances se dieron en el plano bilateral donde destacó la construcción de la mayor usina hidroeléctrica del mundo: Itaipu.

En este sentido, la integración energética se constituye en una estrategia de desarrollo económico de una región a partir de la cooperación recíproca, la complementariedad económica y economía de escala.

La reducción de costos de transporte, energía y la optimización de operación provenientes de la integración permiten el beneficio de los

consumidores en términos de precio y calidad de energía y de vida, así como puede representar mejora de la competitividad de los países involucrados.

Las condiciones políticas, jurídicas y económicas son determinantes para el desarrollo y consolidación de los procesos de integración de América Latina en general. Así mismo, la armonización de los marcos regulatorios determina una mayor eficiencia y efectividad de las inversiones en infraestructura y en la prestación de los servicios públicos.

La experiencia acumulada con las interligaciones bilaterales entre países permitió a los órganos de operación del sistema eléctrico capacitarse, no representando una obstáculo rumbo a la integración.

En ese sentido, la experiencia brasileña de operación (ONS) y comercialización (CCEE) en el mayor sistema interligado del mundo (SIN) acredita a Brasil a liderar el proceso de interligación sudamericana.

La crisis energética por la que pasan algunos países de la región se puede convertir en una oportunidad para fortalecer la integración. Una estrategia de búsqueda del bilateralismo puede ser la llave para una mayor integración energética en la región. La construcción del futuro integrado pasa por una visión geopolítica de los dirigentes de estos países, superando las dificultades coyunturales y apostando en el consenso en torno de la idea que la cuestión energética puede ser la palanca del desarrollo más justo para los pueblos de la región.

Conforme muestran los datos presentados en las tablas 3, 4 e 7, América del Sur tienen potencial de integración energética muy favorable, pues las condiciones de mercado y la base física existente son suficientes principalmente para la integración eléctrica. El mercado sudamericano aún presenta condiciones de crecimiento para el consumo de energía eléctrica debido a la existencia de significativa población con bajo consumo o sin acceso a electrificación. Por otro lado, el crecimiento del consumo de energía eléctrica se puede dar también debido a países con dinámica económica más elevada como Brasil, Argentina, Chile y Venezuela.

La base física existente en América del Sur presenta características sinérgicas como, por ejemplo, las cuencas hidrológicas complementarias que posibilitaría el cambio estacional, desde que fuesen realizadas inversiones adecuadas en sistemas de transmisión.

Algunos países ya realizan importaciones y exportaciones acumulando así experiencias de negociación y operación conjunta, importantes para futura implementación de una integración eléctrica más integral. El emprendimiento binacional de Itaipú es un ejemplo concreto de cooperación exitosa entre dos países.

La integración eléctrica de América del Sur, de manera convenientemente implementada, generará beneficios que podrá colocar los sistemas energéticos nacionales en una trayectoria de costos decrecientes. Entretanto, algunos desafíos son colocados. La asimetría económica entre los países sudamericanos lleva a que los beneficios venidos de una integración eléctrica no se dividen equitativamente ni entre los países ni entre los agentes nacionales. Así la búsqueda de acuerdos aceptables por los miembros regionales se tornan un esfuerzo de características técnicas, económica y diplomáticas.

Bibliografía

BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO - BID. Departamento Regional de Operaciones 1. División de Finanzas e Infraestructura Básica. Departamento des Sector Privado. **Integración Energética en el MERCOSUR Ampliado**. Washington D.C., 2001. 63p.

BANCO MUNDIAL. **Indicadores do Desenvolvimento Mundial 2007**. p. 185 – 187. Disponível em <http://siteresources.worldbank.org/DATASTATISTICS/Resources/WDI07section4-intro.pdf>. Acesso em 19/03/2009.

CASTRO, Nivalde José de. A caminho da consolidação do modelo do setor elétrico. Revista Energia & Mercados, Rio de Janeiro, Ano 4, n. 49, p. 34, set 2005.

CEPAL. **Anuário Estatístico da América Latina e Caribe**. 2006. Disponível em http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/3/28063/LCG2332B_2.pdf Acesso em 19/03/2008.

CIER. **Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER 2005 e 2006**. Disponível em www.cier.org.uy . Acesso em 02/03/2009.

COMITÉ INTERGUBERNAMENTAL COORDINADO de LOS PAÍSES de la CUENCA DEL PLATA - CIPLATA. Disponível em: http://cicplata.org/seminarios/23.02.2005/presentaciones_foz/itaipu_1-a_usina_de_itaipu. Acesso em 17/03/2009.

CORPORACIÓN ANDINA de FOMENTO. **Informe de Energía Eléctrica**. Disponível em http://www.caf.com/attach/17/default/59_70elect.pdf. Acesso em 23/03/2008.

INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2006 e 2007. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>. Acesso em 29/03/2009.

ITAIPU BINACIONAL. **Base de Dados**. Disponível em <http://www.itaipu.gov.br/index.php?q=node/322>. Acesso em 20/03/2008.

ORGANIZAÇÃO LATINO AMERICANA de ENERGIA - OLADE. **Informe de Estadísticas Energéticas**. Disponível em www.olade.org.ec. Acesso em 10/03/2009.

OLIVEIRA, A. e ALVEAL, C. **Electricidad e Integracion. Uma Perspectiva Desde El Cono Sur**. MERCADO ELÉTRICO, v.1, n.1, 1992.

QUIJANDRIA, J. **Integración energética**. In: Palestra PUCP, outubro de 2005, Lima. Disponível em <http://palestra.pucp.edu.pe>. Acesso em 20/11/2008.

RUIZ-CARO, A. **Cooperación e Integración Energética en América Latina y el Caribe**. Santiago del Chile: CEPAL, 2006. 84p. (Serie Recursos Naturales e Infraestructura 106).

ROS, J.. **El desempleo em América Latina desde 1990**. Disponível em <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/1/20821/Serie-29.pdf>. Acesso em 24/03/2008.

SANCHEZ, FERNANDO. **Integración Energética**. In: PARLATINO COMISSION DE MINERIA Y ENERGIA. Caracas: Division de Recursos Naturales e Infraestuctura, CEPAL, 2006.

SANTOS, MARIO. **Operação Coordenada de Sistemas Regionais**. In: Congresso Internacional CIER 2004 – 40 anos. Integração Regional: Utopia ou Realidade? Rio de Janeiro: novembro de 2004.

SIEPAC. Informações sobre SIEPAC. Disponível em <http://www.eprsiepac.com>. Acesso em 23/06/2006.

SUÁREZ, L.P.L.; GUERRA, S.M.; UDATE, M.E.M. Os Fundamentos Institucionais na integração energética da América do Sul. V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. 31 de maio a 02 de junho de 2006. Brasília-DF.

VILLAS-BOAS, M.V. Integração Gasífera no Cone Sul: Uma análise das motivações de diferentes agentes envolvidos. Dissertação (Mestrado em Engenharia), Programa de Planejamento Energético - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, março de 2004.



4. Processo de Desenvolvimento econômico e as empresas do setor de energia elétrica

Victor Hugo Klagsbrunn¹

A integração energética da América do Sul deve servir ao processo geral de desenvolvimento econômico e social em nossa região, que deve ser equilibrado e adequado a cada região e país.

A integração energética de nossa região deve estar orientada para as reais necessidades de nossas sociedades. Quer dizer: permitir e expandir os nossos processos de produção e de consumo das famílias.

Em outras palavras: trata-se de expandir a produção e o emprego de modo generalizado e não apenas para algumas empresas, e expandir e diversificar o consumo por parte das parcelas mais amplas de nossas sociedades, incluindo portanto de modo afirmativo as camadas e classes sociais menos favorecidas.

A produção e o emprego constituem o ponto de partida para um consumo mais generalizado e de melhor qualidade.

Em qualquer tipo de sociedade os povos anseiam por uma vida melhor, com mais conforto e mais acesso a produtos que melhoram sua qualidade de vida, por um lado, e por mais trabalho e emprego que lhes permitam viver melhor. Melhorar suas condições de trabalho também permite aumentar sua produtividade e as possibilidades de lazer.

¹ GESEL/UFRJ.

1 - Desenvolvimento econômico e social e sua relação com a disponibilidade de energia elétrica

Produção depende de energia e de mais energia, necessária para mover mais máquinas, base de uma produção com maior produtividade. Consumo também, em muitos casos de bens duráveis de consumo, está associado a mais absorção de energia elétrica.

Por constituir a base tanto de mais produção quanto de mais consumo, dependemos de mais energia elétrica para progredir. Crescimento econômico está associado, portanto, a maior consumo de energia elétrica, em termos absolutos e em termos *per capita*.

Sabemos que os padrões de consumo que importamos de países capitalistas industrializados são fortemente dependentes de consumo de energia elétrica. Mesmo que, de modo mais soberano e racional, decidamos diminuir em termos relativos nossa dependência de energia elétrica – por exemplo, com campanhas visando a incorporação de bens de consumo de menor consumo de energia –, ainda assim o progresso de nossa vida sempre implicará e exigirá maior disponibilidade de energia elétrica em termos absolutos.

É tamanha a relação entre crescimento econômico e geração/consumo de energia elétrica, que este último constitui um bom indicador – de levantamento muito rápido – da evolução da conjuntura em qualquer economia. Nosso grupo de pesquisa na Universidade Federal do Rio de Janeiro está, por isto, desenvolvendo dois projetos no sentido de entender melhor a relação entre crescimento econômico e consumo de energia elétrica, cujas determinantes vão um pouco além da evolução da conjuntura.

Crescimento econômico e social e produção/consumo de energia elétrica são duas variáveis que se condicionam mutuamente em sua dinâmica. Ao mesmo tempo que o progresso humano implica em maior necessidade de energia elétrica, uma maior disponibilidade de energia – de preferência a custos competitivos – estimula mais investimentos industriais, especialmente aqueles em plantas com maior consumo relativo de energia elétrica. Deste modo, consumo de energia elétrica é consequência do crescimento econômico-social, que coloca a exigência de maior disponibilidade de energia. Por outro lado, a maior disponibilidade de energia elétrica abre o caminho para mais crescimento e desenvolvimento econômico, especialmente do setor industrial.

2 - A situação da América do Sul

Como a energia elétrica – em especial com base em sua fonte mais barata e eficiente também do ponto de vista ambiental: a hidroeletricidade – está disponível com razoável abundância em nossa região da América do Sul, temos a possibilidade de expandir nossa produção industrial, diminuindo a distância e a dominância da indústria dos países centrais.

Com isto, temos a chance de também limitar a importação de produtos industrializados e passar a manufaturar nossas próprias matérias-primas, ao invés de exportá-las em bruto e recebê-las novamente nos bens industrializados importados.

Esta é a herança que nos ficou dos períodos coloniais: exportar matérias-primas e importar produtos industrializados. Temos que superar esta situação que, de modo geral, não leva por si só a um desenvolvimento mais amplo. Este pressupõe o aparecimento e o desenvolvimento da produção industrial em larga escala, voltada para atender o mercado interno de nossas economias e, na medida do possível, avançar no mercado mundial com produtos industrializados competitivos.

O caminho da industrialização está aberto, é claro, também para a transformação de qualquer matéria-prima, inclusive as importadas, como o fazem países altamente industrializados com poucos recursos naturais (exemplo Japão).

A partir da situação herdada desde os tempos de colônia, a industrialização só avança em nossos países mediante uma intervenção da esfera política, da política econômica de cada país, utilizando os instrumentos ao seu alcance. Alcançar um nível mais alto de desenvolvimento depende de nossas políticas econômicas, das escolhas de nossos dirigentes. Nenhum país está condenado ao subdesenvolvimento, em princípio, apenas alguns têm mais dificuldades para sair desta situação.

Algo paradoxal é o fato de que países que dispõem de abundantes recursos naturais nem sempre saíram da situação de fornecedores de produtos primários. Isto porque os interesses ligados a esses setores tendem a dominar a política nesses países no sentido de manterem o *status quo*. Uma política voltada para a melhoria das condições de vida, de trabalho da ampla maioria da população, bem como das condições de produção é uma condição necessária para se superar o subdesenvolvimento, mas a mesma esfera política tende a manter essa situação. Portanto, é necessária uma atitude de ruptura política com o passado de produção baseada nas matérias-primas. A América do Sul vive uma conjuntura política nunca

observada antes, com a entrada na esfera do poder de muitos de nossos países de representantes de camadas e grupos sociais até então marginalizados das decisões políticas. Isto está levando a uma confluência das políticas nacionais de cada país, no sentido do apoio mútuo a políticas nacionais de rupturas com o *status-quo*.

Pode-se observar que economia e política são duas esferas interdependentes. A economia, por si, tende a perpetuar situações anteriores. Se queremos modificar o curso dos acontecimentos, faz-se necessário que a esfera política force a ruptura com a situação anterior.

3 - Criar as bases para um desenvolvimento econômico e social na América do Sul

Aspecto essencial para promover o desenvolvimento econômico é a criação de condições básicas para a acumulação, especialmente construção de uma infra-estrutura necessária para o progresso da vida material e social. Quanto mais avançamos, maiores terão que ser os projetos de infraestrutura material, em especial em energia, transportes, comunicações.

No geral, as empresas privadas não tendem a assumir grandes projetos, com longos prazos de maturação do investimento, por envolverem muitos riscos, econômicos e políticos. Elas sabem também que tais projetos que fornecem bens ditos públicos têm seus preços não fixados pela concorrência, já que no geral há poucos ou mesmo um só ofertante.

A teoria econômica, por isto mesmo, não produziu e nem poderá produzir um fundamento racional para a fixação de tarifas de bens públicos, cujos custos quase sempre incorporam a produção com ativos antigos, já plenamente amortizados contabilmente. Para projetos novos, o custo do investimento pode ser projetado, mas sempre há a necessária decisão política de estimulá-lo mais ou menos, fixando, por exemplo, o tempo previsto de produção para a vida útil contábil do projeto. Portanto, chegamos novamente a uma decisão política que deve ser reconhecida como tal.

4 - O mercado de energia elétrica na América do Sul: sua relação com os mercados consumidores, com os agentes financiadores de longo prazo e a integração econômica na região.

Há grandes centros industriais e urbanos com forte e crescente consumo de energia elétrica que demandam uma constante ampliação do parque de

geração hidroelétrica. Esses centros estão localizados principalmente em países que já alcançaram um nível razoável de desenvolvimento industrial e que apresentam demanda crescente por energia elétrica barata, com geração e transmissão conforme os preceitos atuais de preservação do meio ambiente.

É certo que o desenvolvimento na nossa região até agora, por razões históricas, tem sido desigual. Um forte estímulo à industrialização foi desde seu começo a existência de mercados internos, inicialmente de bens de consumo de massa, que pudessem justificar a localização de indústrias para atendê-los. Isto aconteceu no Brasil, na Argentina, principalmente, mas também de modo mais limitado no Chile, na Colômbia e no Uruguai.

Quer dizer: o mercado interno menos extenso limita a expansão de nossas indústrias, especialmente nos países menores e menos desenvolvidos. Por isso mesmo, há décadas economistas e dirigentes políticos têm buscado formas de integração regional.

A integração que de fato vem ocorrendo perpetua de certa forma a configuração anterior, agora no âmbito da América do Sul: alguns países vendem produtos industrializados, especialmente o Brasil, e a maioria vende matérias-primas. A verdadeira e justa integração econômica e social não pode ficar limitada a essa situação.

5 - Instrumentos e fatores para uma real e adequada integração econômica mediante a criação de uma base ampla para a acumulação de capital na região

Como já visto, acumulação exige cada vez mais a disponibilidade de energia elétrica. E a instalação de um parque hidroelétrico nos países que apresentam condições físicas para isto será uma poderosa alavanca para espalhar indústrias por mais países em nossa região. A integração dos mercados consumidores, por outro lado, mediante tratados de livre comércio entre os países da região, permitirão superar as limitações impostas por mercados nacionais de pequeno porte. Portanto, uma efetiva integração dos mercados consumidores poderá marchar lado a lado com melhor distribuição do parque industrial na região, aproveitando os recursos hídricos existentes em todos os países, inclusive naqueles em que os mercados internos ainda não o demandam. Maior capacidade de geração local constituirá importante incentivo para a instalação de indústrias em mais países de nossa região.

A integração energética apresenta outra característica importante: empreendimentos de maior parte em países com mercados internos menores poderão se tornar factíveis economicamente se atenderem a demanda integrada de mais países. E de modo muito mais confiável, pois a integração energética permitirá compensar eventuais desfalques hidrológicos com a energia que estiver sobrando em outros países.

A política econômica sempre se decide por alternativas, que atendem mais ou menos um ou outros setores da sociedade. Nem sempre o interesse privado é o mais recomendável para a sociedade, especialmente quando se trata de projetos de infraestrutura, com longos prazos de maturação. Se queremos projetos mais eficazes, mas de maior duração, poucos serão os capitais privados que se aventurarão realizá-los. Nos anos 90 e início do século atual, influenciados pelas idéias liberais, foi permitida e mesmo incentivada a geração elétrica a partir de processos térmicos, que no geral é produzida em projetos menores e de mais rápida amortização. Isto vinha acontecendo no Brasil e também na Bolívia e felizmente esta tendência foi invertida nos últimos anos.

A imensa onda neoliberal dos anos 90 privatizou inúmeras empresas públicas na América do Sul e nos deixou com menos instrumentos para realizar projetos de infraestrutura. Esta situação começa a mudar.

6 - Os interesses do Brasil

No Brasil, por razões várias, persistiram a Petrobrás, o BNDES, em parte a Eletrobrás e mais algumas empresas públicas de porte variável. No setor elétrico, a empresa pública retomou seu papel de realizadora de grandes projetos no país e no exterior, no geral em iniciativas bilaterais. Para o setor elétrico a existência de um agente emprestador de longo prazo, estatal, como o BNDES, constitui um elemento chave para alavancar sua expansão e permitir a criação de condições básicas de acumulação no que se refere à disponibilidade de energia hidroelétrica.

O Brasil já aproveitou a maior parte do seu potencial hidroelétrico nas bacias dos rios Paraná, Uruguai, São Francisco e parte agora para utilizar o potencial da Bacia Amazônica. Na mesma bacia há empreendimentos de grande e médio porte em outros países limítrofes, como Peru, Bolívia, Colômbia e Venezuela. Se os empreendimentos a serem realizados na América do Sul são proporcionais às necessidades do Brasil, para muitos países

limitrofes suas dimensões ultrapassam de muito o mercado energético interno. O Brasil apresenta-se como consumidor possível para estas novas usinas hidroelétricas e apresenta-se também como financiador dessas obras, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, que só pode em princípio financiar empresas com sede no país.

Há uma pressão e uma oferta do Brasil para realizar essas obras para a construção de novas usinas hidroelétricas, e há a disponibilidade de fundos para financiá-las. E esses projetos deverão ser tocados pela estatal brasileira do setor em parceria com estatais dos países limítrofes. A possibilidade de realizarmos projetos bilaterais abre um leque de opções cujas especificidades teremos que enfrentar. Serão necessários acordos diplomáticos e contratos específicos, de preferência com igualdade de condições entre países soberanos, reconhecendo no entanto que gozam de condições desiguais.

Novamente é a política de cada um dos países parceiros que vai definir a forma de cooperação. É a política que deve prever e evitar que uma dependência mútua se transforme em um forte favorecimento do país economicamente mais forte. Se deixarmos apenas que as condições econômicas imperem, sai sempre ganhando a parte mais forte. Contra uma forte pressão da grande imprensa no país, o governo brasileiro tem reconhecido a necessidade de dar maiores contrapartidas aos países limítrofes em suas ações na região. Mas deve-se sublinhar que só uma posição decidida e serena dos governos parceiros é que vai levar a que essas maiores contrapartidas ocorram.

No caso de empreendimentos hidroelétricos comuns, o sistema elétrico brasileiro está, sobretudo, interessado em melhorar a confiabilidade do sistema sul-americano como um todo. Poderá absorver quantidades razoáveis da energia gerada, mas isto é visto como uma situação transitória, pois se espera que os países parceiros utilizem de modo crescente a energia gerada para seu próprio desenvolvimento.

Qualquer projeto conjunto com a economia mais forte – a brasileira – tem tido por consequência uma maior integração com a economia brasileira, especialmente quanto ao fornecimento de bens industriais brasileiros. Vimos isto com o Paraguai na Hidroelétrica de Itaipu e com a Bolívia na construção e a operação do GASBOL. Portanto, para o Brasil o resultado geral é altamente proveitoso, já que permite manter e expandir seus empregos industriais, os de melhor qualidade, tanto em empresas multinacionais quanto em empresas de capital nacional. Nada mais natural que o Brasil aceite

condições melhores para seus parceiros em projetos bilaterais. Do lado brasileiro as condições objetivas são favoráveis à implementação de uma política deste tipo, porque o Estado Brasileiro dispõe de empresas públicas tanto para a execução de tais obras, quando para seu financiamento.

Temos tido dificuldade, contudo, em convencer a opinião pública de nosso país de que devemos ceder mais, pois estamos tratando com países soberanos, que padecem de condições socioeconômicas piores que as nossas. É certo que nossa opinião pública aceita, até certo ponto, que projetos preferenciais nas regiões mais pobres de nosso país, só se tornem possíveis com uma grande dose de interferência governamental a favor de sua realização, tornando-os exequíveis economicamente, mas com outros países uma política semelhante é mais difícil de se impor.

Por outro lado, há uma tendência bastante perigosa em nossos países: a de colocar questões externas – que dizem respeito a acordos e contratos de longo prazo, ditos de Estado e não de governo – ao sabor das lutas políticas internas. Assim, como exemplo, a oposição ao Governo Lula nas últimas eleições presidenciais tentou aproveitar as atitudes políticas e até militares do Governo boliviano contra as instalações de uma empresa pública brasileira para atacar a política brasileira frente aos seus vizinhos, que é de longo prazo.

É claro que atitudes intempestivas, de um lado ou de outro, dificultam a aprovação de medidas bilaterais no âmbito interno de nossos países e por isto devem ser evitadas. Mas temos razões suficientes para verificar que na jovem integração econômica efetiva entre os países de nossa região as primeiras arestas estão sendo aparadas e passamos a uma fase de cooperação bastante construtiva que está permitindo pensarmos novamente em projetos bilaterais de grande vulto.

As concessões poderão e deverão se encaminhar no sentido não só de construir grandes obras de infraestrutura, como efetivamente contribuir para que os insumos que daí decorram sejam também utilizados para ir transformando a base material de produção de todas as sociedades sul-americanas, dando condições preferenciais para a instalação de indústrias em regiões pouco desenvolvidas. A ação de empresas estatais favorecerá em muito um intervencionismo estatal que permitirá um aproveitamento dos recursos naturais energéticos da forma mais conveniente para nossas nações. Mas sempre lembremos que as empresas públicas, ainda mais por serem públicas, têm que se pautar também pela opinião pública em nossos países.

Assuntos de política externa afetam, no geral, apenas indiretamente as condições de vida de nossas populações e por isto não podemos esperar grandes manifestações populares a respeito. Infelizmente este vácuo é ocupado pela grande imprensa que tenta fazer valer os interesses privados também nas relações internacionais de nossos países. O processo de convencimento interno no qual atuamos já conta, por isto, com condições adversas para uma efetiva e equilibrada cooperação internacional, mas não nos resta outra obrigação se não também enfrentá-la com argumentos bem fundamentados.



5. El Sector Eléctrico Colombiano

Alejandro Gutiérrez Gómez¹

Resumen

Colombia es un país con 44 millones de habitantes, con una cobertura superior al 95% y aproximadamente nueve (9) millones de suscriptores² del servicio de energía eléctrica (entre usuarios residenciales, comerciales e industriales). La capacidad instalada es de aproximadamente 13.5 GW, compuesta un 63% de generación hidroeléctrica, 32% termoeléctrica y un 4.6% entre generación de plantas menores de 20 MW de capacidad y cogeneradores. En su esquema institucional resalta el hecho de que las funciones de supervisión y regulación se encuentran separadas, existiendo también un órgano encargado de acordar los aspectos técnicos de la Operación, conformado por los agentes del mercado. La expansión de la transmisión³ se realiza a través de convocatorias públicas realizadas por el Ministerio de Minas y Energía; en niveles de tensión inferiores a 220 kV (distribución) es realizada por los distribuidores. Cuenta además con un operador y administrador de mercado, encargado de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación del sistema interconectado

¹ XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

² Un suscriptor representa una instalación o acometida del servicio; no un habitante.

³ Tensiones mayores a 220 kV.

y de la liquidación de los intercambios resultantes del mercado de corto plazo (bolsa de energía).

Su esquema de mercado corresponde a uno de única área y de nodo único, en el cual se forma horariamente un precio de bolsa, al cual se realizan las transacciones del mercado resultantes de la diferencia entre las cantidades contratadas y generadas o consumidas por los agentes Generadores y Comercializadores. La transmisión, definida para voltajes mayores o iguales a 220 kV, y la distribución (voltajes menores a 220 kV) son remuneradas a través de metodología de ingresos regulados, y cargos por uso del transporte aplicados a la demanda y liquidados por el Liquidador de Cuentas por Uso del Sistema Interconectado.

Desde el año 2006 se estableció un cargo para incentivar la inversión en generación y para cubrir a la demanda ante la volatilidad del precio de Bolsa, denominado Cargo por Confiabilidad, a través del cual la demanda paga por la confiabilidad de suministro de energía en el largo plazo y en condiciones de aportes hidrológicos escasos, y por no estar expuesta a precios superiores a aquél denominado precio de escasez y fijado por la Comisión de Regulación y calculado mensualmente. Antes de este cargo Colombia contaba con un mecanismo similar denominado Cargo por Capacidad, con características diferentes, con una vigencia de cinco años que al cumplirse se hizo necesario reevaluar.

Se interconecta por el sur con Ecuador y por el nororiente con Venezuela, a través de diferentes esquemas transaccionales. El primero, con Ecuador, se rige por normas de la Comunidad Andina de Naciones y es basado en los precios de los mercados de corto plazo de ambos países. Siendo un esquema coordinado, el sentido de los intercambios son definidos por la diferencia de los precios de importación y exportación, calculados por cada uno de los operadores de ambos países, tomando como base los precios de su propio mercado. El segundo, con Venezuela, obedece a las normas propias del mercado interno, siendo la exportación y las importaciones hacia y desde el vecino país representadas en Colombia por un agente del mercado, el cual considera las cantidades transferidas dentro de su balance.

En la comercialización minorista de la electricidad en Colombia se distinguen dos tipos de usuarios: los usuarios regulados, cuya tarifa está determinada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – y los usuarios no regulados, quienes pueden adquirir la energía a precios acordados libremente con el comercializador de energía de su elección. Se

clasifican dentro de esta última categoría aquellos consumidores que presentan una demanda máxima superior a 0.1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh.

El futuro del mercado energético colombiano tiende hacia la integración de los mercados de electricidad y gas y hacia la creación de nuevos mercados de derivados financieros con subyacente energéticos, liderados por el Operador y Administrador del Mercado: XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. en asocio con la Bolsa de Valores de Colombia, quienes han constituido Derivex, administradora del nuevo mercado de derivados estandarizados sobre commodities energéticos. Se espera que antes de finalizar el año 2010 se encuentre ya funcionando este nuevo mercado. Este mercado cuenta con el soporte de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte colombiana.

1 - Introducción

El desarrollo de los mercados de electricidad propio de los años 90, ha tenido diversas consecuencias en los países que han implementado los modelos diseñados por los pioneros de entonces. Colombia no fue la excepción a esta tendencia y es así como en 1994 se implementó el Mercado Mayorista de Electricidad, en parte por las herramientas establecidas por la nueva Constitución Política de 1991, en parte por el racionamiento que se presentó en el país en el año 1992, el cual fue el detonante de un movimiento hacia la desestatización del servicio público de electricidad, que terminó en la implementación de un mercado basado en precios, con un despacho centralizado y con separación de funciones de regulación, supervisión, planeación de la expansión y la coordinación de la operación.

Desde la creación de este mercado, han sido múltiples las modificaciones en el marco regulatorio del mismo; sin embargo, mantiene su esencia y puede decirse que ha cumplido su cometido de ampliar la cobertura y lograr niveles de confiabilidad que en 1992 eran impensables.

Este trabajo pretende dar al lector una visión de lo que es el Sector Eléctrico Colombiano, haciendo énfasis en el Mercado Mayorista. Para ello, parte de lo general a lo particular, presentando primero las características más importantes del sector, pasando por la descripción del proceso de transacciones en bolsa de energía, para luego detenerse en algunos conceptos necesarios para cerrar el entendimiento de lo que ocurre con cada uno de los participantes del Mercado.

2 - El Sector Eléctrico en cifras

Colombia es un país con 44 millones de habitantes, con una cobertura superior al 95% y aproximadamente nueve (9) millones de suscriptores⁴ del servicio de energía eléctrica (entre usuarios residenciales, comerciales e industriales). Cuenta con una extensión de 1.141.748 m². A 31 de diciembre de 2009, contaba con una capacidad efectiva neta de 13.495.8 MW, compuesta por 8.525 MW de generación hidroeléctrica, 4.362 MW de generación termoeléctrica, 573.8 MW de generación de recursos con capacidad menor que 20 MW (hidroeléctrica, termoeléctrica y eólica) y 35 MW de cogeneración⁵.

	Capacidad (MW)	Participación
Hidráulica	8.525.0	63.2%
Térmica	4.362.0	32.3%
Gas	2757.0	
Carbón	984.0	
Fuel Oil	434.0	
Combustóleo	187.0	
Menores de 20 MW	573.8	4.3%
Hidroeléctrica	472.0	
Termoeléctrica	83.4	
Eólica	18.4	
Cogeneración	35.0	0.3%
Total		
Sistema Interconectado	13.495.8	

Fuente: XM S.A. E.S.P.

La demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional durante el año 2009 fue de 54.6 TWh, con una demanda máxima de potencia de 9.290 MW en los primeros días del mes de diciembre.

⁴ Fuente: www.asocodis.com.co.

⁵ Fuente: XM.

A 31 de diciembre de 2009, el Sistema Interconectado Nacional contaba con 24.135 km de líneas, discriminadas así:

LONGITUD RED DE TRANSMISIÓN [km]	
110-115 kV	10,073.60
138 kV	15.5
220-230 kV	11,647.00
500 kV	2,399.30
TOTAL	24,135.40

Fuente: XM.

En el mercado eléctrico colombiano participan actualmente 43 agentes Generadores y 72 Comercializadores, así como 32 Distribuidores y 9 Transmisores Nacionales⁶.

⁶ La transmisión se define a partir de los 230 kV y la distribución, como el transporte de energía a niveles de tensión inferiores a este valor.

Con respecto a la estructura del Mercado de Energía Mayorista, las leyes 142 y 143 de 1994 definen el rol de los agentes que intervienen, así como el de las autoridades, de la siguiente manera:

El Ministerio de Minas y Energía es el encargado de fijar las políticas sectoriales, determinar las normas técnicas del servicio y define las políticas de cobertura y servicio universal.

La planeación de la expansión está a cargo del Estado a través de la Unidad de Planeamiento Minero Energético, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Esta entidad se apoya en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión⁷, el cual está conformado por representantes de los grandes consumidores y de las empresas de generación, comercialización, transmisión y distribución. La expansión de la Transmisión se realiza mediante un mecanismo de convocatorias, basado en el Plan de Expansión de Referencia, proceso que es llevado a cabo por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME –.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – es la encargada de emitir la normatividad para los sectores eléctrico y de gas y está organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía. Está integrada por el Ministro de Minas y Energía, quien la preside, por el Ministro de Hacienda y Crédito Público, por el Director del Departamento Nacional de Planeación, por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años. A las reuniones de la Comisión asiste el Superintendente de Servicios Públicos, con voz pero sin voto.

Las personas prestadoras de servicios públicos y aquellas que, en general, realicen actividades que las haga sujeto de aplicación de la Ley de servicios públicos (Ley 143 de 1994), están sujetos al control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos. Esta entidad es la encargada de vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos

⁷ “El Ministerio de Minas y Energía contará con un cuerpo consultivo permanente, conformado por representantes de las empresas del sector energético, del orden nacional y regional y de los usuarios, que deberá conceptuar previamente a la adopción de los Planes, Programas y de Proyectos de desarrollo de cada subsector y proponer las acciones pertinentes para garantizar que éstos se realicen de acuerdo con lo establecido en el Plan Energético Nacional. Facúltase al Gobierno Nacional para establecer el número y los mecanismos de selección de los representantes de los usuarios.” (Art. 17, Ley 143/94).

administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos. En cuanto a la vigilancia de prácticas que atenten contra la competencia, la función la ejerce la Superintendencia de Industria y Comercio.

Mediante la Ley 143 de 1994 se creó el Consejo Nacional de Operación – CNO –, el cual tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación⁸. Este organismo está conformado por representantes de los generadores, de los distribuidores, de los transportadores, con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, y por el Director del Centro Nacional de Despacho, quien tiene voz pero no voto⁹.

En Colombia, por mandato legal, la operación del sistema y la administración del mercado la realiza XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. – XM S.A. E.S.P. –, empresa filial de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA –, cuya constitución fue autorizada mediante decreto 848 de 2005, heredando la experiencia de más de treinta años, adquirida en el seno de ISA.

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A E.S.P. es una empresa de servicios públicos mixta, sometida al régimen jurídico de la ley de servicios públicos (Ley 142 de 1994), la Ley eléctrica (Ley 143 de 1994) y las normas del derecho privado. Cuenta con una Junta conformada por cinco miembros con sus respectivos suplentes, de los cuales tres (y sus suplentes) son independientes. La toma de decisiones requiere el voto afirmativo de al menos cuatro miembros de su Junta Directiva, lo cual garantiza que en las decisiones de la compañía se cuente con la aprobación de al menos dos de los miembros independientes.

Las leyes 142 y 143 asignan al Centro Nacional de Despacho las funciones de planeación, coordinación, supervisión y control de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional, así como la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales (administración del mercado), funciones que debe cumplir ciñéndose a lo establecido en la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas y en los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

⁸ Art. 36, Ley 143 de 1994.

⁹ Art. 36, Ley 143 de 1994.

4 - El Mercado de Electricidad en Colombia

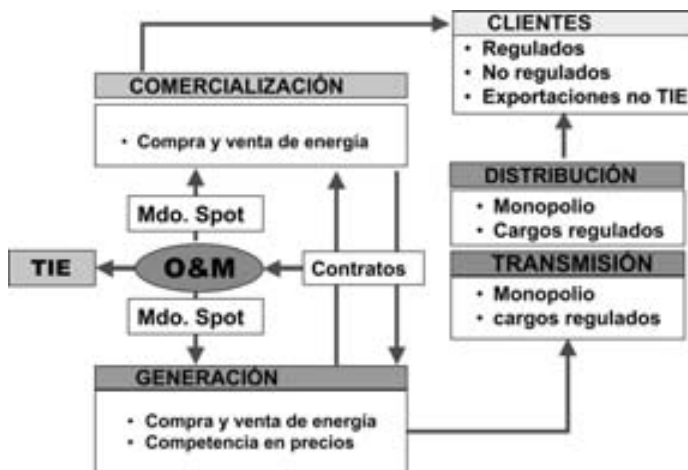
El Mercado de Energía Mayorista en Colombia se define como el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el que generadores y comercializadores venden y compran energía, ya sea en el mercado de largo plazo (mercado de contratos) o en el mercado de corto plazo (Bolsa de Energía):

- En el mercado de corto plazo los agentes generadores diariamente y con resolución horaria realizan ofertas de precio por la disponibilidad de energía puesta a disposición del sistema. La demanda, representada por los agentes comercializadores, es tomadora de precios con respecto al precio de corto plazo de la energía (Precio de Bolsa), el cual es un único precio para todo el sistema en cada hora del día, determinado con base en un despacho (Despacho Ideal) que es realizado a través de un proceso de optimización acoplado, en el cual se minimizan los precios de oferta de todas las plantas y los precios de arranque de las plantas térmicas, sin considerar las restricciones de la red de transporte, pero considerando las características técnicas de los recursos de generación.
- En el mercado de largo plazo, los agentes comercializadores y generadores suscriben contratos de compra-venta de energía, los cuales registran ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC –, para que éste determine hora a hora sus transacciones en el mercado de corto plazo – Bolsa de Energía –, las cuales corresponden a la diferencia entre sus obligaciones de compra (y/o de atención de la demanda, en el caso de los comercializadores) y de venta (y/o de entrega de energía en el caso de los generadores), valoradas al precio de mercado (Precio de Bolsa). La facturación y recaudo de las transacciones de los contratos de largo plazo es responsabilidad de las partes y el registro de los contratos en el ASIC no implica el recaudo de los dineros transados mediante los mismos.
- En la comercialización minorista de la electricidad en Colombia se distinguen dos tipos de usuarios: los usuarios regulados, cuya tarifa está determinada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – y los usuarios no regulados, quienes pueden adquirir la energía a precios acordados libremente con el comercializador de energía de su elección. Se clasifican dentro de esta última categoría aquellos consumidores que presentan

una demanda máxima superior a 0.1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh.

4.1 - Participantes del mercado

Figura 2. Estructura del mercado colombiano



En el Mercado de Energía Mayorista colombiano, los sectores en competencia son la Generación y la Comercialización, siendo los primeros, como ya se expresó arriba, quienes realizan ofertas de precio diario por la energía puesta a disposición del sistema. Los comercializadores son tomadores de precio por la energía comprada en la bolsa (diferencia entre las cantidades contratadas y sus consumos).

Los transportadores y los distribuidores (Operadores de Red, según la regulación) se definen por la tensión de las redes de transmisión, siendo los primeros aquellos que poseen redes a voltajes mayores que 220 kV y los segundos, aquéllos que poseen redes con tensiones menores que este valor. Estos agentes no participan en la compra-venta de electricidad; sus ingresos son recaudados de la demanda mediante cargos tipo estampilla. En el caso de los distribuidores, éstos son responsables por sufragar el costo de las restricciones asociadas a la congestión en sus redes propias, dada su función de planeación de la expansión de las mismas.

Es de anotar que la expansión al nivel del Sistema de Transmisión Nacional (tensiones superiores a 220 kV) es realizada por la Unidad de Planeación

Minero Energética, a través de un mecanismo de convocatorias públicas y al cual, los Transportadores nacionales e internacionales concurren libremente para competir por la construcción de nueva infraestructura.

De otra parte, aquéllos mercados que tienen una integración con el mercado eléctrico colombiano también son considerados agentes del mismo, a través del mecanismo de Transacciones Internacionales de Electricidad establecido mediante la Decisión CAN 536¹⁰. Las exportaciones que actualmente no se rigen por lo establecido en estas disposiciones son representadas en Colombia por un Comercializador.

4.2 - Funcionamiento del mercado

4.2.1 - El Despacho Económico

XM S.A., en su función de Centro Nacional de Despacho – Operador del Sistema – realiza un despacho centralizado, teniendo en cuenta las ofertas de precio de los generadores, la disponibilidad de generación¹¹, las restricciones de red (incluidos los mantenimientos, los cuales son coordinados por XM) y las características técnicas de los generadores, para cubrir la demanda esperada con las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad establecidas en la reglamentación. En este proceso se coordina la operación de las interconexiones internacionales, actividad que le da el nombre de despacho económico coordinado.

Este despacho es denominado Despacho Económico y es obtenido mediante un proceso de optimización con un horizonte de 24 horas, teniendo en cuenta en el proceso, el costo de arranque y parada, el cual es también declarado por los agentes generadores trimestralmente. El despacho económico es modificado a través de un redespacho horario en el día de operación.

El modelo empleado para realizar este despacho es el siguiente¹²:

¹⁰ Actualmente, la Decisión CAN 536 se encuentra suspendida y en su lugar se está aplicando la Decisión 720 de 2009.

¹¹ En Colombia, la oferta de disponibilidad tiene el carácter de declaratoria; es decir, debe corresponder en todo caso con la realidad.

¹² Resolución CREG 051 de 2009.

$$\text{Min } \sum_t \sum_i [(Pof)]_{it} \times Q_{it} + Par_{it}$$

Sujeto a:

$$Dt \leq \sum_i Q_{it}$$

*Características Técnicas
Restricciones Eléctricas y soporte de tensión
Restricciones Operativas*

donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

Pof Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

*Par Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que
arrancan según el Despacho Ideal.*

Q Generación

D demanda

La asignación de la Reserva Secundaria de Frecuencia es realizada mediante un proceso de optimización previo a la Realización del Despacho Económico, de tal manera que se minimicen los precios para cubrir las necesidades del SIN en las 24 horas del horizonte de Despacho. La formulación matemática de este proceso es la siguiente¹³:

$$\text{Min } \sum_t \sum_i [(Pof)]_{it} \times D_{AGCit} + Par_{it}$$

Sujeto a:

$$R_{AGCt} \leq \sum_i D_{AGCit}$$

¹³ Resolución CREG 051 de 2009.

donde:

i Indexa a los generadores

t Indexa las Horas del Día

Pof Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

Par Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan por asignación de holgura

D_{AGC} Holgura para regulación secundaria de frecuencia

R_{AGC} Reserva de regulación requerida

4.2.2 - El Despacho Ideal

Posterior a la operación real del sistema, XM S.A. E.S.P., en su función de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales realiza un despacho centralizado, teniendo en cuenta las ofertas de precio de los generadores, la disponibilidad comercial de generación, los precios de oferta del país desde el cual se presentó una importación de electricidad, y las características técnicas de los generadores, pero sin considerar las restricciones de red, para cubrir la demanda real y pérdidas del sistema. Este despacho es denominado Despacho Ideal y es obtenido mediante un proceso de optimización con un horizonte de 24 horas.

El programa de despacho resultante, determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones de la red de interconexión y considerando las características técnicas de las unidades.

El modelo empleado para la realización del despacho ideal, es similar al utilizado para el despacho económico¹⁴:

$$\text{Min } \sum_t \sum_i [(Pof)_i \times Q_{it}] + Par_i$$

Sujeto a estas restricciones:

$$Dt \leq \sum_i Q_{it}$$

Características Técnicas

¹⁴ Resolución CREG 011 de 2010

donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

Q Generación

P_of Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

Par Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el Despacho Ideal

D Demanda

Como resultado de este despacho se obtiene el Precio de Bolsa, el cual corresponde al precio de oferta de la Planta flexible¹⁵ con Máximo Precio de Oferta, en la hora respectiva, más un Valor Adicional (“I”) que corresponde al valor unitario de la diferencia entre el valor de la operación de las plantas térmicas y el valor que resultaría como ingreso de las mismas al Máximo Precio de Oferta (precio marginal de la hora)¹⁶. Con este valor adicional se incluyen en el Precio de Bolsa los costos no cubiertos por concepto de arranque y parada de las plantas termoeléctricas y por concepto de generación ideal en condición inflexible.

En Colombia, se determina el Precio de Bolsa, estableciendo un precio único horario para cada mercado según la demanda que se atienda:

- Demanda Nacional denominada Demanda Total Doméstica
- Demanda Nacional más Demanda de Transacciones Internacionales de Electricidad¹⁷.
- Demanda Nacional más Demanda de Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE –, más exportaciones por fuera del esquema TIE¹⁸.

Es de anotar que el Precio de Bolsa tiene incluidos el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad y el valor de Gravamen con

¹⁵ Una planta es inflexible está programada en tal forma que es incapaz de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa). Resolución CREG 024

¹⁶ Con este esquema se busca eliminar la incertidumbre en el pago del costo de arranque y parada de los recursos térmicos.

¹⁷ Demanda Total Doméstica más Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

¹⁸ Demanda Total Doméstica más Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica.

destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI¹⁹.

4.2.3 - Liquidación de energía en bolsa

Las diferencias que resultan de las cantidades transadas en contratos y aquéllas generadas o demandadas (según se trate de generadores o comercializadores), son vendidas o compradas en bolsa. Este esquema puede apreciarse más fácilmente a través de las siguientes figuras:

Figura 3. Compras en bolsa de Generadores



Figura 4. Compras en bolsa de Comercializadores.



¹⁹ Resolución CREG 102 de 2006. Corresponde a \$1/kWh, indexado con el Índice de Precios al Productor de Colombia (base: diciembre 2006).

Como puede verse, los agentes Generadores compran y venden energía en la bolsa de energía por la diferencia entre la generación obtenida en el despacho ideal y sus contratos de largo plazo suscritos con los Comercializadores o con otros Generadores. Los Comercializadores por su parte, transan energía en bolsa por la diferencia entre la demanda de sus usuarios y los contratos suscritos con los Generadores o con otros Comercializadores.

4.2.4 - Liquidación del costo de las restricciones de red

Al tener en cuenta las limitaciones del sistema de transmisión, el Despacho Económico es más costoso que el Despacho Ideal utilizado en el proceso de liquidación para obtener el Precio de Bolsa. Esta diferencia de costos, sin considerar las restricciones impuestas por las características técnicas de los recursos de generación, corresponde al costo de las restricciones de la red de transmisión.

La valoración del costo de las restricciones se realiza a través de la diferencia entre la generación del Despacho Ideal y la generación que realmente presentó el recurso de generación. Esta diferencia da lugar al concepto denominado Reconciliación, cuyo valor puede resultar positivo, en caso de que el generador haya entregado energía realmente al sistema y no haya resultado despachado en el despacho ideal²⁰, un valor negativo de este concepto indica que el generador no pudo entregar energía a la red, debido a una restricción de la misma (energía atrapada). La valoración del pago de la reconciliación es diferente cuando ésta es positiva de cuando es negativa y en el primer caso, remunera al generador el costo de operación; en el segundo caso, no se remunera al generador²¹.

Con respecto a la asignación del responsable por pagar los costos de las restricciones de red, en general, aquellas restricciones originadas en situaciones operativas del Sistema de Transmisión Nacional (redes de tensión mayor a 220 kV) son asumidas por la demanda, y aquellas atribuibles a la gestión de los Distribuidores son asumidas por éstos²².

²⁰ En general, puede decirse que cuando esto ocurre, el generador entregó energía para aliviar una restricción de la red de transmisión.

²¹ La valoración de la Reconciliación Negativa (Precio de Reconciliación Negativa) fue modificada por la Resolución CREG 121 de 2010, vigente desde el 10 de agosto del mismo año.

²² La Resolución CREG 063 de 2000 define para cada caso, la asignación del costo de restricciones.

Es de anotar que el costo de la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia es asumido por los generadores que resulten despachados en el Despacho Económico, a prorrata de la generación programada en el mismo²³.

4.2.5 - El Cargo por Confiabilidad

Desde que se implementó en Colombia el esquema de mercado para el sector eléctrico, se identificó la necesidad de implementar un mecanismo que propendiera por la expansión de la capacidad instalada. Al desarrollarse el mercado, se presentó también la volatilidad del precio de bolsa como un problema a resolver, teniendo en cuenta además, la presencia del Fenómeno de El Niño, ante el cual los precios de bolsa se incrementan y la confiabilidad de la atención de la demanda se hace más difícil, debido a la disminución de los aportes hídricos.

Por este motivo, la CREG estableció desde diciembre de 1996 un Cargo por Capacidad²⁴, el cual operó hasta el 30 de noviembre de 2006, fecha en la cual fue reemplazado por el denominado Cargo por Confiabilidad²⁵. Éste tiene como objetivos dar la señal económica de largo plazo para que sea posible la expansión de la capacidad de generación instalada, así como establecer un esquema de incentivos que minimicen la estacionalidad del precio de bolsa.

“Uno de los componentes esenciales del Cargo por Confiabilidad es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Este nuevo esquema permite asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes.

Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la

²³ Resolución CREG 064 de 2000.

²⁴ Resolución CREG 116 de 1996.

²⁵ Implementado mediante Resolución CREG 071 de 2006.

CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.”²⁶

El cargo por confiabilidad es recaudado por los Agentes Generadores a través de sus ventas en contratos y en la bolsa de energía. Para implementar el recaudo a través de las ventas en la bolsa, se estableció un valor piso para realizar las ofertas de precio de los generadores al despacho económico. Este valor es conocido como el Costo Equivalente de Energía y por tanto, el Precio de Bolsa publicado por XM lleva incluido éste costo en su base.

4.2.6 - Las Transacciones Internacionales de Electricidad con Ecuador²⁷

La Decisión CAN 536 de 2002²⁸ y posteriormente, la Decisión 720 de 2009 de la Comunidad Andina de Naciones, han establecido un mecanismo llamado Transacciones Internacionales de Electricidad – TIE –, mediante el cual se ha logrado la integración de los mercados de corto plazo de Ecuador y Colombia.

Bajo este esquema, se establece como regla fundamental, que los flujos en los enlaces internacionales se originan en el despacho coordinado entre países, considerando las ofertas de inyección y retiro en los nodos frontera. Sin embargo, a pesar de que la Decisión CAN 536 prevé la existencia de contratos financieros entre agentes de ambos países, lo cual sin duda, dinamizaría ambos mercados, hasta la fecha no existe la normativa que permita la realización de tales contratos.

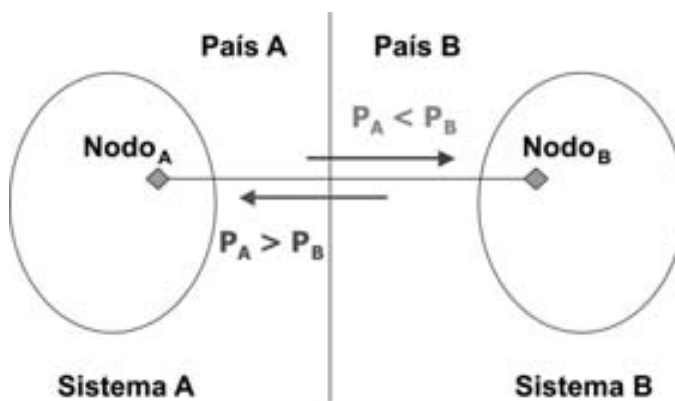
²⁶ Tomado de: http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm. CREG.

²⁷ Las Rentas de Congestión en la Interconexión Ecuador – Colombia. Diego Felipe García G., Alejandro Gutiérrez G. 2006.

²⁸ Actualmente, la Decisión CAN 536 se encuentra suspendida y en su lugar se está aplicando la Decisión 720 de 2009, la cual modifica entre otros aspectos, la repartición de las Rentas de Congestión (50/50) y la forma como es tenido en cuenta el Cargo por Potencia y Confiabilidad, respectivamente, en la liquidación de las transacciones entre ambos países.

Tal como se establece en las normativas de ambos países²⁹, el modelo implementado exige la determinación de sendos precios de oferta de exportación y de importación. Éstos sirven de base para la determinación de la dirección y magnitud del flujo de la energía.

Figura 5. Determinación de la dirección de la transferencia.
El flujo va desde el país con más bajo precio al de mayor precio.



El despacho de cada país considera, luego de determinar la atención de su propia demanda, las ofertas de exportación del otro país, las cuales tiene la forma de escalones crecientes. La transacción de electricidad se efectúa cuando el Precio de Exportación del otro país es menor que el Precio de Importación del país que resultará importador.

Actualmente, Colombia, en conjunto con el gobierno de Panamá, está explorando alternativas para la interconexión de ambos países, lo cual podría dar a la región acceso al mercado de Centroamérica. La Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia y la Autoridad Nacional de Servicios Públicos de la República de Panamá han presentado recientemente sendos proyectos regulatorios en los cuales se proponen las bases para la interconexión y el desarrollo de las transacciones entre ambos países.

²⁹ Colombia: Res. CREG 004/03, 014/04. Ecuador: Regulación CONELEC 002 de 2004.

4.2.7 - Remuneración de la transmisión y la distribución

La actividad de transmisión de energía eléctrica (tensiones mayores a 220 kV) se remunera con la metodología de ingreso regulado. De acuerdo con este esquema, la CREG aprueba para un período de 5 años, el inventario de activos a remunerar a cada Agente Transmisor Nacional, con base en el cual se calcula su ingreso. Este ingreso es trasladado a los usuarios finales bajo un esquema de cargos del tipo estampilla, a prorrata de la energía consumida.

La actividad de Distribución, a su vez, presenta un esquema de Ingreso Máximo para el nivel de tensión 4³⁰ y de cargos máximos para los niveles de tensión inferiores. La demanda paga entonces cargos estampilla de acuerdo con su nivel de consumo y el nivel de tensión al cual se encuentre conectada su instalación.

En ambos casos, estos cargos son cobrados a los Comercializadores, quienes los trasladan a la tarifa de sus usuarios finales.

4.2.8 - Esquema de garantías

Para cubrir el pago de las obligaciones que se puedan generar por transacciones en el Mercado Mayorista de Energía, así como por los servicios prestados por XM S.A. E.S.P. por la operación del sistema y la administración del mercado, los agentes debe otorgar Garantías³¹ a favor de XM S.A. E.S.P. como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC o utilizar alternativamente mecanismos de Cesión de Derechos de Crédito, Prepagos Mensuales o Semanales. En relación con lo prepagos mensuales o semanales, la regulación prevé la forma de cálculo de los mismos, a ser determinados por XM S.A. E.S.P.

Como mecanismo de disuasión para el pago oportuno de las obligaciones con el mercado y entre los agentes participantes del mismo, se ha establecido un mecanismo consistente en la limitación de la atención de la demanda de los usuarios atendidos por el Comercializador moroso, si pasado un cierto tiempo, éste no ha cancelado sus deudas o efectuado un acuerdo de pago con el acreedor. Este procedimiento se denomina “Limitación de Suministro”³² y

³⁰ Tensiones mayores a 57.5 kV y menores a 220 kV.

³¹ Las garantías admisibles corresponde a: Garantía Bancaria, Aval Bancario o Carta de Crédito Stand-By.

³² Resolución CREG 116 de 1998, 001 y 063 de 2003 y 047 de 2010.

contempla además, la limitación del agente moroso para adquirir energía en la bolsa a fin de evitar el incremento de su deuda con el mercado de corto plazo.

4.2.9 - La tarifa al usuario final

En Colombia se han establecido dos tipos de usuarios finales: los usuarios regulados, para los cuales la CREG fija la fórmula tarifaria, y los usuarios no regulados, los cuales pueden negociar libremente su tarifa con el Comercializador de su preferencia. Para los usuarios regulados se ha establecido la tarifa³³ - Costo Unitario de Prestación del Servicio - a partir de la siguiente fórmula general:

Una componente variable así:

$$CU_v = G + T + D + C_v + PR + R$$

Que corresponde a la sumatoria (en el orden de la ecuación) de:

- Costo máximo de compra de energía
- Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional
- Costo por uso de Sistemas de Distribución
- Costos de comercialización
- Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas
- Costo de restricciones

Y una componente fija (CU_f) que corresponde al costo base de comercialización (costo por factura).

Este costo unitario es aplicado mensualmente a los usuarios, dependiendo del nivel de tensión en el cual estén conectados.

5 - El futuro del mercado

Los agentes participantes del mercado eléctrico experimentan riesgos derivados de la naturaleza misma de las operaciones en el mismo. Es así como se ven enfrentados a la volatilidad del precio de bolsa (la cual es diez

³³ Resolución CREG 119 de 2007.

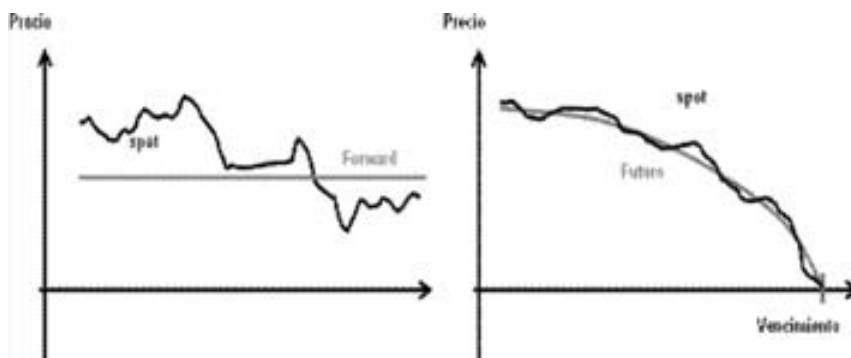
veces mayor a la de los contratos de largo plazo) y a riesgos exógenos, tales como los cambios en la tasa de cambio, los impuestos, riesgo de crédito, cambios en la normatividad y a nuevos desarrollos tecnológicos, entre otros.

Teniendo en cuenta que el mercado eléctrico únicamente ofrece dos opciones para contratar la demanda y cubrir los riesgos antes descritos, el portafolio de un agente resulta limitado a definir el cubrimiento financiero en contratos de largo plazo y a asumir el riesgo del precio de bolsa.

Adicionalmente a lo anterior, el esquema de contratación bajo contratos no estandarizados (situación actual) trae como desventajas que el esquema de garantías a implementar resulte complejo y no elimine totalmente el riesgo de crédito ni el de contraparte. Adicionalmente, no presenta liquidez, dificultando además la posibilidad de reconfiguración del portafolio (se requiere renegociar los contratos), exhibiendo altos costos de transacción, bajo apalancamiento y dificultando la especulación (necesaria para el desarrollo del mercado).

Contrario a lo anterior, la estandarización de contratos, con instrumentos tales como los contratos de futuros y las opciones y la existencia de una Cámara Central de Riesgo de Contraparte, trae como ventajas indiscutibles, la cobertura de riesgo volatilidad del spot, la eliminación del riesgo de contraparte y de crédito, alta liquidez, bajo costo de transacciones, la facilidad de reconfiguración del portafolio (cierre posición), el alto Apalancamiento, lo cual amplifica el mercado y facilita la especulación, logrando además que el precio del contrato converja al precio de bolsa al vencimiento.

Figura 6. Comparación teórica entre el comportamiento del precio del contrato forward y el precio del contrato de futuro vs el precio *spot* (precio de bolsa).



En Colombia, el nuevo mercado de derivados estandarizados sobre *commodities* energéticos administrado por DERIVEX S.A., el cual se espera que se encuentre ya funcionando antes de finalizar el año 2010, completará, en conjunto con el mercado derivado financiero de la Bolsa de Valores de Colombia y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia – CRCC, la cadena de valor para que los agentes de los mercados de estos *commodities* cuenten con instrumentos de gestión del riesgo de mercado, y los inversionistas cuenten con instrumentos que les permiten optimizar y diversificar sus portafolios. Todo ello contribuye a facilitar la formación de precios justos y al desarrollo sinérgico de los mercados energéticos y de capitales³⁴.

Conclusiones

Se ha presentado funcionamiento del sector eléctrico mayorista en Colombia, pasando por la generación, la transmisión, la comercialización y la distribución, dando un vistazo general al mismo, entrando en algunos casos a detalles necesarios para su entendimiento. Queda ahora preguntarse por el futuro del sector eléctrico colombiano, teniendo en cuenta la situación estratégica del país para la interconexión entre Suramérica y Centroamérica y el desarrollo de productos financieros por parte de la Bolsa de Valores de Colombia y XM S.A. E.S.P., a través de DERIVEX S.A., lo cual seguramente redundará en la integración regional. Es este un reto al cual se debe acudir con voluntad de cooperación para un beneficio económico global.

Referencias

Regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Las Rentas de Congestión en la Interconexión Ecuador – Colombia. Diego Felipe García, Alejandro Gutiérrez. 2006.

Gobernabilidad e independencia del operador del sistema y administrador del mercado. Pablo Hernán Corredor A., Sonia Margarita Abuchar A., Alejandro Gutiérrez G.

³⁴ Tomado de: http://www.derivex.com.co/info_corporativa.html.

ALEJANDRO GUTIÉRREZ GÓMEZ

www.creg.gov.co – Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

www.xm.com.co – XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

www.asocodis.com.co – Asociación Colombiana de Distribuidores.

6. Apuntes Sobre el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Interconectado Nacional en Bolivia

Carmen Crespo Fernández¹

Resumen

Este documento describe el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista del sistema interconectado nacional de Bolivia, analizando los incentivos económicos implícitos en el mecanismo de determinación de los precios que actualmente opera. El resultado es que existen numerosas distorsiones que configuran un mercado no competitivo, con casi nulo incentivo a la generación hidroeléctrica y mercados cautivos por regiones. Al final del documento, se proponen algunas medidas de política de precios para solucionar estos problemas.

Introducción

La generación representa el 46% del costo de electricidad pagado por el usuario final. Por ello, el análisis de los precios de generación es fundamental, ya que las mejoras en el funcionamiento.

El Mercado Eléctrico Mayorista del Sin en el Sector Eléctrico Boliviano

El sector eléctrico boliviano incluye tres tipos de sistemas: el Interconectado Nacional y los sistemas aislados. Los sistemas aislados son

¹ Centro de Investigación en Energía y Medio Ambiente.

operados por empresas verticalmente integradas, y su característica principal es que no están integradas al sistema y desarrollan actividades en ciudades menores del país y áreas rurales.

Tabla 1: Sistemas Eléctricos en Bolivia

Sistema (s)	Interconectado Nacional (SIN)	Aislados Supervisados	Aislados No Regulados
Supervisado por la Autoridad Regulatoria (AE)	Si	Si	No
Poblaciones interconectadas	Si	No	No
Energía primaria	Hidrica (41%), gas natural y diesel oil, biomasa	97% Térmica (gas natural y diesel oil), 3% hidro	Térmica (diesel oil), solar, micro centrales hidráulicas
Potencia efectiva	1164,2	204,8	sd

Fuente: elaboración propia.

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)², encargada de la aplicación de reglamentos técnicos y de determinación de tarifas, tiene tuición sobre el sistema interconectado nacional y los sistemas aislados supervisados. No se conoce cuantos sistemas aislados no regulados existen, y menos las características de sus operaciones (potencia, cantidad de usuarios u otras variables). La concentración territorial de las operaciones de la AE (oficinas en La Paz) y pocas oficinas descentralizadas en algunas capitales de departamento, contribuyeron a generar un abandono casi total de recolección de información y supervisión en el área rural del país. En ese contexto, la principal actividad de la AE es el control y supervisión del Sistema Interconectado Nacional.

La autoridad encargada del despacho es el Comité Nacional de despacho de Carga, que realiza el despacho técnico, calcula los costos marginales, determina las tarifas de transmisión, y administra el sistema interconectado nacional.

En el directorio del CNDC participan los generadores, transmisores, distribuidores y consumidores no regulados, y la AE.

² Hasta el año 2009 llamada Superintendencia de Electricidad, es la entidad reguladora del sistema eléctrico.

En el Sistema Interconectado Nacional (SIN) existen varios mercados diferentes, que se mencionan a continuación.

- Mercado eléctrico mayorista (MEM), que transa electricidad (potencia y energía) entre generadores y entre generadores y distribuidores y consumidores no regulados.
- Minorista, de distribuidoras a los consumidores finales y a los redistribuidores.
- Transporte, en el que las empresas transportadoras le venden el servicio a las generadoras.
- De redistribución, en el que los redistribuidores venden a los consumidores finales, especialmente en áreas rurales.

Transacciones en el MEM

La Ley de Electricidad vigente establece que los contratos de suministro deben cubrir, como mínimo, el 80% de la demanda máxima bajo responsabilidad de cada distribuidor. Sin embargo, no se publicó la reglamentación correspondiente para permitir la suscripción de contratos. Era tarea de la entidad reguladora (Ex Superintendencia de Electricidad) obligar a las distribuidoras del SIN a suscribir tales contratos.

El propósito de la Ley de Electricidad al obligar a la firma de contratos fue incentivar las inversiones en parque de generación dado que ventas aseguradas en el largo plazo, podían permitir inversiones. Es más, el mercado spot fue concebido como un mercado marginal en el que se debían realizar transacciones por los montos no cubiertos por los contratos de suministro.

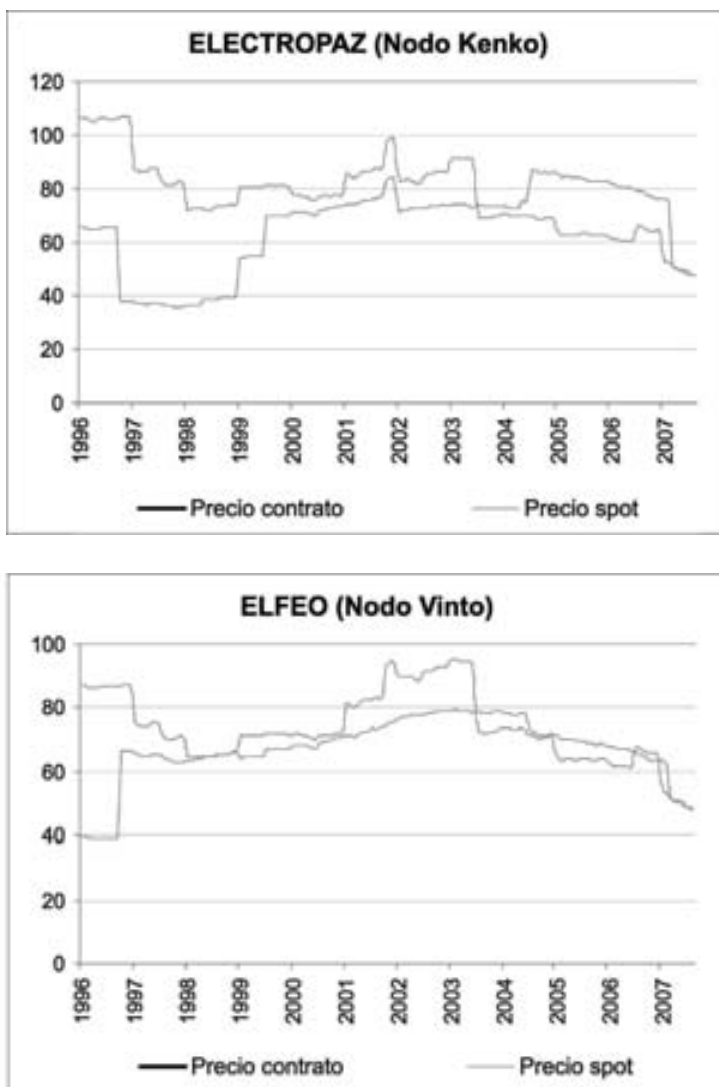
Hasta el año 2008, el MEM estaba segmentado en dos “submercados”:

- Mercado spot;
- Mercado de contratos, que sólo regía para COBEE (generadora hidroeléctrica) y las distribuidoras Electropaz y Elfeo, que anteriormente eran parte de una sola empresa verticalmente integrada³. Estas distribuidoras contrataban con COBEE el 67% y el 35% de la potencia respectivamente, y el 75% y el 44% de la energía.

³ La Ley de Electricidad prohíbe la integración vertical en el sector eléctrico.

Los precios de los contratos del COBEE – Electropaz – ELFEO fueron en promedio inferiores a los del mercado spot, como se muestra en el Gráfico 1.

Gráfico 1: Precios de la potencia en Contratos de COBEE (Bs/MW)



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga.

Es decir, la normativa referida a contratos jamás se cumplió. A partir del año 2009, el 100% de las transacciones se realizan en el mercado spot.

La ausencia de contratos de largo plazo para la provisión fue una desincentivo a la inversión. Otra consecuencia de la falta de contratos fue que las generadoras, al no tener asegurada su demanda, no pudieron contratar con las productoras de gas natural la provisión del combustible, lo que repercutió en la falta de inversiones en transporte de hidrocarburos por ductos, dado que la normativa para construcción de nuevos gasoductos requería de contratos en firme que garanticen la rentabilidad de la inversión.

Precios y Costos en el MEM

Del costo total de energía distribuida a los consumidores finales regulados que compran electricidad a las distribuidoras que participan del MEM, el 46% corresponde a generación, 15% a transporte y 39% es el costo de distribución⁴. Es decir, el MEM es responsable del 61% del costo final de la electricidad. Por eso, es importante analizar los costos y los precios en el MEM.

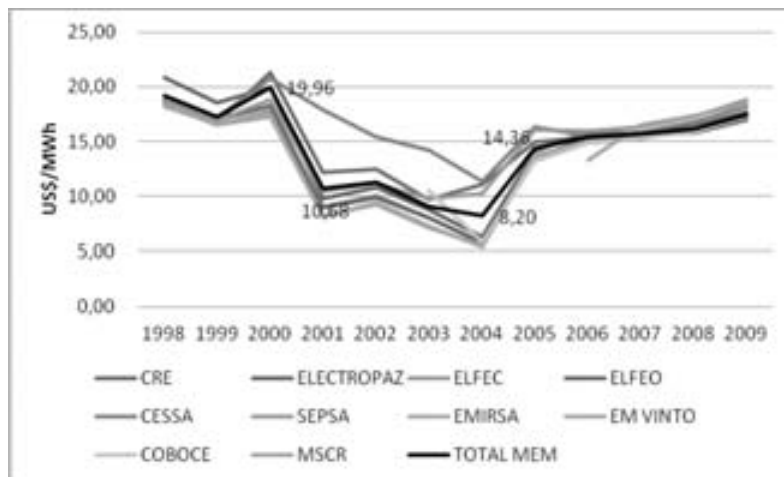
Los precios que según la normativa existen en el mercado eléctrico mayorista, son los siguientes:

- Precios de contratos, de energía y de potencia. Existieron precios de contratos para las transacciones entre la generadora Cobee y las distribuidoras Electropaz y Elfeo. Actualmente, no existen contratos de suministro y por tanto estos precios tampoco.
- Precios Spot. Los precios spot de potencia y energía corresponden a los costos marginales del sistema, multiplicados por el factor de pérdidas en cada nodo. Las generadoras ingresan al despacho en orden de mérito, y el costo marginal se determina de acuerdo a la unidad marginal, que es siempre una unidad termoeléctrica. El supuesto fundamental de esta metodología es que existe competencia perfecta en el mercado eléctrico mayorista.
- Precios de nodo de potencia y energía. Se calcula en base a los costos marginales en cada nodo, ponderado por la demanda, actualizado, y multiplicado por los respectivos factores de pérdidas.

⁴Fuente: AE (2010).

El precio de nodo de energía promedio en el MEM evolucionó como se muestra en el Gráfico 2. Nótese que el año 2001, el promedio nacional cae prácticamente a la mitad (cae en 47%), salto que ocurre de diciembre del 2000 a enero del 2001, debido a la conclusión del periodo de exclusividad. El periodo de exclusividad consistió en un periodo de seis años en los que estaba prohibido el ingreso de nuevas empresas operadoras al mercado eléctrico mayorista del SIN, a menos que representaran un potencia inferior al 3% individualmente o al 10%, se si trata de varios proyectos considerados en conjunto⁵. Es decir, fue el propio Estado el que impuso las barreras a la entrada y creó las condiciones para el aprovechamiento del poder de mercado por parte de las empresas establecidas.

Gráfico 2: Precios de Nodo de Energía (Promedio anual)



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

La subida de precios del año 2005 se explica por condiciones no relacionadas al clima de competencia, como ser la hidrología (fue un año particularmente seco, la producción de las centrales hidroeléctricas cayó en 9% respecto del año anterior), racionamiento de gas natural a generadoras

⁵ Ley de Electricidad 1604, de 21 de diciembre de 1994, Artículo 70.

termoeléctricas importantes, e indisponibilidades no previstas en muchas de las plantas térmicas.

Los precios de nodo, por su definición, son inferiores a los del mercado spot. Los gráficos muestran esto para los tres nodos principales del SIN.

Gráfico 3: Precios de la energía, en Bs/MWh



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Estos precios se usan para calcular los pagos de las distribuidoras y los consumidores no regulados, en los nodos en los que realizan los retiros, y es una referencia obligada para los contratos de provisión de electricidad, en caso de que se firmaran. Esta es la razón por la que no se celebraron los contratos: los contratos se celebrarían a precios inferiores a los spot, lo que no conviene a las generadoras.

El MEM en la Práctica

El supuesto básico de la Ley de Electricidad del año 1994 (aún vigente) sobre el MEM fue que se trataba de un mercado competitivo, y que sus resultados debían ser eficientes. Sin embargo, la realidad fue distinta.

Concentración del mercado

El mercado eléctrico mayorista es sustancialmente concentrado. Por el lado de la oferta, los índices de concentración del mercado para las inyecciones de energía, aparecen en la Tabla 2.

Tabla 2: Indicadores de Concentración en Inyecciones de Energía en el MEM

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
n	4	5	6	7	8	8	8	8	8	8	10	10	10
CR2	57,5	56,7	63,6	57,5	57,9	51,4	50,4	48,2	48,2	49,6	51,5	47,9	48,8
CR3	82,1	82,5	84,8	76,9	74,0	65,0	65,1	66,2	66,2	67,0	67,7	64,4	65,8
CR4	100,0	99,9	99,1	90,0	87,6	78,1	78,6	80,2	80,2	80,7	80,5	80,1	80,6
HHI	2590	2584	2770	2355	2268	1892	1876	1874	1874	1896	1960	1888	1910
1/n	2500	2000	1667	1429	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1000	1000	1000

HHI: Índice de Herfindal y Hirschman; CR2, 3 y 4 son las razones de concentración para 2, 3 y 4 empresas; 1/n es el límite inferior posible del índice HHI.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la AE.

La muestra los indicadores de concentración para los retiros de energía

Tabla 3: Indicadores de Concentración en Retiros de Energía en el MEM

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
n	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
CR2	64,7	64,1	64,4	63,7	64,8	66,9	66,4	65,8	63,0	59,3	59,3
CR3	81,9	81,6	82,0	82,2	83,2	85,1	84,5	83,6	80,3	75,6	75,7
CR4	88,3	87,7	88,4	88,4	89,2	91,4	91,2	90,3	87,0	82,1	81,7
HHI	2482	2453	2476	2464	2521	2654	2630	2586	2405	2200	2222
1/n	909,1	909,1	909,1	909,1	909,1	909,1	909,1	909,1	909,1	909,1	909,1

HHI: Índice de Herfindal y Hirschman; CR2, 3 y 4 son las razones de concentración para 2, 3 y 4 empresas; 1/n es el límite inferior posible del índice HHI.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la AE.

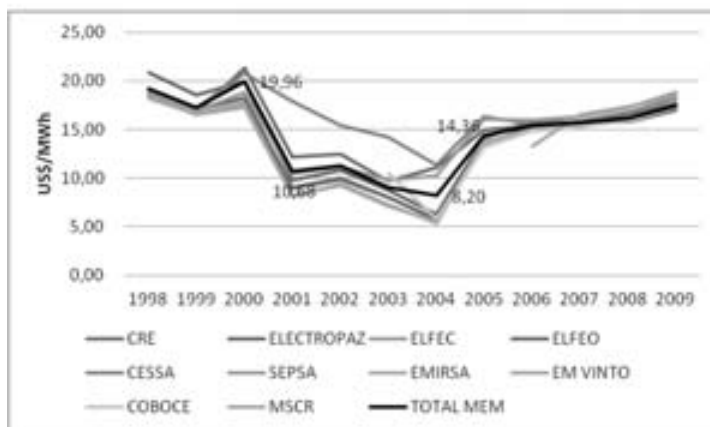
Restricciones en el transporte de gas natural y transporte de electricidad

De acuerdo a la Ley de Electricidad, el despacho de carga debe buscar un sistema de funcionamiento óptimo, lo cual implica minimizar el costo total de operación del sistema. Sin embargo, en la realidad, las restricciones de capacidad de transporte de electricidad y de gas natural distorsionan el despacho económico y generan áreas cautivas, es decir, una segmentación territorial del mercado que restringe la competencia.

El ejemplo más claro de esto es la situación de Sucre, al centro del país, que por muchos años, enfrentó el costo marginal más alto del sistema, por su dependencia de una central termoeléctrica ineficiente (Aranjuez): la demanda de Sucre debía cubrirse necesariamente con la central de Aranjuez porque las líneas de transporte no tenían capacidad suficiente para permitir llevar electricidad desde otros nodos del SIN.

La relación de costos marginales, promedio para el sistema y del nodo Aranjuez, donde la distribuidora de electricidad de Sucre (CESSA) retira, aparece en el siguiente gráfico. Nótese las enormes diferencias entre los años 2000 y 2005 entre ambos valores, debido a que la capacidad de transporte estaba limitada, hasta que el año 2005 entró en funcionamiento una nueva línea de transporte (Santivañez – Sucre) que elimina la dependencia de Sucre de la generadora de Aranjuez. Es decir, la insuficiente capacidad de transporte eléctrico crea áreas no competitivas.

Gráfico 4: Precios por Generación Forzada – Nodo de Aranjuez



Fuente: AE.

Por otro lado, la insuficiente capacidad de transporte de gas natural limita artificialmente la capacidad de de las generadoras termoeléctricas que enfrentan el problema, especialmente las ubicadas al occidente del país (por ejemplo, Valle hermoso y Kenko). La consecuencia es que se reduce la capacidad de generación de estas plantas y se debe acudir a otras más ineficientes, elevando los costos marginales del sistema.

Influencia del precio del gas natural

El costo marginal de la generación eléctrica está altamente correlacionado con el precio del gas natural, dado que las unidades marginales que determinan el precio spot del sistema son siempre térmicas, con lo que las centrales hídricas tendrían siempre una utilidad que compense sus elevados costos fijos.

Con el propósito de generar competencia entre generadoras, se diseñó un sistema en el que las termoeléctricas debían declarar el costo del gas natural que usan en la generación, dado que este precio es el principal determinante del costo variable.

El año 2001⁶ fija en US\$ 1,30 /MPC el precio del gas natural para la generación termoeléctrica, y a partir de esa fecha, los precios se fijan por

⁶Decreto Supremo 26037 de 22 de diciembre de 2001.

decreto y en valores sustancialmente inferiores a los de la exportación. El propósito de esta medida fue evitar el alza de los precios de la electricidad a los usuarios finales. Al año 2009, ese valor se mantenía inalterado. Este hecho tiene varias consecuencias.

La primera es que se disminuyen los ingresos de las generadoras en el sistema, afectando su incentivo a invertir, y creando, por tanto, insuficiencia en el margen de reserva (ver Tabla 4). Esto a su vez, incentiva conductas anticompetitivas entre los generadores, incluida la colusión y la indisposición forzada por ellos mismos de unidades de generación.

La segunda es que se disminuye notoriamente la diferencia que debería existir entre los costos marginales de las centrales hídricas y las centrales térmicas, eliminando el incentivo a la construcción de centrales hídricas a pesar de la potencialidad de Bolivia, por sus condiciones naturales (especialmente, las diferencias de alturas en la región este de la Cordillera Oriental). El resultado fue un crecimiento de la generación térmica, en desmedro de la hídrica a partir de la aplicación de la Ley de Electricidad del año 1994.

Tabla 4: Margen de Reserva de Generación en el Sistema Interconectado Nacional

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Reserva promedio (%)	25,4	30,9	30,8	27,7	25,3	17,3	15,7	16,2	11,1

Fuente: AE.

Sin embargo, la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos (uno de los documentos clave de la política de hidrocarburos, y el único oficial) propone fijar el precio del gas natural para las generadoras eléctricas de modo tal que se consiga que los costos marginales de las centrales térmicas igualen a los de las hídricas, eliminando casi por completo cualquier incentivo a la inversión en generación hídrica.

Un tercer problema es que este precio inferior genera un subsidio de los productores de gas natural al sector eléctrico, con las consecuencias en el desempeño del sector de hidrocarburos. Se ha calculado que este subsidio alcanzaría para el periodo 2010 – 2026, en valores presentes, al 35% del total

de los ingresos previstos por exportación de hidrocarburos⁷. Además, los ingresos por hidrocarburos se redistribuyen entre los gobiernos departamentales y municipales, con lo que un subsidio de esta naturaleza afecta sus presupuestos.

Resumen de Resultados

A continuación, se resumen los resultados alcanzados, comparando cómo es (en la realidad) y como debería ser el MEM para obtener eficiencia en la asignación de los recursos.

Tabla 5: Resumen de Resultados de Características del MEM

Como debía ser	Como es
Basado fundamentalmente en contratos de suministro de largo plazo entre generadores y distribuidores.	No existen los contratos
Competencia entre un gran número de generadores para lograr minimizar el costo marginal	Concentrado
Competencia entre generadores termoeléctricos a través de la declaración de precios de gas natural	El precio de gas natural es único para todos los generadores termoeléctricos
La diferencia de costos marginales entre las hídros y termos provee incentivos para la generación hídrica	El precio del gas natural es tan subsidiado que el incentivo es mínimo o no existe.
Despacho de carga buscando minimizar el costo de operación.	Despacho debe garantizar el suministro a todas las áreas, dadas las restricciones de transporte de electricidad y de gas natural que crean mercados cautivos.
Competencia en todos los nodos del sistema	Restricciones de capacidad de transporte crean mercados cautivos.

Fuente: Elaboración propia.

Es decir, el mercado eléctrico mayorista es un mercado no competitivo, con distorsiones originadas en el transporte de electricidad y de gas natural.

Propuesta de Mejoramiento del Funcionamiento del MEM

Algunas de las medidas que deberían tomarse para mejorar el desempeño del mercado eléctrico mayorista (MEM) del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Bolivia, son las siguientes:

⁷ Ver Guzmán, Crespo, et al (2010): “Uso productivo del excedente de hidrocarburos. Propuesta de Creación del Fondo Soberano de las Regiones”, PIEB, La Paz.

1. Se deben alinear los incentivos económicos en el MEM para permitir el funcionamiento del mercado con contratos de largo plazo.

2. Es necesario suprimir el subsidio al gas natural entregado a las generadoras eléctricas. Por supuesto, esto ocasionará un alza del precio en el MEM, que se transferirá por lo menos parcialmente a las tarifas pagadas por los usuarios finales.

3. Será necesario implementar políticas de focalización de subsidios al consumidor final de electricidad para evitar los impactos sociales del alza de tarifas.

4. Se debe mejorar la regulación del transporte de electricidad para permitir más inversiones.

Referencias

Autoridad de Fiscalización y Control (2010): “Anuario Estadístico 2008-2009”, La Paz.

Gaceta Oficial de Bolivia:

- Ley de Electricidad N° 1604, de 21 de diciembre de 2004.
- Decreto Supremo 26037 de 22 de diciembre de 2001.

Guzmán, Crespo, et al (2010): “Uso productivo del excedente de hidrocarburos. Propuesta de Creación del Fondo Soberano de las Regiones”, PIEB, La Paz.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2008): “Estrategia Boliviana de Hidrocarburos”.

Superintendencia de Electricidad: “Anuario Estadístico”, varios años.



7. Perspectivas de la Hidroelectricidad en Bolivia: Caso de Estudio de la Hidroeléctrica de Miguillas

Javier Aliaga y Alejandra Zamora

1 – Introducción

En Bolivia el Sector Eléctrico ha sido considerado teóricamente como un mercado de competencia perfecta, en el que los distintos oferentes de energía compiten por vender su mercancía hasta llegar al punto de eficiencia asignativa donde el precio iguala al costo marginal. Sin embargo, en el caso boliviano además existen barreras a la entrada que constituyen un impedimento para que la asignación sea eficiente.

Desde el año 2001, el precio del gas natural está subsidiado para la generación termoeléctrica a un precio plano de 1,30 dólares estadounidenses por millar de pies cúbicos, muy distinto al precio con el que se exporta este energético a la Argentina (entre 4 y 5 \$us/MPC). Este subsidio ha dado lugar a la constitución de una barrera a la entrada estructural de ventajas absolutas en costos. Esto significa que ciertas empresas en el mercado gozan de ventajas absolutas en sus costos que les permiten cobrar precios prohibitivos para el ingreso de nuevas empresas competidoras.

El objetivo del presente estudio, es analizar el efecto que tendría la remoción del subsidio al gas natural para la generación termoeléctrica mediante la evaluación de un caso de estudio representativo. Para tal efecto utilizaremos el Proyecto Hidroeléctrico Miguillas debido a que este se encuentra dentro del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional (SIN) presentado por

el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) para el período 2010-2020 – se estima que este proyecto entrará en funcionamiento para el 2015.

Este documento está organizado de la siguiente manera, en la primera sección se describe las características básicas del proyecto Hidroeléctrico Miguillas. En la segunda sección se plantea un modelo de programación matemática que permita simular el desempeño técnico y económico de este proyecto. En la tercera sección se realizan escenarios de simulación donde se evalúa la incidencia que tiene el subsidio al gas natural sobre la rentabilidad de este proyecto. En la cuarta sección se presentan los resultados del modelo, para concluir el documento con una serie de recomendaciones.

2 – Proyecto Hidroeléctrico Miguillas

El proyecto de estudio consiste en el aprovechamiento de las aguas del río Miguillas que nace en la cordillera de Quimsa Cruz y llega hasta su confluencia con el río La Paz ubicado en el departamento de Oruro. El proyecto cuenta con dos centrales de pasada en cascada, las centrales de Tangara (58.1 MW) y Vilcara (109.2 MW). El proyecto fue originalmente diseñado con una capacidad nominal de 167¹ MW, por lo cual el costo de inversión total alcanzaría los 357 millones de \$us. A continuación se realiza una descripción de las principales variables utilizadas en el modelo de rentabilidad.

La macro localización del proyecto se encuentra en la provincia Inquisivi del departamento de La Paz (al norte de tres nevados cruzados). El objetivo del proyecto es expandir el sistema hidroeléctrico del Valle Miguillas con la implementación de tres centrales (Palillada, Tangara, Condor Khala). Las cuales se encuentran aguas abajo de las centrales de Angostura, Choquetanga y Carabuco.

El proyecto está estructurado para desarrollarse en dos grandes etapas. En la primera se desarrollara un estudio de factibilidad TESA (técnico, económico, social y ambiental) de la alternativa más conveniente de la central hidroeléctrica Palillada. La segunda etapa constará del estudio de la expansión tomando en cuenta dos centrales (Tangara y Condo Khala), las cuales tienen una potencia de 65, 75 y 110 MW, respectivamente². La inversión aproximada

¹ Aclaración: Si bien el proyecto Miguillas supone la construcción de dos centrales, la descripción que se realizará corresponde a datos totales para ambas centrales.

² Las dos primeras son cargas estimadas y la última fue extraída del estudio de prefactibilidad.

para la elaboración del TESA del proyecto es de 2MM \$us. El costo aproximado del proyecto es de 375 MMs \$us.

2.1 – Variables del modelo

Esta sección del documento esta dividida en dos partes, en la primera se define la notación del modelo de programación matemática. En la segunda se describe la conceptualización de las variables a ser utilizadas.

Tamaño del proyecto

- Ψ = Capacidad nominal (MW)
- ci = Costo de inversión total (millones de \$us)
- α = Tasa de retorno requerida (porcentaje)
- Δ = Ciclo de vida del proyecto (años)
- Φ = Periodo de construcción (años)

Datos de Producción

- β = Consumo interno (porcentaje)
- π = Mantenimiento programado (días al año)
- λ = Asignación en el despacho (porcentaje)
- Φ = Potencia neta (MW)
- e_t = Energía anual promedio (GWh/año)

Potencia firme

- pp_t = Precio básico de potencia (\$us/kW/m)
- pps_t = Precio potencia en sitio (\$us/kW/m)
- Ω = Factor de disponibilidad (número)
- Γ = Factor de nodo (número)

Costos operativos

- pe_t = Precio de la energía (\$us/MWh)
- σ = Otros costos (porcentaje)
- δ = Costo fijo total (porcentaje)
- ς = Costos por peaje de transmisión (\$us/MWh)

Financiamiento

- =Endeudamiento (porcentaje)

π =Periodo de gracia (años)

ζ =Plazo de deuda (años)

i =tasa anual de interés (porcentaje)

Impuestos

$p(IU)_t$ =Pago anual impuesto a las utilidades (porcentaje)

$p(IT)_t$ =Pago anual impuesto a las transacciones (porcentaje)

Depreciación

dl_t =Depreciación lineal (\$us)

da_t =Depreciación acelerada (\$us)

ϵ =Valor residual (porcentaje)

Créditos de Carbono

η =Factor de reducción (tCO2/MWh)

θ =Participación de terceros (porcentaje que recibe el gobierno)

pc_t = precio unitario (\$us/tCO2)

Descripción de las Variables

Ingreso total

El ingreso total anual percibido por el proyecto (IT) estará compuesto por el ingreso anual por energía (IE), por potencia (IP), y por la venta de créditos de carbono (ITC).

$$IT_t = IE_t + IP_t + ITC_t \quad \forall \quad t > \varphi$$

$$IT_t = 0 \quad \forall \quad t \leq \varphi$$

El ingreso anual por energía (IE), será producto de la multiplicación entre el precio spot de la energía (pe) y la energía anual promedio producida (e). Aún cuando el precio percibido por los generadores es el precio de aplicación, se utiliza el precio spot estimado por razones de simplicidad.

$$IE_t = pe_t * e_t * 0,001$$

El ingreso anual por potencia (IP) será igual a la potencia neta del proyecto (Φ) ponderada por el factor de disponibilidad (Ω) y multiplicado por el precio mensual de la potencia en sitio (pps). En este punto se aclara que para conseguir datos anuales o datos expresados en la misma unidad será necesario realizar operaciones matemáticas adicionales.

$$IP_t = \Phi * \Omega * pps_t * 12 * 0,001$$

Por último, se considera entre los ingresos del proyecto la venta de créditos de carbono en el mercado internacional. Este ingreso dependerá de la capacidad nominal del proyecto (Ψ), la asignación en el despacho (ρ), el consumo interno del proyecto (β), el precio de la potencia (pps), el precio unitario de los créditos (pc) y otros factores estándar.

$$ITC_t = \left[\frac{pps_t}{1000} * \Psi * 8,76 * \rho * (1 - \beta) * pc_t \right] * \frac{(1 - \theta)}{10}$$

Un aspecto interesante del cálculo del ingreso por concepto de créditos de carbono es que en Bolivia el gobierno retiene un porcentaje (θ) de las ganancias obtenidas por las empresas por concepto de emisión de créditos de carbono. En el modelo se asumirá que el gobierno se retiene el 34% de los ingresos, sin embargo, actualmente existen proyectos en los que el gobierno se apropia de hasta un 50%³.

Costos operativos

El costo operativo anual total (CT) es igual a la sumatoria del costo de operación y mantenimiento ($CO\&M$), el costo de peaje o costo de transmisión (CP) y otros costos o pagos (OC).

$$CT_t = CO \& M_t + CP_t + OC_t \quad \forall \quad t > \varphi$$

$$CT_t = 0 \quad \forall \quad t \leq \varphi$$

³ Caso de Hidroeléctrica Boliviana S.A.

El costo de operación y mantenimiento anual (**CO&M**) será igual al costo fijo total del proyecto (**δ**), que asciende a 1,5%, multiplicado por el costo total de inversión del proyecto (**ci**).

$$CO \& M_t = \delta * ci$$

El costo de peaje por transmisión (**CP**), es pagado entre las generadoras (25%) y las distribuidoras (75%), en este caso se calcula el precio total que paga la generadora por MWh transportado, el mismo que asciende a 1,88 \$us/MWh.

$$CP_t = e_t * \zeta * 0,001$$

Como otros costos o pagos (**OC**) en los que incurrirá el proyecto se considera el pago a la autoridad de fiscalización (1% del ingreso total) y el pago al CNDC (0.65% del ingreso total), ambos resumidos en la variable “otros costos” (**σ**).

$$OC_t = IT_t * \sigma$$

Financiamiento

Considerando los trabajos de Mejía y Velásquez (2010) y Martinez K. (2004), se determinó que el nivel óptimo de deuda para el proyecto será del 50% (**ϵ**). El periodo de gracia (**π**) se determinó en 4 años y el plazo de la deuda (**ζ**) en 12 años respectivamente. Con los datos mencionados se construye la variable para el pago de la deuda (**pd**) que será igual a:

$$pd_t = \frac{\epsilon * ci}{\zeta} \quad \forall \quad t > \pi^o t \leq (\zeta + \pi)$$

$$pd_t = 0 \quad \forall \quad t \leq \pi^o t > (\zeta + \pi)$$

El financiamiento del proyecto (**fin**) se realizará durante el periodo de gracia, siendo:

$$fin_t = \frac{\epsilon * ci}{\pi}$$

Para el pago de intereses anual ($p(i)$) se considera una tasa anual de interés (i) del 8%.

$$p(i)_t = [fin_t + pd_t + pd_{t-1}] * i$$

Ingreso Neto

El ingreso neto de cada período (IN) será igual al ingreso total menos el costo total, a este resultado se le resta la depreciación (dl), menos el pago de intereses y el pago de los impuestos IU e IT ⁴. El modelo asume que solo se pagará uno de los dos impuestos, cuando el IU resulta con montos superiores frente al IT , entonces se cancela solo el IU . Por el contrario si el IT es mayor que el IUE se cancela únicamente el IT .

$$IN_t = IT_t - CT_t - dl_t - p(i)_t - p(IT)_t - p(IUE)_t$$

Flujo de Caja, Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno

Para finalizar, se presenta la construcción de las variables de mayor importancia para el modelo: el flujo de caja anual (FC), el valor presente neto del proyecto (VPN) y la tasa interna de rentabilidad (TIR).

El flujo de caja anual, será el resultado de restar el costo de inversión anual que se realizará cada período (ci) a los ingresos netos anuales. A esta operación se le suma la depreciación, el valor de salvamento (ϵ)⁵, el financiamiento y por último se resta el pago de la deuda (pd).

⁴ El Impuesto a las Transacciones (I.T) es un gasto deducible solo si el tributo se paga efectivamente al fisco. El Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IU) es liquidado y pagado por periodos anuales. Es considerado como pago a cuenta del I.T, a partir del primer mes posterior a aquel en que se cumplió con la presentación jurada y pago del Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas y hasta su total agotamiento, momento en que el I.T deberá ser pagado sin reducción alguna (Ley 1606, Art. 77).

⁵ El valor de salvamento será igual al 30% del valor de la inversión total.

$$FC_t = -ci_t + IN_t + fin_t - pd_t + dl_t + \varepsilon_t$$

El Valor presente neto (**VPN**) es el resultado de traer al presente los valores futuros del flujo de caja del proyecto. Para esto se utiliza una tasa de rentabilidad esperada del proyecto (α) del 12% (tasa permitida por ley).

$$VPN = \sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1+\alpha)^t}$$

La tasa interna de rentabilidad (**TIR**) es aquella tasa de rentabilidad que asegura un **VPN** nulo para el proyecto, es decir la tasa que asegura que el proyecto no presentará pérdidas.

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1+TIR)^t}$$

Para analizar la barrera a la entrada en el mercado eléctrico descomponemos el VPN en sus principales componentes y obtenemos:

$$VPN = \sum_{t=0}^T \frac{\left[pe_t \cdot e_t \cdot 0,01 + \phi \Omega pps_t \cdot 12,0,001 + \left[\frac{pps_t}{1000} \cdot 8,76 \cdot p \cdot (1-\beta) \cdot pc_t \right] \left(\frac{1-\theta}{10} \right) - \delta \cdot ci_t + e_t \cdot \zeta \cdot 0,001 + IT_t \cdot \sigma - dl_t - \left[\frac{E \cdot ci}{\pi} + \frac{E \cdot ci_t}{\zeta} + \frac{E \cdot ci_{t-1}}{\zeta} \right] - p(IT)_t - p(IU)_t - ci_t - pd_t + fin_t + dl_t + \varepsilon_t \right]}{(1+\alpha)^t}$$

Entonces una variación positiva del precio spot de la energía (**pe**), variará positivamente el **VPN** del proyecto. Es decir,

$$\frac{dVPN}{dpe_t} > 0$$

Dado que el precio de la energía (pe) se encuentra afectado por el subsidio al gas natural en Bolivia, se tiene que:

$$pe_t < pe_t(1+s)$$

Donde s es el subsidio al gas natural, y $0 < s < 1$. Esto quiere decir que el precio real de la energía, es decir el precio sin ningún tipo de subsidio ($pe_t(1+s)$) será mayor al precio que actualmente existe en el mercado (pe).

3 – Escenarios de simulación

El documento plantea tres escenarios de simulación para el posterior análisis del efecto del subsidio del gas natural sobre la generación hidroeléctrica. Estos tres escenarios se detallan a continuación:

Escenario 1: El proyecto no vende créditos de carbono y se considera el precio actual del mercado (subsidiado)

Escenario 2: El proyecto vende créditos de carbono y se considera el precio actual del mercado (subsidiado)

Escenario 3: El proyecto vende créditos de carbono y se considera el precio real de la energía (sin subsidio)

Los dos primeros escenarios asumen que la venta de créditos de carbono puede ser un ingreso no seguro para un nuevo proyecto de generación hidroeléctrica. El proceso de venta de créditos de carbono puede ser complejo⁶ y demorar inclusive años. Por este motivo la programación del modelo incluirá una variable binaria para poder diferenciar entre los dos escenarios propuestos.

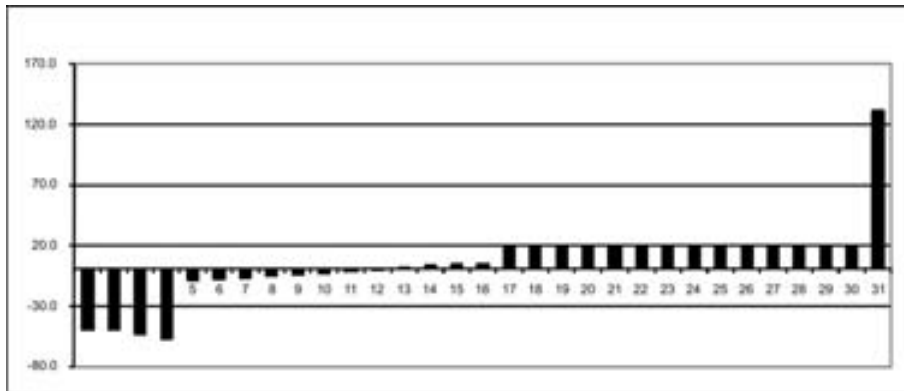
Una vez definidas las variables y las condiciones del modelo, se realizó la programación matemática de las variables definidas y se calculó el **VPN** y **TIR** del proyecto dado un precio de energía y de potencia.

⁶ Formular un proyecto de venta de créditos de carbono incluye los cálculos de los gases de efecto invernadero, estudios socioeconómicos, biológicos, financieros y manejo de Sistemas de Información Geográfica, etc. Esto hace que solo el diseño de los proyectos implique altos costos.

4 – Resultados del modelo

Los resultados obtenidos por el modelo muestran que para un precio de energía = 16.8900 \$us/MWh (precio máximo en 2008), un precio de potencia = 8.0400 \$us/MWh y CERs= 0 se obtiene un VPN=-168.06 y una TIR=0.023.

Gráfico 1: Evolución Flujo de Caja (Escenario 1)

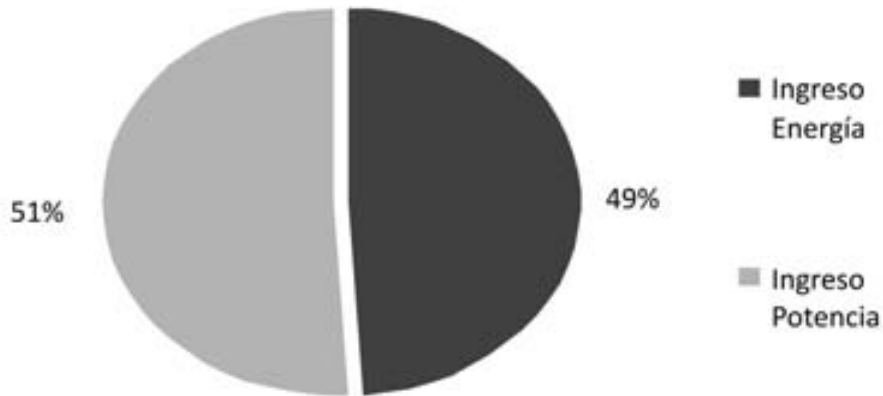


Fuente: Elaboración propia.

En este escenario se concluye que el proyecto Miguillas no es económicamente rentable bajo las actuales condiciones del mercado y bajo el supuesto que no recibirá ingresos por venta de créditos de carbono.

El Gráfico 1 muestra la evolución del flujo de caja del proyecto, pudiéndose observar que recién en el año 12 el proyecto comenzará a generar un flujo de caja positivo, lo cual significa que durante varios años el proyecto funcionará con pérdidas para el inversionista. La composición del ingreso total del proyecto se observa en el Gráfico 2, el ingreso por concepto de energía es ligeramente menor al ingreso por concepto de potencia.

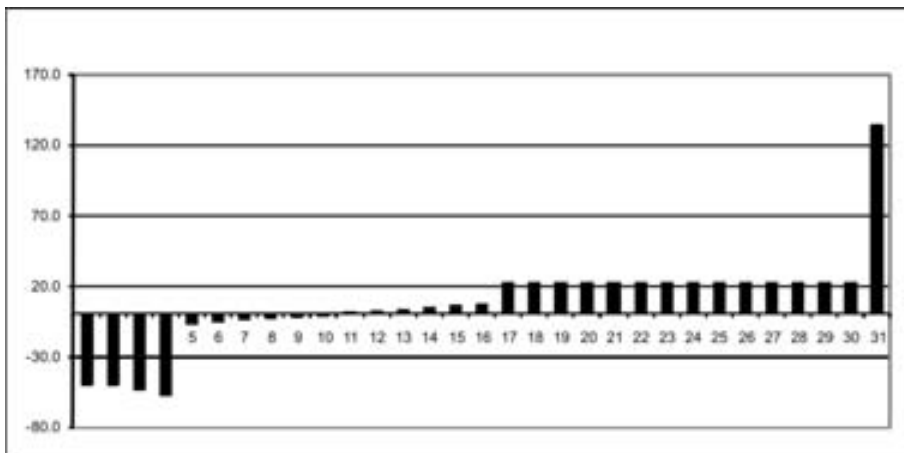
Gráfico 2: Composición del valor presente de los Ingresos del Proyecto (Escenario 1)



Fuente: Elaboración propia.

Los resultado del modelo para el Escenario 2 con un precio de energía = 16.8900 \$us/MWh y un precio de potencia = 8.0400 \$us/MWh y CERs positivo, se obtiene un VPN = -151.43 y un TIR = 0.033.

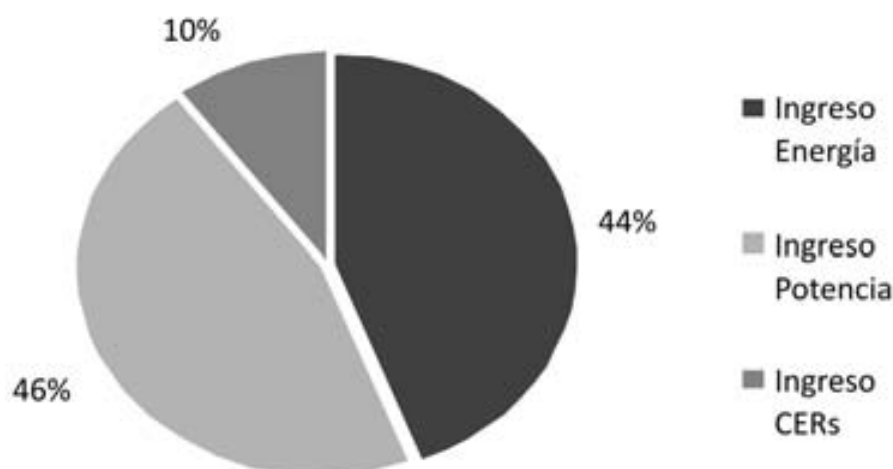
Gráfico 3: Evolución Flujo de Caja (Escenario 2)



Fuente: Elaboración propia.

Aún con la venta de créditos de carbono, el proyecto Miguillas continúa presentando un VPN negativo y por tanto no es rentable económicamente. En el Gráfico 3 se observa una mejora en el flujo de caja del proyecto, bajo este nuevo escenario el inversionista deberá soportar pérdidas durante los primeros 10 años del proyecto. En el Gráfico 4 se muestra la importancia relativa del ingreso por venta de créditos de carbono, el 10% de los ingresos totales del proyecto se deberán a este concepto.

Gráfico 4: Composición del valor presente de los Ingresos del Proyecto (Escenario 2)



Fuente: Elaboración propia.

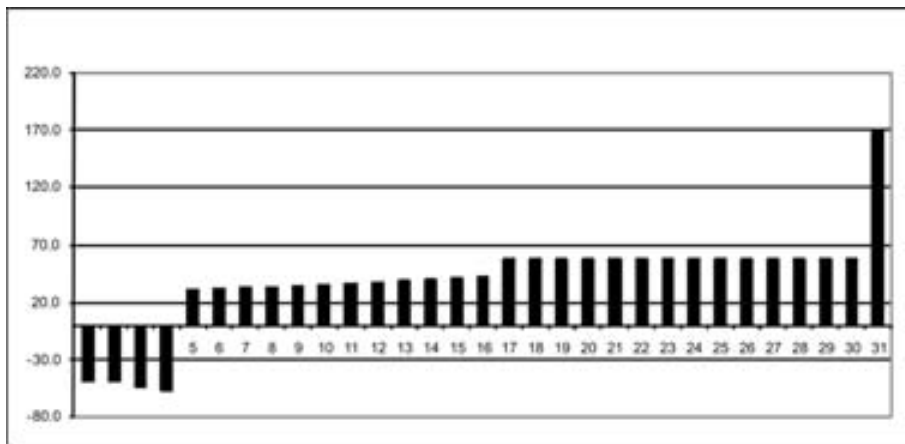
Bajo ninguno de los dos primeros escenarios, el proyecto hidroeléctrico Miguillas, con las características técnicas y económicas planteadas por el Comité Nacional de Despacho de Carga, resulta rentable en las condiciones actuales del mercado eléctrico boliviano.

Con el análisis del tercer escenario se podrá afirmar que efectivamente la variable que impide el ingreso del proyecto al mercado es el subsidio al gas natural. Para este último escenario, se considera el precio real de la energía eléctrica (precio sin subsidio), se asume que el precio real es el precio de exportación del gas natural al Brasil para el tercer trimestre del año 2010 (6,18 \$us/MMBTU=5,98\$us/MPC). Es importante notar que con este precio del

gas natural, el costo marginal de la termoeléctrica como la de Valle Hermoso sería igual a 71,51 \$us/MWh⁷.

El análisis de este último escenario asume un precio de energía = 71.5100 \$us/MWh, un precio de potencia = 8.0400 \$us/MWh y CERs positivo. Con estos datos se obtuvo un VPN = 48.84 y una TIR = 0.145.

Gráfico 5: Evolución Flujo de Caja (Escenario 3)

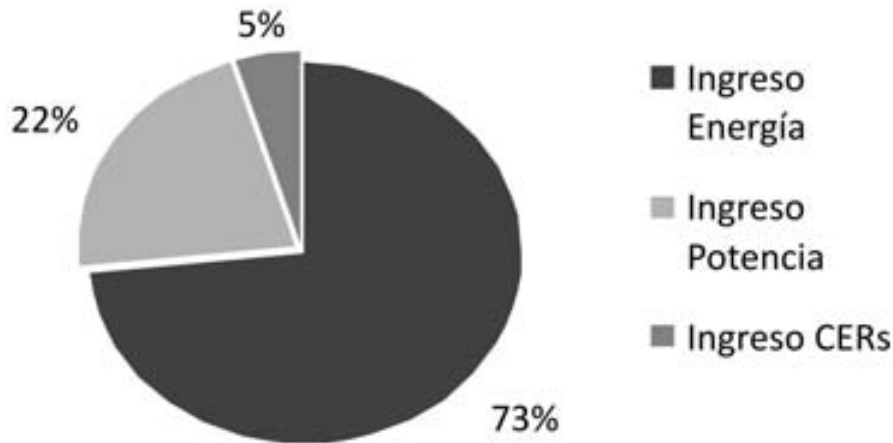


Fuente: Elaboración propia.

Este tercer escenario muestra que ante el levantamiento del subsidio al gas natural el proyecto hidroeléctrico Miguillas sí se hace rentable. El Gráfico 5 muestra que a partir del quinto año se comienzan a presentar flujos de caja positivos. En el Gráfico 6 se puede apreciar la composición del ingreso total del proyecto, donde el ingreso por venta de energía representa el 73% de los ingresos totales del proyecto.

⁷ Dato facilitado por COBEE para la presente.

Gráfico 6: Composición del valor presente de los Ingresos del Proyecto (Escenario 3)



Fuente: Elaboración propia.

a. Resultados de sensibilidad: la elasticidad del VPN respecto a variables clave

Se realiza un análisis de sensibilidad para determinar cuáles son las variables clave que determinan el VPN del proyecto Miguillas. Empezamos por definir la elasticidad del VPN respecto a otra variable x del proyecto de la siguiente manera:

$$Elasticidad(x) = \frac{\Delta \% VPN}{\Delta \% x}$$

Se realiza el ejercicio de variar en un punto porcentual el valor de distintas variables optativas y se observa cuales de ellas impactan más el valor del VPN. La Tabla 1 presenta la información de las variables que presentaron las mayores elasticidades en valor absoluto.

Tabla 1: Elasticidad del VAN

Variable	Elasticidad del VPN respecto a la variable
Precio de potencia	0.00483
Precio de energía	0.00462
Tasa de retorno requerida	0.00312
Estructura de financiamiento	0.00185
Participación de terceros en los CERS	0.00053
Impuestos IU	0.00026

Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 1 se puede concluir que las variables que mayor impacto tienen en el VPN del proyecto Miguillas son los precios de potencia y energía. Es decir, un incremento porcentual del 1% en el precio de la energía (o de la potencia) eléctrica incrementaría el VPN del proyecto en un 0,5%.

b. Análisis en base al costo de oportunidad del gas natural

El ejercicio consiste en analizar cuánto está subsidiando el gobierno por cada MWh de energía eléctrica producida, dado el costo real del gas natural, a esta variable la llamaremos: *subsidio_{gob}*. Una vez observado este monto, se obtiene del modelo el incremento al precio del MWh de energía que Miguillas necesita para hacer rentable su proyecto (*incremento_{precio hidro}*).

Con esta metodología observaremos la diferencia entre lo que subsidia el gobierno por cada MWh de energía producida con tecnología termoeléctrica y el incremento en el precio de cada MWh de energía que una hidroeléctrica necesita. Existen dos posibilidades:

- Si la diferencia es positiva ($((\text{subsidio}_{\text{gob}} - \text{incremento}_{\text{precio hidro}}) > 0)$): Aún cuando el gobierno pague a la hidroeléctrica la diferencia en el precio que necesita para hacer rentable su proyecto, el gobierno saldría beneficiado porque dejaría de subsidiar una tecnología más cara.
- Si la diferencia es negativa ($((\text{subsidio}_{\text{gob}} - \text{incremento}_{\text{precio hidro}}) < 0)$): Al gobierno le conviene dejar de subsidiar una generación tan cara, sin embargo esta pérdida no es suficiente para compensar el precio que necesita una hidroeléctrica para entrar al mercado.

En base al modelo se obtuvo que, para una central térmica como la central de Carrasco⁸, con un consumo de gas natural de 10 MMBTU/MWh, tenemos:

- Con un precio subsidiado del gas natural (1,129 \$us/MPC sin impuestos) el costo del combustible para generar electricidad es igual a 11.81\$us por cada MWh producido.
- Con el precio real del gas natural del año 2018⁹ (5,64 \$us/MPC sin impuestos) el costo del combustible sería de 58.83 \$us/MWh.

Por tanto, el gobierno subsidia 47,03\$us (58,83\$us - 11,81\$us) por cada MWh de energía termoeléctrica que se produce en Bolivia bajo el subsidio del gas natural. Entonces el precio de la energía que hace rentable el proyecto hidroeléctrico de Miguillas (VPN=0) es un precio de 57,92\$us/MWh. Con esto tenemos que, para poder hacer rentable el proyecto hidroeléctrico Miguillas a través de una compensación en el precio de la energía, el gobierno debería compensar al generador con 41\$us (57,92\$us – 16,89\$us¹⁰) por MWh producido.

El ejercicio muestra que aún cuando el gobierno compensaría a las hidroeléctricas los 41 \$us/MWh que necesitan para ser rentables, dejaría de perder los 47,03 \$us que le cuesta cada MWh de energía termoeléctrica subsidiada. Esto le dejaría una ganancia al gobierno de 6\$us por cada MWh de energía producida bajo este escenario.

5 – Conclusiones

Iniciamos la sección de conclusiones remarcando que el presente estudio constituye un primer documento de análisis y que por lo tanto cuenta aún con varias limitaciones metodológicas.

Dos acápites importantes no hacen materia directa de este trabajo de investigación constituyen el hecho que el subsidio al gas natural ha generado en Bolivia precios en la energía inferiores al promedio de la región y que los fondos

⁸ Planta termoeléctrica ubicada en Entre Ríos (Cochabamba). Ejemplo utilizado en el Plan de Expansión 2010-2020 debido a ser una de las plantas más eficientes en la generación.

⁹ Este dato se lo obtuvo de la proyección del precio del gas natural en Estados Unidos, realizado por la Energy Information Administration, www.eia.doe.gov.

¹⁰ Precio máximo al que se llegó el año 2008.

de estabilización instaurados en el país han ocasionado que las empresas generadoras financien la tarifa final del consumidor, lo cual ha representado otro incentivo para estancar las inversiones en generación en el sector.

Con las condiciones institucionales y estructurales del mercado eléctrico boliviano, un proyecto de generación hidroeléctrica como el de Miguillas no resulta rentable, ya sea considerando la venta de créditos de carbono o no. Sin embargo, al levantar el subsidio al gas natural se puede observar que el proyecto se vuelve rentable. Con este resultado se confirma la hipótesis de que el subsidio al gas natural representa una barrera a la entrada para los proyectos hidroeléctricos en el mercado eléctrico boliviano.

El subsidio del gas natural implica que el Gobierno debe subsidiar 47 \$us. por cada MWh de energía eléctrica que se produce en Bolivia con tecnología termoeléctrica. Si se permite el ingreso de hidroeléctricas a través de una compensación en el precio de la energía equivalente a 41 \$us por MWh de energía producida, el gobierno podría mantener la tarifa de la energía para el consumidor final, incentivar las inversiones hidroeléctricas y aún así obtener una ganancia adicional para el Estado.

Referencias bibliográficas

Bolivia, Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, *Anuario Estadístico 2008/2009*, 2010.

Bolivia, Comité Nacional de Despacho de Carga, *Memoria anual CNDC y Resultados de Operación del SIN Gestión 2008*, Abril 2009.

Bolivia, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Comité Nacional de Despacho de Carga, *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2020*, Noviembre 2009.

Bolivia, Superintendencia de Electricidad, *Diez años de regulación del Sector Eléctrico*, 2006

Iporre, Arturo. "Fondos de estabilización en el mercado eléctrico boliviano". *Seminario Internacional de Mercados y Transacciones Regionales de Energía "SIMER CIER 2006"*. Cartagena de Indias, Colombia, Octubre 2006.

Kwoka, John. “Barriers to new competition in electricity generation”. *Report to the American Public Power Association*, June 2008.

López, Joaquín “Regulación del Monopolio Natural de Distribución Eléctrica: el caso de Electropaz”, de Economía, UCB, La Paz. 1996.

Ríos, C. Jorge. “Análisis de las Señales económicas en la industria eléctrica en Bolivia” *Universidad de Chile*. Estudio de caso N° 46, Agosto 2000.

Rizzo, T. Alejandro. “Bolivia hacia un mayor mercado o una mayor estatización” *Pontificia Universidad Católica de Chile*, 2004

UDAPE, “Sector Eléctrico (2000-2004)”. Noviembre 2005.

Uribe, A., y Velásquez, J.C. “Desviación respecto al óptimo teórico de la estructura de capital del sector de generación eléctrica colombiano” *Revista Soluciones de Postgrado ELA*, Número 5. p. 27-49. Medellín, marzo 2010.

8. Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro¹

Nivalde J. de Castro²

Roberto Brandão³

Guilherme de A. Dantas⁴

Introdução

O objetivo central deste estudo é analisar as características dos projetos de energia elétrica que seriam mais convenientes contratar para a expansão da geração não-hídrica, com o intuito de fazer com que, do ponto de vista econômico, o sistema elétrico funcione de maneira mais eficiente. Sustenta-se que o Sistema Elétrico Brasileiro – SEB – tem tradição e vocação para a geração hídrica, mas terá necessidade crescente de geração sazonalmente complementar ao regime de afluições. Desta forma, projetos com geração sazonalmente complementar, como por exemplo a bioeletricidade sucroenergética e empreendimentos eólicos, devem ser privilegiados, na medida em que se mostrem competitivos. Argumenta-se também sobre a pertinência

¹ Este estudo foi apresentado no III Seminário Mercados de Electricidade e Gás Natural: Investimentos, Riscos e Regulação. Porto. Faculdade de Economia da Universidade do Porto. 11 e 12 de fevereiro de 2010.

² Professor da UFRJ e coordenador do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia.

³ Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

⁴ Doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ e Pesquisador-Sênior do GESEL/IE/UFRJ.

da contratação de usinas térmicas com baixo custo variável de geração, cuja economicidade depende da adoção de novos mecanismos contratuais. Tais mecanismos deverão garantir maior previsibilidade de receitas para a cadeia produção e fornecimento de combustíveis, possivelmente através de uma cláusula de geração sazonalmente inflexível, complementar ao regime de águas.

O presente estudo está dividido em seis partes. Inicialmente, é examinada a característica predominantemente hídrica do parque gerador brasileiro e o risco hidrológico que lhe é inerente. Em seguida, é analisado o impacto da redução progressiva da capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro. A terceira parte é dedicada à recente expansão do parque térmico (até 2008) e aos reflexos desta expansão sobre a operação do SEB. Na quarta parte são traçados os cenários para a expansão do parque gerador brasileiro. A quinta parte discute as alternativas disponíveis para a contratação de energia complementar à geração hídrica. Por fim, a sexta seção destaca a necessidade de um planejamento energético integrado, capaz de analisar em conjunto as necessidades do setor elétrico e de outros elos da indústria brasileira de energia.

Este estudo faz parte de uma linha de pesquisa que o GESEL-UFRJ vem desenvolvendo desde 2007. Outros estudos estão em processo de elaboração tratando dos seguintes temas: ICB – Índice de Custo Benefício, Garantia Física e Impacto financeiro do despacho das usinas térmicas. Estes estudos buscam examinar de forma isenta, mas crítica, os fundamentos do Modelo do Setor Elétrico do Brasil. Neste sentido, críticas e questionamentos ao presente estudo serão muito valorizadas e analisadas com atenção, pois o objetivo maior desta linha de estudo é contribuir para o desenvolvimento do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.

1 - O Parque Hídrico Brasileiro e a Questão da Regularização das Afluências

O SEB caracteriza-se pela preponderância da geração hídrica, que corresponde a 85,5% da capacidade instalada total, complementada por geração térmica de várias fontes, conforme se pode verificar através dos dados da Tabela 1.

Tabela 1 - Capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional em 2007⁵ (em MW e %)

Fonte	MW	Part (%)
Hidrelétrica*	81.190	85,5
Gás	8.694	9,2
Nuclear	2.007	2,1
Óleo Combustível	1.234	1,3
Carvão Mineral	1.410	1,5
Outras	462	0,5
Potência Instalada	94.996	100

*Com a capacidade total de Itaipu

Fonte: ONS, Operação do SIN: Dados Relevantes 2007.

Embora a capacidade instalada de fontes não-hídricas representasse em 2007 quase 27% da carga (que era de 49.736 MW méd, segundo dados do ONS), em anos normais as usinas térmicas são acionadas com baixa frequência, pois o sistema chega a ser abastecido em mais de 90% por energia de fonte hídrica, como pode ser observado na Tabela 2.

Tabela 2 - Geração de hidrelétrica no SIN. 2000-2008 (em %)

Ano	Porcentagem
2000	94,11
2001	89,65
2002	90,97
2003	92,14
2004	88,63
2005	92,45
2006	91,81
2007	92,78
2008	88,61

Fonte: Site do ONS: *Histórico da operação*.

⁵ Exclui Sistemas Isolados e Auto-Produtores.

O abastecimento de um sistema de grande porte, como o brasileiro, com cerca de 90% de energia de fonte natural é um feito notável e ímpar em termos mundiais, sobretudo levando em conta que a energia hídrica é renovável, limpa e com os menores custos de geração. No entanto, por depender das chuvas, esta energia apresenta incertezas vinculadas à não previsibilidade das chuvas. Em um ano médio, a energia hídrica que corre pelos rios com aproveitamentos energéticos (denominada Energia Natural Afluente – ENA) é até superior à carga, mas se trata de uma energia distribuída ao longo do ano de forma desigual e sujeita a níveis elevados de incerteza⁶.

A ENA é maior que a carga durante a estação úmida, entre os meses de dezembro e abril, mas o inverso ocorre durante a estação seca predominante, que vai de maio a novembro. Neste período, em uma média de longo prazo, a ENA é de apenas 38.609 MW_{méd}, podendo as aflúências reais se mostrarem bastante inferiores. Para visualizar a distribuição sazonal da ENA foi construído o Gráfico 1 que exibe a média histórica de longo prazo da ENA para cada mês. Os dados incluem todas as bacias exploradas atualmente no país. A disponibilidade de energia natural afluente, que ultrapassa os 89 mil MW_{méd} em fevereiro, cai a um piso de pouco mais que 30 mil MW_{méd} em agosto-setembro. Desta forma, verifica-se uma redução de 2/3 das aflúências entre o mês de pico das chuvas e o piso da seca.

Uma característica importante do SEB é que foi desenhado para reduzir ao máximo o impacto da incerteza e da sazonalidade das aflúências através da construção de grandes reservatórios. As represas estocam água durante o período úmido, quando a aflúência é elevada, para que a água acumulada possa ser turbinada na seca, mantendo a geração de energia elétrica estável ao longo do ano. A energia potencial da água dos reservatórios é chamada de Energia Armazenada (EAR).

Na Tabela 3, verifica-se que a maior parte da capacidade de armazenamento (EAR máxima) encontra-se na região Sudeste/ Centro-Oeste (69,7% do total). A EAR Máxima do Sudeste/ Centro-Oeste correspondia em 2007, numericamente, a 6,2 vezes a carga deste submercado, ou seja, equivalia a mais de seis meses de atendimento à carga. A Região Nordeste

⁶ No ano de 2008, por exemplo, os aproveitamentos existentes tinham um potencial energético de 54.830 MW_{méd} de energia, com aflúências na média histórica de longo termo. E neste mesmo ano, a carga do SIN era um pouco menor – 50.998 MW_{méd}. Dados compilados pelo Gesel-IE-UFRJ a partir do banco de dados do *histórico da operação* disponível no site do ONS.

também tem uma capacidade de estocagem expressiva: os reservatórios do rio São Francisco podiam armazenar, numericamente, 4,8 vezes a carga da região em 2007 quando cheios, ou seja, abastecê-la por quase 5 meses. Já as Regiões Sul e Norte armazenam relativamente pouca água e possuem geração de energia hídrica mais dependente do regime de chuvas.

Tabela 3 - Energia Armazenada Máxima e Carga por Sub-mercado: 2007

Regiões	EAR Máx (MW mês)	% Total	Carga (MW méd)	EAR Máx (Meses de carga)
SE/CO	190.419	69,7	30.846	6,2
S	18.425	6,8	8.168	2,3
N	12.414	4,6	3.476	3,6
NE	51.690	18,9	10.721	4,8
Total	272.314	100	53.211	5,1

Fonte: ONS: Situação dos Principais Reservatórios do Brasil (site ONS), ONSDados Relevantes 2007. Elaboração: Gesel.

Com o intuito de aproveitar a diversidade de afluentes e de capacidade de armazenamento entre as bacias hidrográficas, foi construído, e vem sendo ampliado, o SIN – Sistema Interligado Nacional, que permite o intercâmbio de energia elétrica entre regiões através de linhas de transmissão em alta tensão. Esta rede reduz, a nível inter-regional, os riscos associados à sazonalidade na disponibilidade de energia e ao montante total de energia natural afluente. Por exemplo, em sua estação úmida o Subsistema Norte exporta grandes blocos de energia excedente provenientes da UHE Tucuruí para os subsistemas Nordeste e Sudeste/ Centro-Oeste. Inversamente, a partir de junho, o Subsistema Norte, que tem uma estação seca longa e não dispõe de reservatórios capazes de regularizar satisfatoriamente as afluentes, passa a importar energia, sobretudo da Região Sudeste, que dispõe de grande capacidade de armazenamento. Estes fluxos de exportação e importação de energia, embora tenham um padrão sazonal relativamente estável no caso do subsistema Norte, podem ser mais ou menos intensos dependendo dos seguintes fatores: as afluentes; o nível corrente dos reservatórios nas diversas bacias hidrográficas e o comportamento da carga.

2 - A Diminuição da Capacidade de Regularização e seus Impactos

O sistema de geração hídrica brasileiro passa por uma transição, no sentido de evolução, em seu padrão de expansão. A tendência é de expansão da capacidade geradora instalada sem novos reservatórios de grande porte, o que diminuirá a capacidade de regularizar a disponibilidade de energia. Esta tendência ocorrerá pela conjunção de dois fatores. Por um lado, a construção de barragens com grandes reservatórios passou a sofrer restrições dos órgãos ambientais, que condenam e impedem aproveitamentos com elevada razão entre a área alagada e a capacidade instalada. Por outro lado, o potencial hídrico remanescente concentra-se na Região Norte, onde predominam rios que cortam grandes planícies. A topografia suave da região e os baixos desníveis fazem com que mesmo represas alagando áreas extensas armazenem volumes relativamente modestos de energia, tornando a construção de reservatórios de regularização difícil de justificar.

Trata-se de uma situação bastante diversa da que predominou nas principais bacias já exploradas. Nos afluentes do rio Paraná e São Francisco foi possível construir represas que preenchem vales profundos e acumulam volumes que, pela existência de muitos aproveitamentos a jusante, resultam em grandes estoques de energia. Na realidade, apenas seis reservatórios são responsáveis por 52% de toda a EAR – Energia Armazenada – do Sistema Interligado. São eles: Emborcação, Nova Ponte e Itumbiara, no Rio Paranaíba; Furnas, no Rio Grande e; Três Marias e Sobradinho, no Rio São Francisco.

Portanto, o potencial hidráulico remanescente se encontra em uma região que se presta mal à construção de um sistema de geração hídrica plenamente regularizada e as oportunidades para construção de grandes reservatórios que porventura aí existam dificilmente serão viabilizadas em função das crescentes restrições ambientais. A consequência é que as novas hidrelétricas da Região Norte do país terão grande capacidade instalada, mas pouca geração efetiva no período seco.

O exemplo mais emblemático e paradigmático dentre as grandes usinas hoje em operação é a Usina de Tucuruí, que teve recentemente sua capacidade instalada ampliada para 8.340 MW. Esta capacidade pode ser plenamente utilizada na estação úmida, mesmo vertendo água copiosamente. Mas a geração fica restrita a pouco mais de 2.000 MW médios na seca, como consequência do regime de águas da bacia do Tocantins e da inexistência de reservatórios capazes de compensar a sazonalidade das vazões naturais.

Outro exemplo desta tendência é a futura UHE de Belo Monte. Trata-se do único aproveitamento previsto para o Rio Xingu, a ser construída em um ponto do rio onde a vazão média é de quase 18 mil m³/s no auge período úmido (entre março e maio). Mas a vazão cai a menos de 1,1 mil m³/s no auge da seca (entre setembro e outubro). E não existem projetos de reservatórios capazes de regularizar a vazão deste rio, assim como não há planos para a construção de reservatórios capazes de regularizar satisfatoriamente a vazão dos rios Madeira, Tapajós e Teles Pires, que constituem as principais frentes de avanço da fronteira hidroelétrica na Amazônia.

Outra mudança importante que a incorporação das hidrelétricas da Região Norte trará ao sistema hídrico será um aumento do contraste entre a energia disponível no período úmido e no período seco. O Gráfico 2 compara a ENA da Região Norte, hoje restrita ao Rio Tocantins, com o regime hídrico médio brasileiro. Embora exista alguma diversidade hidrológica entre os regimes de chuvas das diversas bacias da Região Norte, a cheia chega um pouco antes no Madeira, por exemplo, eles não fogem muito do padrão do Tocantins. O contraste entre a energia disponível nos meses de afluições mais intensas, que no Tocantins são entre os meses de janeiro e maio contrastam fortemente com as afluições da estação seca. Durante o período das águas, as afluições são 180% da média anual (138% no Brasil), enquanto no período seco, entre junho e dezembro, elas são apenas 42% da média anual (73% no Brasil), chegando a apenas a 24% entre agosto e outubro (60% no Brasil)⁷.

Neste sentido, frente à sazonalidade da disponibilidade de energia das novas geradoras hídricas e à inexistência de reservatórios capazes de estocar esta energia, pode-se concluir que o SEB precisará cada vez mais de recursos alternativos de geração no período seco. O Gráfico 3 mostra claramente que o avanço da fronteira hidrelétrica na Amazônia aprofundará a tendência à diminuição da capacidade de regularização que já vem sendo observada ao longo dos últimos anos. A evolução da carga não tem sido acompanhada por um aumento correspondente na capacidade de armazenamento do SIN: em 2000 os reservatórios eram capazes de armazenar, numericamente, mais de

⁷ Esse contraste entre a disponibilidade de energia natural entre a cheia e a seca pode ter seu efeito prático reduzido na medida em que as novas hidrelétricas sejam dimensionadas para verter água na cheia, como é o caso das usinas do Rio Madeira. A diminuição da incerteza hidrológica que resulta desta tendência para a introdução de usinas desenhadas para turbinar apenas parte do volume de águas na cheia será analisada mais à frente.

seis vezes a carga, mas em 2012, já incorporando as usinas contratadas nos leilões de energia nova realizados, estima-se que eles consigam armazenar, numericamente, apenas 4,5 vezes a carga. Nos anos subsequentes, o crescimento da carga sem a construção de reservatórios importantes diminuirá ainda mais capacidade de regularização da energia disponível com base apenas na estocagem de água.

Dado que as usinas a fio d'água da Região Norte terão geração concentrada entre os meses de janeiro e maio, um recurso possível é promover transferências maciças de energia através da Rede Básica do SIN para acumular energia nos reservatórios existentes em outras regiões⁸.

Os estoques acumulados na época das águas em reservatórios fora da Região Norte poderiam ser usados depois para garantir o abastecimento durante os meses de afluições menores. Esta é, de fato, uma alternativa, mas trata-se de uma prática operativa que tem pelo menos duas limitações importantes.

Em primeiro lugar, há que levar em conta que muitos dos reservatórios atuais, e dentre eles todos os seis grandes mencionados acima, não se prestam bem a uma operação em regime estritamente anual, isto é, estocando na estação chuvosa uma energia destinada à geração na estação seca seguinte. Isto porque em alguns casos a razão entre o volume útil de armazenamento d'água e as vazões naturais torna impossível garantir um enchimento pleno em apenas uma estação chuvosa. Há represas, como Furnas, Nova Ponte e Serra da Mesa, em que nem mesmo a operação à vazão mínima durante todo o período úmido é capaz de assegurar um reenchimento completo. O mesmo se aplica aos sistemas de acumulação do Paranaíba (Emborcação, Nova Ponte, Itumbiara) e do São Francisco (Três Marias e Sobradinho) vistos como um todo.

Em segundo lugar, ainda que a EAR se encontre em níveis relativamente elevados ao fim da estação úmida, esta energia pode estar distribuída de forma tal entre os diversos reservatórios que o sistema hídrico não tenha como atender sozinho à carga durante a seca sem recorrer à geração não-hídrica complementar. Trata-se de um fenômeno que deve se manifestar e intensificar na medida em que a carga aumente, aparecendo primeiro como uma dificuldade para atender à carga no horário de ponta, no auge da estação seca, apenas com geração hidrelétrica. Isto porque a existência de muita água nos reservatórios não altera

⁸ Isto já vem sendo feito com energia de Tucuruí, que é exportada em grande parte para o Nordeste, viabilizando o rápido aumento da EAR na bacia do São Francisco.

o fato de que muitas das novas usinas hidrelétricas terão reduzida capacidade de gerar no período seco, uma vez que a geração a fio d'água está estritamente vinculada à afluência local do momento.

Por esta razão, na estação seca a carga terá que ser atendida basicamente por usinas situadas nas bacias regularizadas e por termoeletricas. E o montante de energia que o sistema hídrico poderá gerar instantaneamente dependerá essencialmente da capacidade de geração efetiva das usinas nas bacias regularizadas, que não deve crescer de forma apreciável no futuro, em função das duas razões apresentadas: restrições ambientais e posição geográfica.

Box 1 - A Crescente Necessidade de Complementação do Parque Hídrico Brasileiro

O impacto do fim da construção de grandes reservatórios e da diminuição da razão entre a EAR – Energia Armazenada – e a carga parece estar sendo subestimado pelos modelos computacionais de planejamento da geração. O *Newave* não modela de forma precisa nem as restrições hidráulicas que o Operador Nacional do Sistema tem para deslocar grandes blocos de energia de um aproveitamento a fio d'água para estocá-los em outros reservatórios, nem a impossibilidade prática de utilizar os estoques de energia existentes fora da cascata local.

O *Newave* simula o parque hídrico de cada submercado como uma grande hidrelétrica com um único reservatório e calcula a necessidade de despacho térmico como uma função das afluências e do nível corrente deste reservatório virtual. Em linguagem mais técnica, a função de custo futuro traça uma curva que relaciona a variável que define o despacho térmico, o CMO – Custo Marginal de Operação – ao nível corrente de armazenamento do reservatório virtual correspondente a um submercado. Nesta modelagem simplificada, algumas restrições hidráulicas não são consideradas. É um pouco como se uma usina pudesse usar o reservatório de outras usinas da mesma região, seja para estocar o excedente de energia, seja para acionar suas turbinas. A visão simplificada do armazenamento de um sub-mercado como um reservatório virtual único é perfeitamente adequada enquanto não são modeladas situações em que resultam grandes e rápidas variações na EAR. Nestas situações-limite, onde há muita energia disponível para ser acumulada, ou onde é preciso fazer uso muito rapidamente da EAR, as características

hidráulicas de cada aproveitamento acabam sendo determinantes para as possibilidades reais de operar o sistema.

Com a proliferação de usinas a fio d'água e a diminuição da razão entre EAR – Energia Armazenada – máxima e carga, aumentam as diferenças entre o funcionamento do sistema modelado desta forma simplificada e o sistema real. Acumular rapidamente a energia excedente das usinas a fio d'água durante a estação úmida é mais difícil na prática do que parece no modelo. E na estação seca não é possível usar a EAR do reservatório virtual para gerar com toda a potência das usinas do sub-mercado: pode não haver água suficiente para acionar turbinas das geradoras a fio d'água em cascatas isoladas, com pouca regularização local, ou que não tenham um reservatório de acumulação à montante com vazão ou nível de armazenamento corrente compatível.

Isto ajuda a entender porque a importância da contratação de geração sazonalmente complementar à hídrica ainda não foi captada pelo planejamento da expansão da geração. Por exemplo, no Plano Decenal 2008/2017 são projetadas uma carga de 80.111 MW_{méd} e uma demanda na ponta de 98.655 MW_{méd} em 2017. A composição do parque gerador planejado para a época tem muitas usinas a fio d'água, na maior parte em bacias pouco ou nada regularizadas, pouco acréscimo de capacidade de armazenamento de energia, pouca geração térmica de base e muita geração térmica flexível de custos elevados. Ocorre que o atendimento de uma carga e de uma ponta 53% maiores que em 2008 dificilmente poderá ser feito na estação seca sem o uso maciço e sistemático do parque térmico, pois ultrapassa a capacidade de geração das usinas em bacias bem regularizadas somada à capacidade das térmicas de baixo custo e inflexíveis. No entanto, o planejamento não capta o impacto nos custos com a geração térmica que ocorreria neste cenário sequer para o atendimento da ponta. A razão provável é que a operação agressiva dos reservatórios virtuais não coincide com a operação real do sistema.

3 - O Crescimento Recente do Parque Térmico

Frente à diminuição da capacidade do sistema hídrico regularizar a disponibilidade de energia, a diversificação da matriz se torna uma necessidade

imprescindível. E a questão central que se coloca é definir qual a melhor forma de fazer e contratar esta diversificação. Na prática, a diversificação da matriz tem sido feita pela ampliação do parque de geração térmica, sobretudo na forma de usinas movidas a gás natural e, mais recentemente, a óleo combustível via contratos por disponibilidade.

O parque térmico brasileiro pode ser dividido em dois tipos de usinas:

1. *térmicas inflexíveis*, que devido às suas características técnicas (co-geração, energia nuclear), ou em respeito às cláusulas *take-or-pay* em seus contratos de fornecimento de combustível, operam de forma contínua;

2. *térmicas flexíveis*, que só são chamadas a despachar, seja por razões elétricas, seja quando o Operador do Sistema indica que isto é recomendável, para manter baixo o risco de desabastecimento.

As térmicas inflexíveis funcionam como *fonte regular de energia*, não estando sujeitas às incertezas do regime de chuvas. Graças a esta previsibilidade no suprimento de energia, estas usinas podem atender diretamente a carga, sem necessidade de complementação ou regularização.

Já as térmicas flexíveis constituem uma *reserva de energia*. Sua contratação permite que o sistema atenda uma carga maior, mesmo tendo elas um despacho apenas eventual. Quando a energia total disponível (incluindo o sistema hídrico e as térmicas inflexíveis) permite garantir a segurança do suprimento, estas térmicas não são despachadas, podendo ficar ociosas por longos períodos, anos inclusive, caso persistam condições energéticas favoráveis. Mas quando a energia total disponível das fontes naturais e regulares não é suficiente para manter a segurança do abastecimento, estas usinas são chamadas a operar. Portanto, as térmicas flexíveis reforçam o balanço de energia apenas nos cenários adversos. A este acréscimo de segurança também corresponde um aumento na capacidade de atendimento de carga pelo sistema e é este o fundamento para elas comercializem uma energia virtual, isto é, não correspondente à geração efetiva.

O parque térmico já tem hoje um peso considerável na matriz de geração brasileira, conforme os dados apresentados na Tabela 4. Em 2007 o Sistema Interligado contava com 13.344 MW de capacidade instalada entre todos os tipos de usinas térmicas. Até 2013, em razão das contratações feitas nos leilões de energia nova e da incorporação das térmicas hoje em sistemas

isolados, o parque térmico crescerá muito, como se pode constatar pela Tabela 4⁹.

Tabela 4 - Sistema Interligado Nacional: Parque térmico previsto em 2013

Dados do Parque de Termelétricas	Quant.	Unidade
Potência Instalada Efetiva	32.759	MW
Disponibilidade	30.012	MW méd
Disponibilidade de Energia Inflexível	7.333	MW méd
Disponibilidade de Energia Flexível	22.679	MW méd

Fontes: CCEE, MME, EPE, Estudos para a Licitação da Expansão da Geração. Garantia Física dos Empreendimentos Termelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 de 2008. Elaboração: Gesel-IE-UFRJ.

A capacidade instalada do parque térmico em 2013 será de 32.759 MW, quase duas vezes e meia a capacidade instalada em 2007, e a disponibilidade¹⁰ destas usinas atingirá 30.012 MWméd. Deste montante, 7.333 MWméd serão da modalidade inflexível. Os demais 22.679 MWméd serão de térmicas flexíveis. Estes valores indicam que o ONS poderá contar em 2013 com uma geração térmica flexível muito superior à capacidade instalada de Itaipu, que é de 14.000 MW. E estas usinas poderão gerar em um ano de hidrologia crítica mais que o dobro da produção recorde de energia de Itaipu em 2008, que foi de 10.809 MWméd.

A construção de um parque de térmicas flexíveis normalmente é considerada vantajosa, pois este modelo de contratação permite que só haja gastos com combustíveis fósseis quando isto é necessário para manter a segurança do abastecimento. Mas a contratação de um grande parque de

⁹ A estimativa inclui os empreendimentos hoje existentes, os já leiloados até 2008 e os situados nos atuais Sistemas Isolados do Acre, Rondônia, Amapá e Manaus e que serão incorporados ao Sistema Interligado até 2013. Também estão computados os empreendimentos térmicos leiloados em 2008 nos Leilões A-3, A-5 e no Leilão de Energia de Reserva.

¹⁰ A disponibilidade é um indicador sobre a produção esperada de uma planta produtiva já prevenindo paradas para manutenção preventiva ou por quebra de equipamento. A disponibilidade de uma usina é a mínimo que uma usina pode gerar sem ficar sujeita a multas quando ela for efetivamente chamada a despachar.

térmicas flexíveis também tem suas desvantagens, que serão analisadas em seguida. A primeira delas diz respeito ao impacto da incerteza do despacho na economicidade da geração térmica. A segunda desvantagem é o risco financeiro associado a um despacho prolongado de todo o bloco térmico em caso de uma situação hidrológica adversa.

3.1 - O Impacto das Incertezas do Despacho Térmico

A primeira desvantagem da contratação de um grande número de térmicas flexíveis é o elevado grau de incerteza quanto ao seu nível efetivo de uso e ao custo vinculado a um despacho prolongado. As térmicas flexíveis representam uma alta imobilização de capital realizada com base em uma expectativa de uso incerta. Se são computados não apenas a imobilização de capital nas instalações de geração, mas também os investimentos realizados *na cadeia de suprimento de combustíveis*, o impacto da incerteza financeira quanto ao nível de uso das térmicas se mostra ainda mais relevante e preocupante. De acordo com o contrato firmado entre o empreendedor e as distribuidoras, o combustível tem que estar disponível em caso de necessidade para um despacho prolongado na base do sistema. Mas, na prática, o nível de consumo efetivo está submetido a um alto grau de incerteza, com alta probabilidade de ocorrer um consumo muito baixo ou mesmo nulo em algum ano.

Do ponto de vista da cadeia produtiva, para atender uma usina térmica de gás natural, é preciso construir uma complexa e cara infra-estrutura de produção e transporte sem que exista uma garantia firme de consumo. Esta incerteza está associada à possibilidade de ocorrerem chuvas abundantes, tornando a geração termoelétrica flexível dispensável. O custo desta ociosidade torna-se evidente na medida em que a oferta brasileira de gás natural apresenta reduzida flexibilidade. Há ausência de capacidade de estocagem, 75% da produção é associada à exploração do petróleo, há uma cláusula de *take-or-pay* em parte da importação de gás boliviano e a produção *onshore* de gás não associado ao petróleo na Amazônia fica distante dos grandes centros de consumo. A solução encontrada para garantir o abastecimento das térmicas flexíveis, a instalação de plantas de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) importado, recai no mesmo problema: elas evitam investimentos na produção de gás, mas ainda assim são instalações caras, que podem vir a operar com níveis de ociosidade intoleravelmente elevados.

Situação semelhante ocorre com a cadeia de abastecimento de óleo combustível, que constitui a nova tendência para a expansão da geração flexível: é preciso manter a logística de transporte e de estocagem pronta para um uso intenso e prolongado que só se materializará se houver uma seca forte, fenômeno com baixa probabilidade de ocorrer. Os gráficos a seguir ilustram as incertezas e o alto grau de aleatoriedade quanto ao despacho de usinas térmicas. Os dados foram compilados a partir dos cenários de CMO – Custo Marginal de Operação – do Submercado SE-CO utilizados para cálculo da Garantia Física das usinas inscritas no Leilão de Energia Nova A-3 de 2008. Os gráficos 4 e 5 ilustram a expectativa de funcionamento para duas térmicas com custo baixo ou intermediário e, portanto, com geração eficiente.

O Gráfico 4 apresenta um histograma da simulação do despacho da térmica de CVU – Custo Variável Unitário a R\$ 90/MWh. O funcionamento da UTE foi simulado em duas mil séries de CMO com cinco anos cada. O histograma exhibe a frequência em que, nestes dez mil anos, a usina seria despachada entre zero meses (ociosidade total) e 12 meses (despacho na base durante todo o ano).

Verifica-se, claramente, através do Gráfico que *o despacho médio não é um cenário típico*. Na média, uma térmica flexível com CVU de R\$ 90/MWh será despachada por 5,8 meses ao ano, mas a probabilidade de em um ano qualquer haver despacho durante 5 e 7 meses, valores próximos à média, é menos que 10%. Este comportamento contraria a intuição usual que associa as medidas de tendência central (média ou mediana) a valores típicos. Neste caso, a média é um valor atípico e os cenários mais típicos são os que a usina térmica irá despachar na base durante todo o ano (probabilidade de 25,5%) ou fique totalmente ociosa (probabilidade de 25,0%). Os demais cenários, despacho entre 1 e 11 meses no ano, têm, *somados*, uma probabilidade de ocorrência inferior à de acertar o resultado de um lançamento de moeda.

O Gráfico 5 exhibe o histograma de despacho anual para a térmica flexível com CVU de R\$ 140/MWh. Novamente, o que se constata é que a média (despacho por 3,7 meses) é um cenário bastante improvável. O mais típico é a ociosidade total (45,3% dos cenários) ou o despacho na base durante todos os doze meses do ano (12,3% dos cenários).

O impacto nocivo da incerteza quanto ao nível de despacho das usinas térmicas flexíveis na cadeia de suprimento de combustíveis é um fenômeno que não tem sido devidamente avaliado em toda a sua extensão. É surpreendente e preocupante que as empresas do ramo de combustíveis

tenham se comprometido com contratos para abastecer um parque de térmicas flexíveis de grande porte, como o que foi contratado nos leilões A-3 e A-5 de 2007 e 2008, tendo como base um padrão de consumo tão errático. Possíveis razões para este comportamento podem estar associados a dois fatores:

1. não se percebeu o grau de imprevisibilidade do despacho das novas termoeletricas, possivelmente devido à intuição comum de que o consumo médio esperado, algo facilmente calculável a partir de cenários de preço do *Newave*, corresponde a um consumo típico; ou

2. não se teve a percepção e avaliação de que as usinas térmicas viriam rapidamente a representar uma parcela importante do potencial de consumo de alguns combustíveis.

Como resultante, o impacto no custo e na logística do suprimento de combustíveis pode não ter sido devidamente avaliado na sua relevância. Mas na medida em que cresceu o parque térmico, aumenta a dimensão do problema, tendendo a tornar-se um risco financeiro elevado e não dimensionado para o SEB.

O setor de gás natural associado à geração térmica ilustra as preocupações examinadas. Com a construção de inúmeras usinas térmicas a gás nos últimos dez anos, aproximadamente 40% do consumo potencial de gás natural no Brasil até início de 2009 seria para geração de eletricidade. Mas trata-se de um potencial de consumo altamente volátil. Este consumo tanto pode não se materializar como pode requerer um grande esforço para atender a um despacho na base por vários meses. Na prática, o setor de gás não pode contar com a receita de eventuais vendas de gás para geração de energia elétrica para amortizar os vultosos investimentos realizados. Estas incertezas quanto ao consumo de gás natural pelo SEB tendem a dificultar o planejamento energético e consequentemente a inclusão do gás na matriz de geração de eletricidade, em especial com as possibilidades de aumento da produção nacional do gás natural que se colocam no cenário energético brasileiro.

Fenômeno análogo pode vir a ocorrer na cadeia de suprimento do óleo combustível: o consumo potencial das novas térmicas contratadas em 2007 e 2008 é de tal magnitude que exigirá investimentos elevados em logística e estoques apenas para atender a estes novos consumidores. No

entanto, estes investimentos terão que ocorrer sem que existam garantias concretas sobre o volume e periodicidade do consumo deste insumo energético. Na medida em que os fornecedores de combustíveis precifiquem corretamente a necessidade de garantia de suprimento sem a contrapartida de garantia ou previsibilidade de consumo, a contratação de térmicas flexíveis tende a ser muito cara, onerando assim o consumidor de energia elétrica. Por outro lado, as usinas térmicas a óleo podem representar um risco para o sistema elétrico, já que as dificuldades dos fornecedores em rentabilizar seus investimentos podem levar a problemas de abastecimento justo no momento em que estas usinas forem chamadas e obrigadas a despachar pelo ONS.

As experiências recentes em relação ao gás natural durante a Crise da Bolívia e no verão 2007-2008 demonstram o risco que uma eventual falha no suprimento de combustíveis para termoeletricas em proporções maiores pode vir a representar para o sistema elétrico.

3.2 - O Risco Financeiro de um Despacho Prolongado

A segunda desvantagem do crescimento do parque térmico flexível é o aumento da volatilidade dos custos do sistema. Em anos com hidrologia adversa, mesmo as térmicas mais caras podem ser despachadas durante meses e o custo associado a esta geração terá impactos financeiros significativos. Nos momentos em que ocorrer um acionamento do conjunto das térmicas já contratadas, o custo global do sistema terá um aumento significativo, gerando um risco financeiro para os agentes econômicos que tenham que arcar com estes custos adicionais.

A contratação de grande quantidade de usinas térmicas flexíveis, principalmente em 2007 e 2008, não parece ser a melhor forma de diversificar a matriz do ponto de vista econômico. Numa perspectiva de planejamento energético integrado, que contemple tanto a cadeia de valor do setor elétrico como a do setor de combustíveis, a contratação de usinas térmicas de combustível fóssil é uma alocação de capital altamente ineficiente. E o impacto nos custos e a incerteza para o setor elétrico são significativos, sendo por si só suficiente para desaconselhar que a diversificação da matriz repouse em térmicas flexíveis, sobretudo nas que têm altos custos de geração e que, portanto, geram despesas extraordinárias elevadas quando despachadas por longos períodos.

4 - A Seleção de Fontes para Geração Complementar

O fim da construção de hidroelétricas com grandes reservatórios coloca uma necessidade real e objetiva na diversificação da matriz elétrica brasileira. Contudo, conforme analisado anteriormente, a diversificação através da contratação de grande capacidade instalada de térmicas flexíveis com geração cara não é a alternativa mais eficiente do ponto de vista econômico e ambiental. Desta forma, torna-se essencial definir critérios para selecionar outras fontes e/ou outras formas de contratação para a expansão da geração de energia dentro de parâmetros de maior eficiência econômica, elétrica e ambiental.

Neste sentido, será adotada nesta parte do estudo uma visão de longo prazo para a expansão da matriz numa perspectiva de caráter eminentemente qualitativo. Parte-se do importante trabalho que a EPE e o MME vêm realizando, materializado no Plano Nacional de Energia 2030 e no Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017. Os supostos básicos destes planos são usados e incorporados na presente análise, em especial o de que a carga crescerá bastante em um horizonte de dez a vinte anos e que a matriz de geração continuará predominantemente hídrica. Assume-se que o potencial hídrico voltará a ser explorado e que ao menos uma parte importante dos aproveitamentos remanescentes será construída. Com isto haverá aumento na oferta de energia de usinas hidrelétricas, do tipo fio d'água em bacias não regularizadas, que conformará uma geração hídrica sazonal.

A diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios e a concentração da nova geração hídrica na estação chuvosa da Região Norte terão importantes consequências para a expansão da geração. A idéia central do presente estudo é que a geração de fonte hídrica não será suficiente para abastecer o crescimento da carga *de forma eficaz*.

Assim, mesmo que por hipótese, os entraves existentes à construção de hidrelétricas fossem rapidamente removidos e que aumentasse a quantidade de projetos hídricos com licenciamento para serem leiloados, provavelmente não seria *desejável* expandir a geração *apenas* com hidrelétricas devido ao caráter sazonal da geração das novas usinas. A contratação de empreendimentos de fontes não-hídricas será necessária, não somente para abastecer o mercado, mas para *manter e aumentar a eficiência do próprio sistema hídrico*.

Portanto, a questão que se coloca refere-se diretamente à definição do tipo de geração complementar que convém contratar para viabilizar uma expansão otimizada do sistema. Isto não se restringe a definir as fontes, mas

também passa por sugerir eventuais alterações na forma de contratação de energia, de modo a facilitar a introdução na matriz de unidades geradoras com as características técnicas desejáveis. O instrumento dos leilões de energia para o mercado regulado, que é uma das mais bem sucedidas inovações introduzidas no novo modelo do setor elétrico em 2004, pode e deve ser utilizado como parte de uma estratégia de construção de uma matriz de geração com nível máximo de eficiência no longo prazo.

O cenário-base adotado para a avaliação das alternativas disponíveis para a expansão da geração, conforme assinalado anteriormente e que teve como fundamento os Planos 2017 e 2030 da EPE, é que não existirão restrições intransponíveis para a construção de novas hidrelétricas. Assim, em um prazo de dez a vinte anos, em anos com hidrologia normal, o sistema conseguirá atender com alguma folga toda a carga durante o período úmido apenas com geração hídrica e com a energia contratada para geração inflexível, entendida e usada como uma energia de *back up*. No entanto, e este é um pressuposto importante, surgirá um *gap* crescente entre a carga e a capacidade efetiva de geração hídrica no período seco. Isto ocorrerá por duas razões:

1. as novas usinas hídricas a fio d'água não têm a opção de poupar água localmente; e
2. há limitações hidráulicas para armazenar em reservatórios remotos grandes blocos de energia excedente para uso durante o período seco, e estas limitações se mostrarão mais agudas conforme crescerem a carga e a geração sazonal a partir de usinas a fio d'água.

Neste cenário previsível surge uma necessidade crescente de geração complementar substancial em todas as estações secas.

Também será analisado um cenário alternativo, a ser tratado no item 5.5, em que há crescimento do parque hídrico, sobretudo com usinas no Norte a fio d'água, mas a velocidade do avanço é bem inferior ao crescimento da carga. Com isto, acabará se tornando frequente a necessidade de geração complementar mesmo na estação úmida.

5 - Alternativas para Regularizar a Oferta de Energia

Foi examinado na seção 3 que as térmicas flexíveis não constituem a alternativa mais eficiente para a expansão da capacidade de geração, pelas

ineficiências em termos de alocação de capital e pelos riscos financeiros que representam para o sistema. No entanto, há outro aspecto que desaconselha fortemente a contratação de muita capacidade instalada de térmicas flexíveis, sobretudo as de geração cara. Trata-se de uma *questão conceitual*, que é importante analisar antes de um avanço no exame das demais alternativas para a expansão da geração.

No modelo brasileiro, as térmicas flexíveis são concebidas, contratadas e despachadas como uma *reserva de energia* e não como *fonte regular de energia*. No entanto, conforme assinalado anteriormente, no longo prazo será impossível atender a uma carga crescente sem dispor, em última instância, de fontes de energia primária não hídricas. E por isto, o aspecto atual mais importante da flexibilidade das térmicas, a perspectiva de garantir o atendimento de carga gerando apenas esporadicamente, pode acabar se mostrando falso.

O sistema elétrico brasileiro está em rápida expansão. Neste processo está em curso uma tendência de diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios. Neste sentido, não é adequado lastrear o aumento da carga em térmicas flexíveis concebidas como reserva de energia, se estas usinas não puderem no futuro ser utilizadas para atender diretamente à carga de forma econômica. Para examinar esta questão importante será apresentado, a seguir, um exemplo simples.

Seja um sistema baseado apenas em térmicas flexíveis e hidrelétricas, onde a fonte de energia primária é basicamente a hídrica e que não seja possível construir novas hidrelétricas. Para atender ao crescimento da carga crescente será preciso não apenas contratar novas térmicas flexíveis como despachar as preexistentes com frequência cada vez maior, o que equivale a transformar progressivamente o parque térmico, que no primeiro momento era uma reserva de energia, em fonte de energia. Na prática, terá de ocorrer uma mudança na filosofia de utilização das térmicas, que deixarão de se restringir à função original.

Esta inevitável transformação pode trazer um problema: térmicas que são muito econômicas quando podem lastrear carga apenas com despacho ocasional se mostram proibitivamente caras quando passam a operar como fonte regular de energia. Portanto, a transição do parque térmico de um papel de reserva de energia para o papel de fonte de energia só será feita de forma econômica se já existirem ou se forem contratadas *térmicas que sejam eficientes para geração na base*.

A fase atual da evolução do SEB tem algumas semelhanças com a situação descrita no exemplo acima. É verdade que o Brasil ainda tem um grande potencial hídrico a ser explorado. Mas a geração das usinas da Região Norte é sazonal e concentrada no período úmido. Dispõe-se, portanto, de um potencial hídrico que não se presta para atender sozinho ao aumento contínuo da carga. Para atender a uma carga crescente apenas com hídricas sazonais e térmicas flexíveis será preciso que estas últimas progressivamente passem a ter uma geração sazonal complementar à oferta hídrica. Ou seja, será preciso que elas deixem de operar como reserva de energia e passem a gerar em todos os períodos secos. Corre-se no Brasil o mesmo risco apontado no exemplo anterior: o sistema tem hoje muitas térmicas que se prestam bem à função de reserva de energia, mas que se mostrarão caríssimas se passarem a ser utilizadas com regularidade.

Box 2 - A Transição da Matriz Brasileira

Nos últimos anos, devido à inexistência de projetos de usinas hidroelétricas com licenciamento pronto para serem leiloadas, a expansão de capacidade se deu em grande medida através de térmicas flexíveis, sem vocação para geração na base. Com o crescimento da carga, a tendência natural é no sentido de empurrar estas geradoras térmicas em direção à base do sistema, fazendo com que elas gerem com uma frequência cada vez maior e superior às estimativas originais. A mudança no cálculo da Garantia Física aprovada em 2008 é uma forma, mas talvez não a mais apropriada, de lidar com este problema de custos crescentes. Anteriormente, a carga crítica do sistema, definida como a maior carga a que o sistema pode atender – e que se constitui uma informação essencial para o planejamento da geração – era calculada em uma simulação onde a variável de controle era o risco de déficit. A simulação respondia à seguinte pergunta: qual é a maior carga a que o sistema pode atender mantendo o risco de déficit no máximo em 5%? Com a introdução de mais e mais térmicas flexíveis, o cálculo da carga crítica (ou garantia física do sistema) passou a trazer implícito um Custo Marginal de Operação – CMO – médio crescente, refletindo a tendência das térmicas flexíveis caras se transformarem progressivamente em geradoras de base.

A forma encontrada de evitar um forte e imprevisível impacto nos custos foi introduzir uma segunda restrição no cálculo da carga crítica. Agora ela é calculada para o risco de déficit máximo, com a restrição adicional de que o CMO não pode ultrapassar o CME – Custo Marginal de Expansão. Este procedimento diminuiu a carga crítica, pois na prática a restrição do CMO acaba sendo mais importante que a restrição de segurança do abastecimento (risco de déficit de 5%) e impede que as térmicas caras se incorporem rapidamente à base. Entretanto, esta não parece ser uma boa solução, pois implica em manter níveis de capacidade ociosa (e de ineficiência) crescentes: é preciso incorporar mais capacidade instalada para atender à mesma carga, embora com risco de déficit menor. Um reflexo desta tendência ocorreu nos leilões de 2008, quando diversos empreendimentos térmicos tiveram a garantia física calculada em apenas metade da potência instalada. Se não houver uma reversão na tendência à contratação maciça de térmicas flexíveis, a capacidade ociosa projetada só fará aumentar para manter os custos médios baixos. Se a expansão do sistema ocorrer sem a introdução de fontes regulares de energia ou de térmicas flexíveis de baixo custo de geração, o atendimento de uma carga adicional só poderá ser feito com CMO médio crescente e isto mesmo com risco de déficit zero.

No entanto, a questão fundamental é que as opções disponíveis para a expansão do sistema brasileiro não se resumem à contratação de térmicas flexíveis, concebidas originalmente como reserva de energia, ou seja, como *back up*. As opções são abundantes e devem ser avaliadas em função da vocação e possibilidade de atuação como fonte complementar à geração hídrica.

A geração complementar ao parque hidrelétrico pode ser feita de várias maneiras: pela contratação explícita de usinas térmicas para geração sazonalmente complementar, pela introdução de fontes de energia natural com disponibilidade de energia complementar ao regime de chuvas, ou por térmicas de geração eficiente. Estas alternativas disponíveis serão analisadas na sequência.

5.1 - A Importância da Geração com Sazonalidade Complementar

O avanço da fronteira hidrelétrica em direção à Amazônia através da construção de grandes usinas a fio d'água torna o sistema hídrico brasileiro

mais previsível, em função de dois aspectos distintos. O primeiro, tratado anteriormente, é que a geração hídrica se tornará cada vez mais sazonal. Haverá muita energia turbinável durante a estação úmida, mas não haverá como estocar esta energia para abastecer à carga crescente durante a estação seca.

O segundo aspecto é que haverá uma maior previsibilidade quanto à geração hídrica no período úmido. Nesta época, a disponibilidade de energia produzida pelas hídricas do Norte tenderá a ser bastante estável. As usinas a fio d'água não têm a opção de guardar água: toda afluência não turbinada tem que ser vertida. Por outro lado, são usinas desenhadas para verter muita água durante a cheia, mesmo em anos de poucas chuvas. Desta forma, a tendência é que os projetos hidrelétricos no Norte não maximizem a geração nos picos de afluências, mas operem a plena capacidade durante vários meses¹¹. Este tipo de desenho, onde a energia afluyente turbinável é quase constante durante a cheia e grandes vertimentos se repetem todos os anos, será adotado por razões econômicas, já que na Amazônia os aproveitamentos principais têm baixa queda, altos volumes de água na estação úmida e precisam de sistemas de transmissão caros. Estes fatores tornam oneroso acrescentar turbinas e reforçar a transmissão para permitir a geração nos picos de afluência. Como contrapartida, há uma ociosidade total do investimento durante grande parte do ano e uma maior incerteza quanto ao volume gerado na época da cheia.

O país caminha em direção a um sistema hidrotérmico, onde a nova geração hídrica será mais sazonal, com menor incerteza na estação das águas e menor capacidade de regularização com a redução relativa dos reservatórios. A contratação de geração sazonalmente complementar, como a bioeletricidade e eólica, surge como uma alternativa interessante, importante e necessária.

Com a geração sazonalmente complementar será possível expandir o sistema sem continuar a comprometer a capacidade de regularização dos

¹¹ O exemplo da UHE Jirau é emblemático. A vazão prevista de suas 44 quatro turbinas é de 23.848 m³/s, inferior à vazão média do rio Madeira entre fevereiro e abril e muito próxima da vazão média de janeiro (23.343 m³/s). Mesmo nos piores cenários hidrológicos já registrados desde 1931, a vazão média do rio Madeira entre março e abril garante o funcionamento a plena capacidade. E no pior de todos cenários, a vazão em fevereiro é compatível com a geração a 90% da capacidade. Na prática, dado estes valores históricos de afluência, as usinas do Madeira devem verter durante quatro meses em praticamente todos os anos. As incertezas maiores serão quanto ao momento exato que a cheia começa e termina e quanto às afluências durante a estação seca.

reservatórios. Durante a estação chuvosa a carga será atendida pela geração hídrica crescente e na estação seca os reservatórios precisariam regularizar apenas uma parte da carga, aquela não atendida pela geração sazonalmente complementar.

Neste sentido, a geração sazonalmente complementar irá alterar o funcionamento do sistema de uma forma duplamente vantajosa. A primeira delas é o benefício mais evidente, o de evitar o deplecionamento acelerado dos reservatórios durante a estação seca.

A segunda vantagem é tornar as térmicas flexíveis mais eficientes em sua função de poupar água dos reservatórios em situações adversas. Isto porque a introdução de geração sazonalmente complementar permite o atendimento de uma carga maior com variações mais suaves na energia armazenada (EAR) ao longo de todo o ano. O aumento da carga atendida pela geração hídrica na época das águas faz com que os reservatórios se encham mais lentamente. E a geração sazonalmente complementar faz com que eles demorem mais a esvaziar. Com isto, na eventualidade de uma baixa indesejada no nível de armazenamento, derivado de fracas afluências, a geração térmica despachada terá mais tempo para surtir efeito, diminuindo a necessidade de acionamento das geradoras mais caras.

5.2 - O Papel da Bioeletricidade na Complementaridade

A geração de eletricidade a partir da biomassa de cana de açúcar, denominada por bioeletricidade, tem as características adequadas para funcionar como geração sazonalmente complementar. Trata-se de geração inflexível, que produz apenas durante os meses de processamento da safra – basicamente entre abril e novembro – nas principais regiões produtoras, com destaque para São Paulo, onde se localiza o principal centro de carga do Brasil. O Proinfa, os Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas, e, sobretudo o de Energia de Reserva contrataram bioeletricidade, na maior parte pertencente a novas usinas sucroenergéticas, que são projetadas com unidades de co-geração integradas (*greenfields*). No entanto, ainda há um grande potencial de geração de bioeletricidade nas usinas de cana mais antigas, chamadas *retrofits*, que ainda não foram devidamente exploradas, representando uma reserva de energia elétrica à disposição do SEB. Estas usinas foram construídas em épocas passadas onde não havia incentivos para comercializar o potencial energético do bagaço da cana. Estas usinas podem

agora instalar unidades de co-geração eficientes e viabilizar a venda dos excedentes de energia. É uma oferta substancial que pode se materializar em poucos anos, dependendo de várias condicionantes, sendo os mais relevantes o preço teto praticado nos leilões e ações que possam reduzir os custos da modernização e produção da energia elétrica.

A UNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar – e a Cogen - Associação Paulista de Cogeração de Energia – calcularam o potencial de mercado da bioeletricidade, já descontadas limitações de ordem técnico-econômica e ambiental a que estão sujeitos alguns empreendimentos sucroalcooleiros. Os dados constam na Tabela 5. Na safra 2010/11 a bioeletricidade já tem garantidos contratos para exportar para a rede elétrica 3.358 MW_{méd}, com uma capacidade instalada prevista de 6.715 MW. Até 2021 o potencial estimado de venda de energia elétrica é de 13.158 MW_{méd} para uma capacidade instalada de 26.315 MW.

Tabela 5 - Estimativa do Potencial de Mercado da Bioeletricidade para exportação para a rede. 2008-2021 (em MW e MW_{méd})

Safra	MW	MW méd
2008/09	3.600	1.800
2009/10	4.173	2.087
2010/11	6.715	3.358
2011/12	8.315	4.158
2012/13	10.315	5.158
2013/14	12.315	6.158
2014/15	14.315	7.158
2015/16	16.315	8.158
2016/17	18.315	9.158
2017/18	20.315	10.158
2018/19	22.315	11.158
2019/20	24.315	12.158
2020/21	26.315	13.158

Fonte: UNICA, Cogen (2009) e MME (2007)

Porém, o dado mais interessante para a análise desta questão não é só a produção em termos de MW_{méd} anuais, que é a referência da Tabela 5, mas a produção de energia elétrica durante o período da seca, ou seja, das baixas

afluências. Nesta direção merece destaque o fato de que a maior reserva potencial de bioeletricidade sucroenergética encontra-se na Região Centro Sul, já que mais de 87% da moagem de cana do país está localizado nesta região. O padrão sazonal da disponibilidade do bagaço de cana na principal área produtora se mostra bastante favorável quando comparado às afluências médias do país. Isto pode ser visualizado no Gráfico 6, que compara a média de longo prazo da ENA total do Brasil, mês a mês, com a moagem de cana na Região Centro Sul. As duas séries de dados foram colocadas na mesma escala. O gráfico evidencia a complementaridade das duas fontes de energia, já que a moagem de cana se concentra nos meses de baixas afluências.

A reserva potencial de bioeletricidade também fica evidenciada através da geração esperada dos novos aproveitamentos hidrelétricos da Região Norte. Quando Belo Monte estiver completa, do alto de seus mais de 11.000 MW de capacidade instalada, terá uma geração esperada de apenas 3.014 MW_{méd} no período seco (podendo cair a 1.250 MW_{méd} nas piores hidrologias). E a geração média de Belo Monte deverá se situar em 750 MW_{méd} em setembro-outubro (232 MW_{méd} nas piores hidrologias). A bioeletricidade a partir da cana poderá gerar, nos mesmos meses, volumes bastante maiores de energia em poucos anos.

5.3 - A Sazonalidade Complementar da Energia Eólica

A expansão da geração complementar de eletricidade também pode se dar pelo uso mais intensivo de outras fontes de energia natural. Dentre as chamadas novas renováveis, a energia eólica é juntamente com a bioeletricidade canavieira, aquela com melhores perspectivas de ser incorporada à matriz no médio prazo.

O potencial eólico do país é muito grande e a introdução em larga escala de geração eólica pode se mostrar uma alternativa atraente e eficiente com a tendência de redução dos custos de construção de parques eólicos devido a ganhos de escala e de aprendizado¹².

Como a maior inserção da energia eólica depende quase exclusivamente dos custos de produção dos equipamentos, uma alternativa para a redução

¹² O potencial estimado da geração eólica no Brasil é de 143GW. Entretanto, este potencial é baseado em medições a 50 metros de altura e atualmente já se utiliza torres de 100 metros. Estudos preliminares indicam um potencial superior a 300 a 100 metros de altura.

dos custos, seguindo exemplo adotado em Portugal, é estabelecer um cronograma para a contratação anual (ou bianual) de uma quantidade mínima de energia. Isto viabilizaria a atração de produtores de equipamentos, criando economias de escala e gerando ganhos de produtividade que seriam apropriados pela modicidade tarifária através de leilões de energia. Nesta alternativa, o BNDES tem papel estratégico via linha de financiamento de longo prazo para formação de um arranjo produtivo destinado à implantação da indústria de base ligada à produção dos parques eólicos.

Há duas vantagens na expansão da geração eólica no Brasil. A primeira está na simples diversificação das fontes de energia natural. Como não há correlação entre as afluências em um dado ano e a intensidade do vento, se uma parte da geração for baseada no vento o impacto energético de um ano hidrologia ruim será menos pronunciado. É o efeito clássico da diversificação.

A segunda vantagem está na complementaridade do regime de ventos em relação ao regime de chuvas, justamente nas áreas onde há maior potencial para geração eólica. Na região Nordeste e no norte de Minas Gerais os melhores ventos ocorrem entre junho e novembro, isto é, na época de baixas afluências.

5.4 - Geração Sazonalmente Complementar a Partir de Outras Fontes Térmicas

Usinas a gás natural a ciclo combinado e usinas térmicas a carvão têm condições de firmarem contratos com cláusulas de geração inflexível no período seco. Esta modalidade de contratação pode contribuir para fazer proliferar geradoras térmicas com custo variável mais reduzido que as contratadas nos últimos leilões, que utilizam basicamente óleo combustível e GNL, combustíveis caros e que, por esta razão, não se prestam para no futuro gerarem na base do sistema em todos os períodos secos.

Do ponto de vista dos geradores termoeletrônicos, a alternativa de disputar contratos com cláusula de geração sazonalmente inflexível pode ser interessante. É um modo de resolver o quebra-cabeça logístico que provoca incertezas no suprimento de combustíveis para as térmicas flexíveis. De posse de um contrato com geração garantida por vários meses do ano, envolvendo, portanto, compras previsíveis e substanciais de combustíveis, os geradores terão maior facilidade de obter contratos de fornecimento em condições comerciais vantajosas. Um ponto positivo evidente é que os fornecedores de

combustíveis poderão realizar os investimentos para garantir o suprimento, remunerando-os a partir de uma base sólida de faturamento.

Se for confirmada, como tudo indica que seja, a existência de grandes reservas de gás no pré-sal, seu uso para a geração de energia sazonalmente complementar pode se mostrar estratégico para o país. Uma demanda sazonal garantida por gás para geração de eletricidade oferecerá recebíveis capazes de ajudar no financiamento dos investimentos necessários ao desenvolvimento dos novos campos. Durante o período chuvoso, quando haverá pouca necessidade de geração térmica, uma possível alternativa será exportar o excedente na forma de GNL. Isto pode se mostrar uma alternativa de negócio viável, já que a estação úmida no Brasil coincide com o inverno no hemisfério norte, quando a demanda e os preços do GNL costumam ser maiores. Esta previsibilidade pode se constituir na base para a inserção do gás natural na matriz elétrica brasileira.

5.5 - Geradoras Térmicas com Custo Variável Baixo

A regularização do suprimento de energia também pode ser feita com usinas térmicas de geração eficiente, contratadas para geração flexível. A contratação de térmicas de geração flexível com CVU baixos é a forma mais suave de fazer a transição para um sistema hidrotérmico com geração hídrica sazonal e baixa capacidade de regularização de aflúências. Com este tipo de usinas a transição pode ser feita pelo progressivo aumento na frequência de despacho das térmicas eficientes, sem que isto acarrete em um impacto nos custos.

A contratação de geração térmica de custo variável baixo como reserva de energia é muito atraente para o setor elétrico. E isto se deve basicamente a quatro razões.

Em primeiro lugar, é eficiente poder arcar com o custo variável da geração apenas nos momentos em que ela realmente se faz necessária. Até porque é um fato que o setor consegue hoje suprir a carga usando apenas os recursos hídricos e as poucas usinas inflexíveis, quando as aflúências se mostram favoráveis.

Em segundo lugar, com térmicas eficientes a transição para um sistema com geração térmica na base (ainda que apenas sazonalmente) pode ser feita na medida em que isto se mostre efetivamente necessário. Por exemplo, uma queda abrupta do custo da energia eólica pode tornar as alternativas térmicas

de complementação sazonal desnecessárias. E uma evolução da carga em ritmo mais lento que o esperado pode retardar a necessidade real de complementação. Neste caso a contratação de térmicas eficientes em regime de reserva de energia acabará se mostrando mais vantajoso do que contratar geração térmica sazonalmente inflexível, uma vez que nesta última alternativa assume-se de antemão o compromisso com alto consumo de combustível por um largo período.

Em terceiro lugar, dada a vocação do Brasil para a geração hídrica, não se vê como seria possível prescindir totalmente de ter no sistema capacidade de geração disponível para ser acionada somente quando necessário. Face à alta volatilidade das energias naturais (incluindo aí as novas renováveis como a eólica) é imperioso dispor de reserva de energia. Na medida em que os reservatórios das hidrelétricas, que foram desenhados justamente com a função de regularizar a disponibilidade de energia, desempenham esta função com uma eficiência decrescente, alternativa de geração de fonte térmica a custos baixos deve ser considerada. E se for preciso contratar térmicas flexíveis, que elas sejam, do ponto de vista econômico, tão eficientes quanto possível. Até por que, em situações energéticas adversas, pode ser preciso fazer uso delas intensamente, inclusive em plena estação úmida, e o impacto deste custo extraordinário será tão menor quanto mais barato for o custo variável de geração.

Por último, a contratação de térmicas flexíveis eficientes pode se mostrar uma ótima alternativa para o caso em que o cenário-base utilizado não se verifique.

No cenário-base, a expansão da capacidade de geração hídrica não sofre maiores restrições. As novas hídricas são a fio d'água e sempre geram energia abundante durante a cheia dos rios e há pouca necessidade de complementação térmica durante a época das águas.

Já no cenário alternativo, o aumento da capacidade instalada do parque hídrico ocorre de forma lenta, quer por restrições legais, ambientais ou por simples aumento da carga a um ritmo mais acelerado que o previsto. Neste caso há frequente necessidade de geração complementar mesmo durante o período úmido. Térmicas flexíveis eficientes são um excelente seguro para o caso deste cenário se materializar.

Assim, do ponto de vista do setor elétrico, a contratação de térmicas flexíveis de custo variável baixo é muito interessante e, por isto, deve estar entre as prioridades do planejamento da expansão. A questão é *como* conseguir isto.

Na prática, a oferta de projetos de geradoras eficientes nos leilões tem sido escassa e os preços cobrados pelos combustíveis têm sido elevados. Uma possível alternativa para reverter esta situação pode estar na adoção de *modalidades de contratação de geradores térmicos que contemplem as características da cadeia de valor do suprimento de combustíveis*. Esta alternativa será analisada na próxima seção.

6 - A Necessidade de uma Visão Integrada do Setor de Energia

Existe a possibilidade de se fazer um esforço adicional, por parte do planejamento do setor elétrico, para entender as necessidades e interesses dos fornecedores de combustíveis para geração térmica. Compreender o funcionamento do negócio de combustíveis é essencial, não apenas para planejar sua participação na matriz de geração, em particular com as perspectivas abertas pelo Pré-sal, mas também para encontrar meios para obter dos fornecedores bons contratos de suprimento. Este último ponto é crucial, pois o suprimento de combustível é um dos principais itens de custo da geração térmica, a ponto de não ser possível conceber uma geração térmica a baixo custo sem bons contratos de fornecimento do insumo.

Isto equivale a dizer que a viabilização de um parque térmico de qualidade, capaz de atender às necessidades e características do SEB, requer a adoção de uma ótica de *planejamento energético integrado*. Trata-se de estudar o planejamento da expansão do setor elétrico levando em conta a cadeia de valor da produção dos insumos energéticos utilizados.

A indústria de produção de combustíveis apresenta as mesmas características da indústria de energia elétrica: é altamente capital intensiva, implicando em grandes investimentos, com longo prazo de maturação. Por estas características, trata-se de uma atividade onde os investimentos devem estar pautados por uma expectativa firme de mercado. Felizmente, nesta indústria não é, de modo geral, difícil prever a demanda futura por produtos. Isto porque o consumo de insumos energéticos evolui sem grandes sobressaltos. O consumo de petróleo e derivados, por exemplo, é pouco volátil e fortemente correlacionado à evolução da atividade econômica.

Dispondo de expectativas bem ancoradas sobre a demanda futura, as empresas do setor petrolífero frequentemente consideram adequado investir sem exigir dos usuários finais contratos que garantam o nível de consumo. Cláusulas de *take-or-pay*, onde o comprador se compromete a pagar por

um volume mínimo do produto, ainda em circunstâncias em que ele não tenha como usá-lo, não chegam a ser raros nas relações intra-setoriais, isto é, entre produtores e refinadores ou entre refinadores e distribuidores. Mas não é comum fazer esta exigência de consumidores. Implica em dizer que a indústria de petróleo está acostumada a assumir riscos com relação ao nível de consumo de usuários finais. O PIB pode, por exemplo, crescer menos que o previsto e as expectativas de aumento de consumo podem se frustrar. Mas trata-se de um risco pequeno, pela baixa volatilidade do consumo frente ao PIB.

O problema para o suprimento ao setor elétrico é que o consumo de combustíveis para geração térmica flexível, contratada no conceito de reserva de energia, *não segue o padrão normal da indústria de combustível*. O consumo de combustível associado aos contratos firmados com térmicas flexíveis não é previsível. Como verificado nos Gráficos 4 e 5, o nível de despacho anual de térmicas eficientes (com custo variável baixo) é absolutamente errático, havendo alternância entre anos de alta ociosidade e outros de uso contínuo. Se o suprimento das termoeletricas representasse uma pequena parcela do consumo total de energéticos, não haveria problema algum neste padrão consumo, pois ele não impactaria a demanda global de combustíveis. Mas não é este o caso. A necessidade crescente de complementação térmica para o parque gerador brasileiro faz com que o consumo potencial de térmicas movidas a qualquer combustível seja uma parcela relevante do consumo total. Por esta razão, o atendimento da geração termoeletrica exige investimentos na cadeia de produção e suprimento de combustíveis, que, por sua vez, só podem ser viabilizados com expectativas firmes de consumo – em quantidade e prazos – e de faturamento. Atualmente, o modelo de contratação por disponibilidade com as usinas térmicas flexíveis que o setor elétrico oferece para a indústria de combustível não oferece definição da quantidade a ser consumida e nem em que prazo.

E não se pode alegar que a expectativa de despacho (e, portanto, de consumo de combustíveis) de uma termoeletrica de custo variável baixo seja errática no curto prazo, mas previsível em prazos mais longos. A otimização do despacho térmico pelos modelos computacionais é de tal ordem que resulta em um padrão de consumo imprevisível tanto em prazos curtos como em prazos mais longos. O Gráfico 7 apresenta histograma do despacho médio anual de uma térmica com CVU de R\$ 90/MWh em séries de cinco anos. As informações contidas neste gráfico confirmam esta afirmação. Ele foi traçado

com base em duas mil séries de cinco anos, simulando o despacho em diversos cenários hidrológicos.

O despacho médio – de 5,8 meses ao ano em séries de cinco anos – não chega a ser um valor atípico, como acontecia no histograma traçado para o despacho em anos isolados desta mesma térmica (ver Gráfico 4). Mas a média está longe de ser um valor provável. A probabilidade de o despacho médio ficar entre 5 e 7 meses ao ano em séries de cinco anos, isto é, próximo à média, é de meros 32%. E a probabilidade de o despacho médio ficar entre 4 e 8 meses ao ano em uma sequência de cinco anos – um intervalo bastante aberto – é de apenas 51%, isto é, novamente próxima à chance de acertar o resultado do lançamento de uma moeda.

Adotando-se uma visão integrada do setor de energia, torna-se mais fácil entender que a cadeia de valor do setor de combustíveis é incompatível com o padrão de consumo das térmicas com por cento flexíveis. Percebe-se claramente que a relação entre o setor elétrico e o de combustíveis tem que ser *otimizada em conjunto*. Compreende-se também a dificuldade que os leilões de térmicas têm em atrair projetos realmente bons para o setor elétrico. Isto porque a construção de um parque termoeletrico eficiente requer que a elevada incerteza associada ao despacho térmico não seja repassada integralmente à cadeia de suprimento de combustíveis.

O problema não está na qualidade do contrato que se oferece para o gerador térmico. Os contratos por disponibilidade são excelentes para o gerador, pois o sistema assume em seu lugar as principais incertezas do negócio quanto ao:

1. Nível de despacho;
2. Preço do combustível; e,
3. Resultado da liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo.

Aliás, é a qualidade do contrato do ponto de vista do gerador que explica o grande interesse e presença de projetos térmicos nos últimos leilões, que sempre conseguiram atrair uma oferta total muito superior à demanda declarada pelas distribuidoras.

Contudo, o que faz um bom projeto térmico não são apenas as instalações de geração. Este não é o único fator crítico para a eficiência econômica de uma termoeletrica. Um bom projeto térmico requer um bom

contrato de fornecimento de combustíveis, em termos de volume e prazos de fornecimento, resultando em preços baixos. E, ao que tudo indica, é aí que reside o problema.

A melhor alternativa do ponto de vista dos produtores e fornecedores de combustíveis seria exigir que as usinas assinassem contratos de *take-or-pay* correspondendo a pelo menos uma parcela de seu consumo potencial. Mas a seleção de projetos dos leilões de energia nova é feita avaliando os projetos a partir de cenários de preços (PLD – Preço de Liquidação das Diferenças) extremamente baixos, o que reduz a competitividade de projetos deste tipo, que precisam declarar geração inflexível. Desta forma, e de modo geral, somente projetos térmicos cem por cento flexíveis conseguem ser competitivos pela metodologia atual.

Box 3 – A Falta de Competitividade de Projetos Inflexíveis

Um relatório da Wyse para a Associação Brasileira de Carvão Mineral mostra que a geração de eletricidade a partir de projetos de carvão nacional, que prevêem sempre algum nível de geração inflexível, não tem competitividade nos Leilões de Energia Nova com os cenários de preços muito baixos que são utilizados pela EPE para classificar os projetos térmicos. O relatório mostra também que os mesmos projetos se tornam competitivos frente a outras fontes quando são utilizados cenários com preços mais elevados. Ver Wyse. *A Competitividade do Carvão Mineral Nacional na Produção de Energia Elétrica*, Dezembro de 2008.

Um dos aspectos questionáveis da metodologia de seleção de projetos térmicos utilizada nos Leilões de Energia Nova é justamente a utilização de cenários de preços com um PLD bastante inferior ao custo da energia dos próprios projetos vencedores do leilão. Como o PLD constitui um custo de oportunidade para os agentes do setor elétrico, não faz sentido selecionar um projeto novo com um custo superior ao custo de oportunidade esperado e, portanto, não há base econômica para avaliar os projetos térmicos a partir de cenários com preços tão reduzidos. A tais preços, a decisão correta seria operar o sistema para atender a uma carga maior, usando as térmicas de forma mais intensiva e não adquirir projetos novos.

Ocorre que, em princípio, um fornecedor tradicional de combustíveis não deveria se dispor a firmar contratos com térmicas cem por cento flexíveis. A lógica do setor de combustíveis é a de não realizar investimentos sem perspectivas sólidas de demanda por seus produtos. Como o padrão de consumo das térmicas flexíveis não oferece tais perspectivas, a conclusão é que as empresas do setor de combustíveis não deveriam estar propensas a assinar contratos de longo prazo com usinas térmicas, sobretudo na medida em que estes contratos impliquem em investimentos ou em reserva de infraestrutura.

Outra conclusão muito possível é de que os fornecedores de combustíveis só concordarão em assinar tais contratos e a fazer as imobilizações de capital correspondentes cobrando preços extremamente elevados, que justifiquem assumir a incerteza quanto à materialização do mercado para seus produtos. Os fornecedores de combustíveis que se dispuseram a assinar contratos de longo prazo para suprimento para térmicas flexíveis nos últimos leilões têm, portanto, um modelo de negócios de alto risco. E é de se temer a repetição dos problemas já verificados no passado, quando a garantia de suprimento de combustível para as térmicas não foi honrada no momento em que finalmente se fez necessária.

Como a contratação de bons projetos de térmicas flexíveis, sobretudo aqueles com custo variável baixo, é de alto interesse para o setor elétrico – especialmente na atual fase em que ocorre a transição para um sistema com capacidade de regularização cada vez menor e necessidade crescente de geração sazonalmente complementar – convém realizar um esforço para viabilizar projetos de térmicas eficientes. Isto pode ser feito inserindo cláusulas nos contratos de novas térmicas que reduzam a incerteza do despacho (e do consumo de combustíveis) ou o impacto desta incerteza sobre a cadeia de valor dos fornecedores do insumo energético.

Desta forma, e seguindo a linha analítica apresentada, há duas alternativas. Na linha de dar maior previsibilidade ao consumo de combustíveis, já foi formulada uma sugestão anteriormente: especificar nos Leilões de Energia Nova que a contratação de geração térmica tenha requisito de geração inflexível mínima durante a época de baixas afluições. Mesmo uma inflexibilidade correspondente a apenas parte da capacidade instalada e durante apenas parte do ano (seis ou sete meses) já seria suficiente para reduzir, de forma expressiva, a incerteza quanto ao nível de suprimento de combustíveis. Esta seria uma forma de preservar, ao mesmo tempo, a

flexibilidade de despacho que é importante para a operação do setor elétrico. Trata-se de uma alteração que pode ser introduzida na sistemática dos leilões. Ela tem o mérito de ser simples e se prestar potencialmente a promover a disputa entre geradores com projetos a partir de fontes distintas: bioeletricidade, geração de gás a ciclo combinado e carvão. Projetos ineficientes ficariam automaticamente excluídos do leilão, pois não teriam competitividade para gerar na base, ainda que por apenas uma parte do ano. Desta forma, esta alternativa corrobora os fundamentos do modelo: expansão da capacidade de geração com modicidade tarifária.

Uma segunda alternativa é desenhar um modelo contratual em que a incerteza do despacho não seja repassada totalmente para a cadeia de valor de combustíveis. Soluções nesta linha são fáceis de conceber, mas muito difíceis de implantar. Um contrato com o fornecedor de combustíveis com cláusula semelhante aos contratos por disponibilidade em tese seria uma solução. Isto permitiria que a cadeia de suprimento de combustíveis remunerasse o capital investido e os custos fixos da logística, independente do nível de despacho. O problema com soluções deste tipo é serem estranhas não só à cultura, como à própria regulação dos setores envolvidos. Gás e óleo, por exemplo, são comercializados por volume e não por disponibilidade. Outra solução na mesma linha seria manter o despacho totalmente flexível, mas garantir uma compra mínima de combustível, independente de haver ou não despacho. Seria uma forma de o setor elétrico assumir a incerteza no consumo de combustíveis. Mas trata-se de uma solução de implantação ainda mais complexa, pois obrigaria o setor elétrico a assumir as atividades típicas de uma *trading*, algo completamente estranho a sua natureza e a sua cultura.

Considerações Finais

O objetivo deste estudo foi analisar alguns possíveis e necessários ajustes e adequações ao Modelo do Setor Elétrico Brasileiro que em Março de 2010 completa 6 anos. Neste curto período, os avanços e consolidações demonstraram claramente a importância, pertinência e a eficiência das mudanças realizadas. Porém, a própria dinâmica e evolução da economia brasileira e do setor elétrico apresentam evidências que indicam a necessidade de correções a fim de garantir os fundamentos do modelo expressos por seus dois objetivos basilares: *expansão da capacidade com modicidade tarifária*.

O parque gerador brasileiro está passando por um processo de transformação e transição que terá seguimento nos próximos anos. A matriz continuará a ser predominantemente hídrica, mas ocorrerão mudanças importantes. As novas hidrelétricas que estão e vierem a serem construídas serão notadamente do tipo de fio d'água. Como resultante a capacidade relativa e absoluta de regularização dos reservatórios diminuirá gradativamente. Com isto, o sistema se tornará, cada vez mais, dependente de geração complementar à hídrica, sobretudo durante a estação seca. E conforme a carga aumentar, a dependência de geração complementar tenderá a crescer.

Traçado este cenário, a expansão da capacidade instalada de geração deverá priorizar, além dos bons aproveitamentos hídricos que estão sendo inventariados e licenciados, projetos de outras fontes que apresentem sinergias e complementaridades com o novo perfil da geração hídrica: uma geração mais sazonal e com menor capacidade de regularização.

Com base neste critério, devem ser priorizados, por um lado, empreendimentos com geração sazonalmente complementar às afluências, como a bioeletricidade da cana de açúcar e a energia eólica. Por outro lado, deve ser feito um esforço para incorporar ao sistema, térmicas com vocação para geração de base, que permitam regularizar a baixo custo a oferta de energia.

Em relação à contratação destas térmicas eficientes, salientou-se que dificilmente ela será feita sem que seja facultada aos novos empreendimentos a opção por modalidades de contratação que impliquem em um bom grau de previsibilidade de receitas para a cadeia de suprimento de combustíveis. Cláusulas de geração inflexível, possivelmente restritas aos meses de baixas afluências, podem ser suficientes para viabilizar tais projetos, preservando, ao mesmo tempo, uma flexibilidade de despacho que é essencial para a boa operação do sistema elétrico.

Já projetos de térmicas de baixa eficiência energética e alto custo de geração devem ser evitados. Tais usinas se prestam mal ao cenário de transição para um sistema que cedo ou tarde necessitará de geração sazonalmente complementar à hídrica. Além disso, elas têm impacto financeiro muito elevado quando são despachadas e já estão presentes na matriz energética brasileira com peso excessivo.

Referências

ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 3ª. Edição. Brasília, 2008.

CASTRO, Nivalde José; DANTAS, Guilherme de A; BRANDÃO, Roberto; LEITE, André Luiz da Silva. Bioeletricidade e a Indústria de Alcool e Açúcar: possibilidades e limites. Synergia. Rio de Janeiro, 2008.

CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia. GESEL-IE-UFRJ. Mimeo. Rio de Janeiro, 2009a.

CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de A. A Competitividade da Bioeletricidade e a Metodologia dos Leilões de Energia Nova. GESEL-IEUFRJ. Mimeo. Rio de Janeiro, 2009b.

CCEE. Relatório de Informações ao Público – Análise Anual de 2008. São Paulo, 2009.

CHIPP, Hermes. Procedimentos Operativos para Assegurar o Suprimento Energético do SIN. Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de Julho 2008.

DANTAS, Guilherme de A; TIMPONI, Raul R.. Bioeletricidade: Energia Complementar, Limpa e Competitiva. In: Seminário Apimec-Rio: O Mercado de Capitais e Investimentos em Fontes Alternativas de Energia. Rio de Janeiro, 2009.

EPE. Índice de Classificação dos Empreendimentos (ICE) de Energia de Reserva. EPE-DEE-RE-064/2008-r1, Abril de 2008.

EPE. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica. EPEDEE-RE-102/2008-r0, Julho de 2008. EPE, Planilha de CMO do Plano Decenal 2006-2015, região SE-CO.

EPE, Estudos para a Licitação da Expansão da Geração. Garantia Física dos Empreendimentos Termelétricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 de 2008, anexo 1: Configuração Hidrotérmica de Referência.

EPE, Estudos para a licitação da expansão da geração. Volumes: Cálculo da garantia física de Jirau e Cálculo da garantia física de empreendimentos termoeletricos A-3 de 2008. A configuração do sistema utilizada nos dois estudos nos respectivos anexos com o título: “Configuração Hidrotérmica de Referência”.

EPE, Estudos para a licitação da expansão da geração. Volumes: Cálculo da garantia física de empreendimentos termoeletricos A-3 e A-5 de 2007 e Cálculo da garantia física de empreendimentos termoeletricos A-3 de 2008.

MME. Plano Nacional de Energia 2030 e Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017.

ONS. Plano Anual da Operação Energética – PEN 2009. Sumário Executivo.

PINTO JR. Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Elsevier. Rio de Janeiro, 2007.

ÚNICA. Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2008-2017 – Contribuições do Setor Sucroenergético em relação à Oferta de Bioeletricidade. São Paulo, 2009.

VEIGA, Mario. Energia Elétrica e Gás Natural, Perspectivas de Suprimento e Preço. Apresentação na Casa das Garças em 26/04/2007.



9. Contratação de Energia Elétrica: Aspectos Regulatórios e Econômicos¹

Christiano Vieira da Silva²

1 - Objetivo

Este trabalho busca contribuir para a discussão acerca da eficiência da contratação de energia elétrica, com base nos instrumentos contratuais existentes, a legislação setorial, as regras e os procedimentos de comercialização. Dentro dessa ótica, procura-se analisar o caso brasileiro, em face das especificidades do modelo de contratação, advindo com a edição da Lei 10.848/04.

Este trabalho prossegue da seguinte forma. A seção 2 apresenta uma breve introdução. A seção 3 descreve os principais aspectos regulatórios envolvidos, dentre eles, os ambientes de comercialização de energia elétrica e os processos de contratação regulada. A seção 4 apresenta a dinâmica regulatória no processo de formatação e aprovação dos contratos de comercialização no ambiente regulado. Por fim, a seção 5 sintetiza os resultados e as conclusões deste trabalho.

¹ As opiniões apresentadas neste trabalho não refletem, necessariamente, as opiniões da ANEEL ou de qualquer outro órgão de governo. Os eventuais erros, omissões e inexatidões são de responsabilidade única e exclusiva do autor.

² Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

2 - Introdução

Os contratos de comercialização disciplinam os direitos e obrigações entre compradores e vendedores de energia elétrica. Estabelecem procedimentos comerciais, fixam parâmetros técnicos a serem observados, além de penalidades a serem aplicadas em razão de não conformidades na execução contratual.

A Lei 10.848/04 alterou significativamente o marco regulatório do setor elétrico brasileiro. Foram modificadas as regras de comercialização de energia elétrica, de licitação para outorga de concessões, de obrigatoriedade da segmentação de atividades das empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, de relação dos agentes com os chamados consumidores livres e cativos, dentre outras.

Os leilões passaram a ser o principal mecanismo utilizado para contratar o suprimento de energia elétrica para as distribuidoras de energia elétrica. O primeiro leilão de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes foi realizado ainda em 2004. Já o primeiro leilão de energia elétrica oriunda de novos empreendimentos ocorreu em dezembro de 2005.

Diversos leilões foram realizados desde 2004. O exame dos primeiros contratos de comercialização assinados em 2004 e 2005, vis-à-vis os contratos de comercialização assinados nos leilões ocorridos em 2009 e 2010, possibilita uma melhor compreensão dos arranjos contratuais estabelecidos e da evolução do desenho regulatório.

Esses instrumentos podem ser examinados sob vários ângulos. Contudo, ainda que se eleja uma perspectiva preferencial para análise, é preciso destacar que a comercialização de energia elétrica envolve questões técnicas, econômicas e jurídicas imbricadas, cujas repercussões se estendem para além de seus respectivos domínios.

Isso posto, cumpre delimitar o alcance deste trabalho, que não se pretende exaustivo. Praticamente todas as relações entre agentes do setor elétrico brasileiro e destes com os consumidores finais são contratualizadas.

Serão abordados neste trabalho tão somente a estrutura contratual relevante para as operações de compra e venda de energia elétrica no ambiente de contratação regulada, ou seja, a compra e venda entre geradores e distribuidores de energia elétrica.

3 - Comercialização de energia elétrica

A Lei 10.848/04 estabeleceu as condições gerais e as diretrizes para a contratação regulada de energia. Vale dizer, os mecanismos de incentivo à

contratação que favoreçam a modicidade tarifária, as garantias, os prazos de antecedência de contratação e de sua vigência, as condições e limites para o repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais.

3.1- Ambientes de Comercialização

Com o advento da Lei 10.848/04, introduziram-se novos ambientes para a comercialização de energia no setor elétrico brasileiro. A energia elétrica, antes livremente negociada, passou a ser comercializada em dois ambientes. O primeiro, denominado Ambiente de Contratação Livre – ACL, o qual, grosso modo, dá continuidade às operações realizadas no denominado “mercado livre”, e o segundo, denominado Ambiente de Contratação Regulada – ACR, destinado às operações de compra e venda de energia para os agentes de distribuição.

Na contratação de energia elétrica para o ACR, utiliza-se o mecanismo de leilões para determinar preços e montantes transacionados. O Decreto 5.163/04, ao regulamentar a Lei 10.848/04, previu a realização de leilões de energia nova e de energia existente, ambos para contratação no âmbito do ACR.

No novo modelo, as distribuidoras permanecem com a obrigação de suprimento aos consumidores cativos, i.e., aqueles que, por determinação legal, não podem comprar energia de terceiros, somente de suas respectivas concessionárias locais, mediante tarifa regulada pela ANEEL.

As distribuidoras são obrigadas a comprar energia elétrica, de forma a garantir o atendimento à totalidade de seus respectivos mercados, mediante processo licitatório, promovido direta ou indiretamente pela ANEEL.

Além disso, a Lei 10.848/04 determinou que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, detentoras de ativos de geração ou de transmissão, segregassem estes ativos em empresas distintas. Por consequência, as distribuidoras tiveram de estabelecer novos contratos para lastrear inclusive a parcela de sua carga que era atendida por geração própria.

A contratação regulada é formalizada mediante a assinatura de um contrato bilateral denominado **Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR**. Este contrato, por imposição legal, deverá ser celebrado entre cada geradora e todas as distribuidoras, à exceção daquelas permissionárias ou autorizadas com mercado inferior a 500 GWh/ano.

De acordo com a Lei, os contratos celebrados para o fornecimento de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes e com início de

suprimento no ano subsequente ao da licitação podem apresentar de 3 a 15 anos de duração.

Para a energia elétrica oriunda de novos empreendimentos de geração, há previsão para início de suprimento no terceiro e no quinto ano após a licitação. Neste caso, a duração dos contratos varia de 15 a 35 anos.

Por convenção, denomina-se “energia velha”, ou “energia existente”, a energia proveniente de empreendimentos existentes, em geral já amortizados, e de “energia nova”, a energia oriunda de novos empreendimentos, ainda não amortizados.

3.2 - Processos de Contratação Regulada

O Decreto 5.163/04, ao regulamentar a Lei 10.848/04, destina toda a Seção III, arts. 19 ao 26, para disciplinar a compra de energia elétrica mediante leilões. Toda a Seção IV, arts. 27 a 33, regulamenta os contratos de compra e venda de energia elétrica.

Cabe à ANEEL promover, direta ou indiretamente, as licitações para a contratação de energia elétrica pelas distribuidoras. Para tanto, deverão ser observadas as diretrizes fixadas pelo MME.

A Tabela 1 apresenta os tipos básicos de leilões regulamentados pelo Decreto 5.163/04.

Tabela 1 - Leilões regulamentados no Dec. 5.163/04

Leilão	Objeto	Vigência
A-1	Energia existente	de 5 a 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão
A-3	Energia de novos empreendimentos	de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento
A-5	Energia de novos empreendimentos	de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento
Entre A-3 e A-5	Energia de fontes alternativas	de 10 a 30 anos, contados do início do suprimento
Ajuste	Energia existente	até 2 anos
Energia existente[1]	Energia existente	– Mínimo de 8 anos, para início de suprimento em 2005, 2006 e 2007. – Mínimo de 5 anos, para início de suprimento em 2008 e 2009.

[1] Vide Art. 25, do Dec. 5.163/04 “Excepcionalmente em 2004 e 2005, a ANEEL poderá promover, direta ou indiretamente, leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, ...”.

3.3 - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica - CCEAR

Os vencedores dos leilões de energia nova ou existente devem formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.

Os CCEARs podem ter de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento de energia, quando se tratar de novos empreendimentos, ou de 5 a 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão de compra, quando se tratar de energia existente³.

Ainda, o CCEAR poderá ser celebrado na modalidade quantidade de energia elétrica ou disponibilidade de energia elétrica. Na primeira modalidade, o ponto de entrega da energia se dá no centro de gravidade do empreendimento de geração e os riscos hidrológicos são assumidos pelas geradoras.

Na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.

Por fim, os CCEARs prevêem a possibilidade de redução dos montantes contratados, em razão da saída de consumidores livres e de outras variações de mercado.

3.4 - Recomposição de lastro de geração

A recomposição de lastro é o procedimento utilizado pelo gerador que, por razões comerciais ou operacionais, não possui garantia física própria para honrar as obrigações contratuais assumidas no mercado.

O desenho atual do CCEAR prevê a obrigatoriedade de recomposição de lastro para algumas situações expressamente previstas em contrato, a saber: (i) início de suprimento anterior a motorização que assegure a garantia física total do empreendimento; (ii) atraso na entrada em operação comercial ou indisponibilidade da usina ou das unidades geradoras que compõem sua garantia física.

³ Os prazos de duração dos CCEARs previstos no Decreto 5.163/04 são menores que os previstos na Lei 10.848/04.

A recomposição de lastro se dá por meio de contratos bilaterais de compra de energia na modalidade quantidade, sob exclusiva responsabilidade do gerador.

Nas situações de recomposição de lastro decorrentes de atraso na entrada em operação comercial, ou de indisponibilidade, eventuais reduções de custos na contratação de energia devem ser repassados aos consumidores finais.

Os CCEARs na modalidade disponibilidade de energia firmados em 2005 apresentavam disciplina diversa quanto à obrigação de recomposição de lastro. Nas situações de indisponibilidade de usina contratada, a recomposição de lastro somente era possível mediante a utilização de lastro não contratado da própria usina, ou de contrato com outra usina com data de outorga igual ou posterior àquela substituída e desde que localizada no mesmo submercado.

O excesso de rigor no critério para recomposição em parte tem explicação na assimetria de informação existente entre o regulador e o gerador regulado. Em sistemas hidrotérmicos com predominância de hídrica, na maior parte do tempo, a geração de energia é realizada em usinas hidrelétricas.

Nesse contexto, as termelétricas somente são acionadas em razão de restrições elétricas, ou quando a hidrologia for desfavorável. Isso significa que é difícil aferir a indisponibilidade de uma usina termelétrica contratada por disponibilidade, uma vez que a disponibilidade efetiva era poucas vezes verificada em despacho por mérito. Por outro lado, a auditoria da disponibilidade efetiva mediante despachos fora da ordem de mérito apresenta custos elevados que seriam, em última instância, arcados pelos consumidores.

Por um lado, critérios mais exigentes para a recomposição de lastro tendem a afastar agentes oportunistas dos leilões. Por outro, o excesso de rigor também poderia afastar agentes qualificados com condições de ofertar energia com qualidade e confiabilidade para o sistema elétrico.

As regras de recomposição de lastro, inicialmente mais rigorosas para os contratos por disponibilidade, foram abrandadas com a evolução do marco regulatório. Atualmente as disposições contratuais relativas à recomposição de lastro são bastante semelhantes entre os contratos por quantidade e por disponibilidade.

A única diferença relevante entre esses contratos, no que concerne à recomposição, é que no CCEAR por disponibilidade, a recomposição somente é possível mediante a utilização de contratos de energia na modalidade por quantidade.

3.5 - Penalidades Contratuais

O CCEAR por quantidade não estabelece penalidades contratuais para as ocorrências de atraso na entrada em operação comercial ou indisponibilidade da usina. Aplicam-se a essas ocorrências as disposições da Resolução 165/2005.

Por sua vez, o CCEAR por disponibilidade prevê um conjunto de penalidades contratuais para as situações de indisponibilidade ou de atraso na entrada em operação comercial da usina. Foi criada uma cláusula específica para a definição das penalidades, denominada Cláusula 14.

A Cláusula 14, nos CCEARs por disponibilidade assinados em 2005, previa o ressarcimento do comprador da energia não entregue em razão de indisponibilidade pelo preço máximo do mercado de curto prazo, algo em torno de 4 a 5 vezes o valor da energia praticada no contrato.

Adicionalmente, estipulava-se que a falta de combustível não poderia ser utilizada para justificar a não aplicação da penalidade prevista.

A penalidade contratual também alcançava as cláusulas relativas à recomposição de lastro de geração. Se a indisponibilidade verificada fosse recomposta por meio de contratos bilaterais, ainda assim o empreendedor estaria sujeito às penalidades previstas na cláusula 14.

Os CCEARs aprovados em 2009 e 2010 apresentam uma evolução quanto à aplicação dessas penalidades. Nas situações de atraso ou indisponibilidade, caso haja recomposição de lastro, não há mais aplicação da penalidade da Cláusula 14. A penalidade prevista na Cláusula 14 também foi alterada, passando o ressarcimento a ser proporcional às receitas auferidas pelo vendedor no contrato.

A verificação mensal de valores de energia em montantes inferiores aos da energia contratada associada à declaração de inflexibilidade apresenta tratamento a parte.

Desde que não motivada por necessidade sistêmica, sujeita o vendedor a ressarcir ao vendedor os montantes não entregues pelo maior valor entre o PLD médio mensal ou o custo variável da usina.

4 - Dinâmica Regulatória

A regulamentação da Lei 10.848/04 ocorreu com a publicação do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004. O primeiro leilão de energia existente ocorreu

em dezembro de 2004. Nesse intervalo de tempo foram constituídos grupos de trabalho visando a elaboração de editais e minutas de contratos, para a realização de audiências públicas e deliberação final pela ANEEL.

Verifica-se a existência nos contratos de muitos dispositivos de natureza regulatória, cujos efeitos transcendem a relação bilateral. Em tese, esses dispositivos deveriam estar previstos em resoluções normativas, sendo reservado para o contrato tão somente a menção aos dispositivos regulamentares aplicáveis às relações estabelecidas entre as partes.

Em parte, esse fenômeno é explicado pela exiguidade do tempo disponível para a finalização das regras e procedimentos atinentes à contratação. Uma vez incorporadas aos contratos, tais cláusulas tenderiam, por inércia, a permanecer nos contratos subsequentes.

Outra possível explicação reside no constante pleito de agentes no sentido de contratualizar tanto quanto possível as relações objetos de escrutínio regulatório. A premissa subjacente é que essa contratualização reduziria a percepção de risco regulatório, uma vez que eventuais alterações nos dispositivos pactuados necessitariam de anuências das partes contratantes.

O movimento também ocorre no sentido inverso. Disposições contratuais de caráter bilateral sendo implementadas por regras de mercado que, em tese, deveriam ter aplicação abrangente. Exemplo dessa situação pode ser verificada na cláusula referente ao reajuste do preço do combustível. A implementação de regras e procedimentos de mercado para atender situações contratuais específicas não apresenta maiores dificuldades, desde que o custo dessa implantação seja devidamente alocado às partes beneficiadas.

5 - Conclusões

Muito embora o Brasil tenha uma experiência relativamente recente no desenho de leilões para o setor elétrico, há um relativo consenso de que a contratação de energia por meio de leilões proporciona uma estrutura flexível o suficiente para alcançar os objetivos de eficiência, de modicidade tarifária e garantia de oferta.

Dessa forma, um dos desafios à consolidação de um mercado de energia eficiente no Brasil evidencia-se: o desenho de instrumentos contratuais que reduzam os custos de transação e minimizem os riscos para os participantes envolvidos.

A comparação de diferentes contratos de comercialização de energia elétrica possibilitou a avaliação de características importantes para obtenção de uma alocação mais eficiente de recursos.

Ao mesmo tempo, este trabalho introduziu alguns elementos que merecem um estudo mais aprofundado, especialmente quanto ao desenho de contratos no ACR.

Se a incorporação de requisitos regulatórios dentro da estrutura dos contratos de comercialização, por um lado, traz maior estabilidade para as regras, por outro, pode cristalizar arranjos ainda incompletos, dificultando a evolução natural do desenho regulatório.

Melhor seria se todas as questões de caráter regulatório fossem disciplinadas em resoluções, regras ou procedimentos de mercado, o que possibilitaria a evolução da estrutura de contratação de acordo com a evolução dos arranjos setoriais.

6 - Referências Bibliográficas

Hunt, Sally (2002). *Making Competition Work in Electricity*. Wiley & Sons.

Klemperer, P. (2002). What Really Matters in Auction Design. *Journal of Economic Perspectives*, 16, 169-190.

Salanié, Bernard (2002). *The Economics of Contracts*. MIT Press.

Brasil. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 - Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. *Diário Oficial da União*, Brasília, 16 mar. 2004.

Brasil. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 - Regulamenta a comercialização de energia elétrica. *Diário Oficial da União*, Brasília, 30 jul. 2004.



10. Energia Elétrica e Renovável: Comportamento e evolução no Brasil (1990-2009)

Luziene Dantas de Macedo¹

1 – Introdução

Para se construir uma base de análise sobre a questão da energia e o avanço das discussões quanto à importância desse fluxo não estocável para o desenvolvimento de uma dada região, é necessário retroceder aos primórdios da Revolução Industrial, procurando destacar a importância da inovação tecnológica para se pensar novas alternativas de geração e suprimento de energia mais sustentáveis.

Os antecedentes do uso da energia no mundo remontam aos períodos antes da Revolução Industrial quando as fontes de realização do trabalho do homem estavam concentradas na tração animal, na utilização direta da força da água e do vento, na queima da lenha e no carvão vegetal (LEITE, 2007).

Nas últimas décadas do século XVIII, a atividade comercial deu lugar à atividade fabril, cuja produção marca o início do processo de produção capitalista. Dentro desta nova realidade, a produção instala-se na sociedade capitalista sob o domínio da busca pela produtividade “via introdução contínua de inovações técnicas, ao mesmo tempo em que assegura a reprodução do capital dentro da própria esfera produtiva” (REZENDE FILHO, 2000, p. 138).

¹ Professora do Departamento de Economia da UFRN.

A Primeira Revolução Industrial data a partir da segunda metade do século XVIII e tem como base a introdução da máquina a vapor no processo produtivo. Esse fato pode ser considerado a fase inicial do processo de produção em bases capitalistas, sendo liderada pela indústria algodoeira da Inglaterra.

A utilização da máquina a vapor como fonte de energia modificou o processo de produção, substituindo a manufatura pela atividade fabril. A partir dessa realidade, expandiram-se o setor de transportes, com destaque para as ferrovias, as quais eram viabilizadas pela utilização da máquina a vapor, e o setor de produção mineira (carvão e ferro) (REZENDE FILHO, 2000).

A indústria têxtil, através da produção e tecidos de algodão, é considerada por muitos autores como o marco da produção fabril. Isso se dá em função da difusão da lançadeira volante na década de 1760, o qual possibilitou uma série de inovações técnicas, a exemplo da invenção do tear mecânico em 1785. Com o uso destas invenções, a produção têxtil se realiza de forma mecanizada e transforma-se “na primeira atividade realmente fabril, com a introdução da máquina a vapor na mesma década de 1780” (REZENDE FILHO, 2000, p. 142), desencadeando o desenvolvimento do setor de mineração, pois este era considerado o combustível básico para a máquina a vapor.

A partir de então começa a ser introduzido na economia setores com *performances* inovativas, particularmente a eletricidade e a siderurgia. Tais setores se destinavam ao crescimento da indústria em larga escala, tendo os Estados Unidos assumido a posição de liderança tecnológica mundial a partir do século XIX, haja vista o crescimento rápido da sua economia e produtividade (FREEMAN E SOETE, 2008).

No tocante à eletricidade, cabe destacar que para Leslie Hannah (1983) apud Freeman e Soete (2008, p. 118), “nas décadas anteriores à Primeira Guerra Mundial, os avanços modernos equivalente da indústria microeletrônica [...] foram os da energia elétrica e da indústria de máquinas elétricas”.

Nesse sentido, assiste-se a um avanço da

Prática da energia elétrica em 1831, com o dínamo de Faraday, que transformava energia mecânica em elétrica. Sua utilização em larga escala, no entanto, só ocorreu a partir de 1866, com os aperfeiçoamentos efetuados por Siemens. Paralelamente, o uso da eletricidade como fonte de iluminação, tornada possível por Thomas

Edison em 1889, com sua lâmpada incandescente de filamento durável, difundiu-se a partir da década de 1890. Essa difusão se deu graças à invenção do cabo elétrico, que permitiu sua transmissão a longa distância, o que foi pioneiramente na Alemanha (REZENDE FILHO, 2000, p. 146).

Portanto, ao longo desses processos de revolução das técnicas produtivas, o progresso era o motor das realizações que se faziam em termos de produção material, de conhecimento técnico-científico e da capacidade de transformar a natureza.

Ademais, a revolução industrial trouxe consigo o aumento do consumo de energia e a necessidade de se buscar novas fontes de energia que pudessem expandir a oferta energética em função do aumento da capacidade industrial das nações. Com isso, as novas invenções e as novas fontes de energia passaram a exigir das nações a ampliação dos seus mercados e de novos fornecedores de matérias-primas, tornando, assim, a questão da oferta de energia um problema de Estado. Abre-se, então, espaço para o desenvolvimento de ações de políticas que possam resolver o problema da geração e do fornecimento tanto em economias desenvolvidas quanto, sobretudo, nas economias em desenvolvimento.

Soma-se a essa necessidade de encontrar soluções de suprimento de energia o fim da Segunda Guerra Mundial, o qual trouxe consigo várias inovações técnicas produtivas, inaugurando o que se passou a denominar de Terceira Revolução Industrial, sendo esta comandada pela revolução tecnológica a partir do desenvolvimento da informática. Inserem-se nesse período novas invenções técnico-produtivas, apresentando como consequência imediata o aumento da produtividade nos setores da atividade econômica, os quais, seguindo a lógica do desenvolvimento de novos produtos e processos, demandarão um aprimoramento da infraestrutura básica capaz de suportar o peso desse novo momento da história mundial, sobressaindo-se, nesse conjunto de demandas, a questão energética como pré-requisito necessário ao progresso de um país e/ou região.

Nestes termos, e com base nesta evolução histórica, o que se pretende demonstrar, e este é o objetivo central deste artigo, é que todos esses acontecimentos acabaram influenciando e determinando a necessidade de se aumentar as fontes primárias de energia e, no caso da energia elétrica, de se pensar outras formas de suprimento e de geração, que levem em consideração

tanto a questão socioambiental como as inovações recentes no campo da energia, visto serem esses os pilares balizadores que norteiam a necessidade de se planejar oferta e demanda de energia à luz do crescimento da produção industrial em escala mundial.

A idéia é trazer para a discussão a questão da energia elétrica e renovável no Brasil a partir do período de 1990 aos dias atuais, procurando destacar os dados referentes à evolução brasileira do consumo de energia elétrica e renovável, bem como a questão do meio ambiente dentro da lógica de inovação presente no campo da energia através das novas descobertas de suprimento de energia primária a partir de fontes renováveis.

2 – Panorama do Consumo de Energia Primária no Brasil

Dentro da discussão energética, o Brasil surge acompanhando a lógica das novas exigências de produção surgidas no mundo, buscando se aprimorar aos novos paradigmas tecnológicos e organizacionais advindos com a globalização em face de necessidade de se inserir dentro da nova ordem internacional, que impõe, às economias do globo, um ajuste produtivo e dinâmico da atividade econômica através da introdução de inovações, da flexibilidade organizacional do setor produtivo, do melhoramento da produtividade e competitividade, bem como do desenvolvimento econômico a partir da atividade industrial de um país e/ou região.

O Brasil é um país com dimensão continental em torno de 8.514.215,3 km² (IBGE, 2010). Segundo os dados do Ipeadata (2010), o país apresenta uma população total estimada no ano de 2009 em torno 191.480.630 habitantes, bem como apresenta no mesmo ano um Produto Interno Bruto (PIB) de R\$ 3.143.014, 6950 (milhões) e PIB per capita a preços de 2009 de R\$ 16,41 (mil). Em dólares, o PIB per capital apresenta um valor de US\$ 8,22 (mil).

Tomando-se como ponto de análise dos anos de 1990, sabe-se que, em virtude da nova configuração da economia brasileira, advinda com a abertura política em 1985, com a aprovação da Constituição em 1988, com o governo Collor (1990-1992) e Itamar Franco (1992-1994), o país enfrenta um processo de mudança política econômica e social, de onde se verifica no campo da energia elétrica significativa modificação do quadro institucional, assim como assiste-se em relação ao petróleo redução do investimento em pesquisa, mas também constata-se que “os incentivos fiscais ao

reflorestamento, ao álcool e ao carvão mineral foram encerrados” (LEITE, 2007, p. 245).

Os anos de 1990 retratam um período em que a economia sai de uma fase em que o processo de substituição de importações, implantado em 1930, se reveste da crise cambial dos anos de 1980, impactando seu movimento de expansão, em que as políticas ditadas pelo FMI assumem o papel de “socorrer os graves distúrbios que acometiam os balanços de pagamentos dos países que se lançaram na aventura do endividamento externo das décadas anteriores” (CARNEIRO, 2002, p. 15).

Em face desse novo contexto econômico, o processo de substituição de importações entra em profunda crise, inaugurando-se a abertura financeira da economia através de um aumento no fluxo de capitais voláteis e das ideias neoliberais, os quais redefinem o papel do Estado, que passa a adotar postura flexível no sentido de reduzir a sua participação direta nas atividades produtivas e econômicas do país, deixando a dinâmica das empresas seguir as leis da concorrência e do mercado neoliberal.

Com a implementação do Plano Real, a partir de 1994, as políticas de crescimento econômico enfrentam as medidas de estabilização da economia, impactando a implantação de mecanismos de expansão da política fiscal e monetária tão necessárias ao crescimento da renda e produto nacional. O resultado foi que o Brasil conseguiu estabilizar a sua moeda (Real), restaurando o processo de crescimento econômico com redução de inflação à luz de medidas estruturais como abertura da economia e privatização de empresas públicas.

Em meio a todo este cenário de mudança estrutural da economia brasileira, o comportamento da taxa de consumo de energia segue a lógica dos dados apresentados na Tabela 1, que, em termos absolutos, mostram que o consumo de energia, a partir do ano de 1999, se apresentou maior que a média do período (174, 6 milhões de toneladas equivalente de petróleo). Tal fato é fruto das medidas de estabilização do preço e da retração da inflação, os quais permitiram que a sociedade desfrutasse de um aumento no poder de compra, desencadeando, consequentemente, aumento do consumo de energia.

Ademais, verifica-se que aumento da taxa de crescimento do consumo de energia é maior que a taxa de crescimento do Gross Domestic Product (GDP), pelo menos até 1992. Ou seja, no período de implantação do Plano Real se verifica as maiores taxas de crescimento do consumo de energia primária no Brasil. No ano de 2007, a taxa de crescimento do consumo de energia é significativamente maior que a taxa do GDP. Nesse ano, se verifica o lançamento

do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), que pode ter desencadeado esse *boom* do consumo de energia, visto que trata-se de um programa que visa desenvolver a infraestrutura do país, além de gerar política de crédito atrativo para promover o consumo das camadas da população de baixa e média renda. A título de exemplo, vale destacar que nesse ano ocorreu um aumento na taxa de consumo de energia primária na China de 7,7% e na Índia 6,8% (BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2008).

Tabela 1 – Consumo brasileiro de Energia Primária² 1990 - 2009

Ano	Consumo (em milhões de toneladas equivalente de petróleo)	Taxa de Crescimento do consumo (%)	Taxa de participação do consumo no total mundial (%)	GDP (Taxa de crescimento (%) anual)
1989	125,7	-	1,6	3,3
1990	123,8	-1,5	1,5	-4,3
1991	127,8	3,2	1,6	1,5
1992	132,1	3,4	1,6	-0,5
1993	136,5	3,3	1,7	4,7
1994	141,8	3,9	1,7	5,3
1995	149,5	5,4	1,7	4,4
1996	158,4	5,9	1,8	2,2
1997	167,7	5,9	1,9	3,4
1998	173,8	3,6	1,9	0
1999	178,5	2,7	2	0,3
2000	182,9	2,5	2	4,3
2001	179,7	-1,7	1,9	1,3
2002	183,6	2,2	1,9	2,7
2003	186	1,3	1,9	1,1
2004	193,2	3,9	1,9	5,7
2005	198,1	2,5	1,9	5,2
2006	205,2	3,6	1,9	4
2007	219,6	7	1,9	5,7
2008	227,8	3,7	2,1	5,1
2009*	225,7	-0,9	2	-0,2
Média	174,6	-		

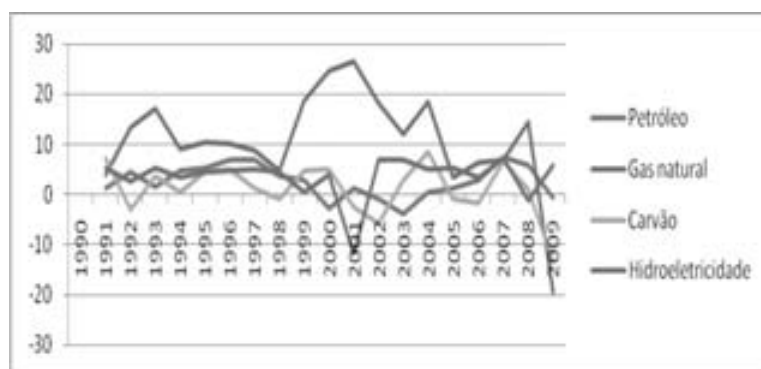
* Dados do IPEADATA

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2010; World Development Indicators – Banco Mundial (2010).

² Petróleo, gás natural, carvão, energia nuclear e hidroeletricidade.

A partir do Plano Real, a reforma institucional e econômica do país se baseou “no triplo objetivo de retirada do Estado de atividades empresariais, da supressão de restrições ao capital estrangeiro e do estabelecimento de mercados competitivos em áreas antes ocupadas por monopólios, de direito ou de fato” (LEITE, 2007, p. 282). No caso específico da energia ocorre a preocupação com “o aproveitamento dos recursos hídricos, o sistema de energia elétrica e a economia do petróleo” (LEITE, 2007, p. 287).

Figura 1 - Taxa de crescimento (%) das fontes de consumo de energia primária no Brasil (em milhões de toneladas equivalentes de petróleo)– 1990-2009.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do BP Statistical Review of World Energy 2010.

Conforme os dados apresentados da Figura 1, é possível verificar, em termos de taxas de crescimento do consumo de energia primária, um movimento oscilatório ao longo dos anos analisados, com a taxa de crescimento do consumo do gás natural apresentando-se maior em comparação com as outras fontes de energia. Isso se deve ao fato da ocorrência dos dois choques de petróleo em 1970, em que “as políticas de substituição do petróleo resultaram no crescimento do gás natural (GN) na matriz energética mundial, dando início ao deslocamento progressivo do papel central assumido pelo petróleo no século XX” (PINTO JÚNIOR, 2007, p. 259). E, especificamente no Brasil, esse movimento segue a mesma direção, pois “nos anos da década de 1990, o gás natural surgiu na matriz energética do país e a lenha declinou” (LEITE, 2007, p. 280).

É interessante notar que em 2009 a taxa de crescimento do consumo de hidroeletricidade no Brasil é de 5,8%, quando todas as outras fontes apresentaram taxas negativas, principalmente o gás natural (-19,4%) e carvão (-13,3%). Esse movimento segue o mesmo padrão do consumo mundial de energia primária nesse ano, em que todas as fontes de energia apresentaram taxas negativas de crescimento do consumo em 2009, destacando-se, significativamente, o gás natural³.

Tabela 2 – Taxa de participação (%) do consumo das fontes de energia no total do consumo de energia primária (Brasil – 1990, 1999 e 2009)

Regiões	Petróleo (mil barris diários)			Gás Natural (em milhões de toneladas equivalentes de petróleo) ^a			Carvão (em milhões de toneladas equivalentes de petróleo) ^{a,b}			Hidroeletricidade (em milhões de toneladas equivalentes de petróleo)		
	1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009	1990	1999	2009
Brasil	51,9	51,8	46,2	2,3	3,8	8,1	7,7	6,7	5,2	37,8	37,1	39,2

Fonte: elaboração própria a partir do BP Statistical Review of World Energy (2010)

Considerando a participação dessas fontes de energia no total do consumo brasileiro de energia primária, pode-se constatar de acordo com a Tabela 2 que o petróleo apresenta a maior participação no total do consumo de energia primária no Brasil, mas reduziu sua contribuição percentual em 10 anos. A hidroeletricidade assume a segunda posição, aumentando sua participação em 2009, ao passo que assiste-se a redução da participação do carvão e o aumento da participação do gás natural.

Os referidos dados sugerem que, a despeito os países do globo ainda dependerem consideravelmente de fontes de energia fósseis para dinamizar suas economias, visto que, em termos mundiais, o petróleo assume a primeira posição na participação do consumo mundial de energia primária (Quadro 1), o Brasil segue na contramão no sentido de apresentar crescimento percentual maior de participação da hidroeletricidade em 2009, sendo esta considerada uma energia limpa

³ Para maiores detalhes ver os dados do BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY (2010).

e renovável, o que acaba contribuindo para a ocorrência de redução de gás carbônico na atmosfera (conforme os dados da Tabela 3).

Quadro 1 - Participação (%) do consumo das fontes de energia primária no total mundial (1999-2009)

Fontes de energia	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Petróleo	39	38,5	38,4	38,1	37,5	37,3	36,7	36,2	35,7	34,9	34,8
Gás Natural	23,2	23,5	23,8	23,9	23,9	23,6	23,6	23,6	23,8	24	23,8
Carvão	24,7	25,2	25,2	25,3	26,4	26,9	27,5	28,1	28,6	29	29,4
Hidroeletricidade	6,6	6,5	6,3	6,3	6,1	6,2	6,2	6,3	6,3	6,5	6,6

Fonte: elaboração própria a partir do BP Statistical Review of World Energy (2010)

Tabela 3 – Taxa de crescimento (%) da emissão de dióxido de carbono (CO₂) (em milhões de toneladas) 2008 e 2009.

Regiões	1990/1989	1999/1998	2009/2008
América do Sul e Central	0,5	0,2	-2,4
Brasil	-3	3,7	-4,5
Mundo	0,6	1,2	-1,1
União Européia	-2,7	-1,1	-6,4
OECD	-0,1	0,9	-6,2
OPEC	-	-	-
Não OPEC*	-	-	-
Ex União Soviética	1,3	-0,3	-8,2

Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2010)

No caso da taxa de crescimento maior de participação da hidroeletricidade no total do consumo brasileiro de energia primária deve-se ao fato de que o Brasil possui potencial hídrico fazendo com que “parte de sua energia elétrica consumida no país seja gerada por hidrelétricas. Em 1995, a energia hidrelétrica compreendia mais do que 90% na potência elétrica instalada no país” (REIS e SILVEIRA, 2001, p. 56).

Tabela 4 - Relação entre população, renda e emissão de CO₂ (2005 e 2007)

Relação	Unidade	Mundo		OECD		Mundo S/ OECD		Brasil	
		2005	2007	2005	2007	2005	2007	2005	2007
CO ₂ /população	t CO ₂ /capita	4.22	4.38	11.02	10.97	2.52	2.75	1.77	1.81
CO ₂ /TPES	t CO ₂ /toe	2.37	1.41	2.33	2.37	2.32	2.41	1.57	1.47
CO ₂ /GDP	kg CO ₂ /2000 USD	0.75	0.73	0.45	0.43	1.68	1.59	0.49	0.43
CO ₂ /GDP (PPP)	Kg CO ₂ /2000 USD	0.50	0.47	0.43	0.40	0.55	0.51	0.24	0.22

Fonte: IEA, 2008 e 2010.

De acordo com os dados da Tabela 4, as emissões de dióxido de carbono pela ação humana são provenientes, predominantemente, dos países industrializados, que equivale, respectivamente, em 2005 e 2007, a 11.02 e 10.97, a relação CO₂/população. O que os dados indicam são as discrepâncias existentes entre as diversas regiões do globo, o que tende a dificultar as perspectivas futuras no que diz respeito ao desenvolvimento sustentável.

A emissão de dióxido de carbono per capita no mundo é de 4.22 em 2005 e 4.38 em 2007. Em relação à oferta total de energia primária, o indicador t CO₂/toe para o mundo foi de 2.37 em 2005 e 1.41 em 2007. Nesse sentido, a OECD apresenta um indicador de 2.33, próximo do patamar apresentado pelo mundo no ano de 2005. Já em 2007 o indicador foi 2.37 bem acima do indicador que foi apresentado pelo mundo.

Em se tratando do Brasil, a relação CO₂/TPES apresenta indicadores bem abaixo daqueles apresentados pela OECD. Desse modo, “sua consequência se faz sentir na acumulação de carbono nas altas camadas atmosféricas, provocando o efeito estufa, o qual vem sendo analisado com intensidade crescente [...]”. (LEITE, 2007, p. 45).

No Brasil, a variável ambiental vem sendo discutida no tocante a necessidade de se pensar a racionalização do planejamento e da gestão ambiental. Nesse sentido, quando se observa a relação CO₂/GDP de 2005 e 2007 para o Brasil, o indicador revela um valor de, respectivamente, 0.49 e 0.43, próximo do indicador dos países da OECD, que em 2005

foi de 0,45, ao passo que em 2007 foi de 0,43. Ou seja, no ano de 2007, em termos de Produto Interno Bruto, as emissões de dióxido de carbono foram iguais às dos países desenvolvidos, embora abaixo do valor que foi apresentado pelo mundo (0,75 no ano de 2005 e 0,73 no ano de 2007). Porém, ainda se verifica valores bem abaixo daqueles apresentados pelos países não industrializados.

3 – Energia elétrica no Brasil: uma breve análise

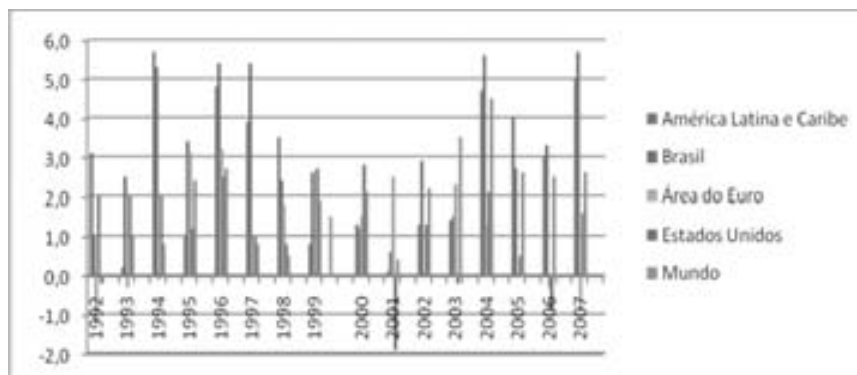
O setor brasileiro de energia elétrica tem procurado incluir nas discussões de expansão da oferta de energia a preocupação com o meio ambiente. Para Pires [et al] (2006, p. 137):

A discussão sobre a viabilidade ambiental de projetos energéticos não é recente, mas tem ganhado importância por conta da crescente incerteza que as questões ambientais têm determinado à viabilidade de novos investimentos no País e pela demanda da sociedade de participar mais ativamente dos processos de tomada de decisão sobre as implicações das alternativas de desenvolvimento adotadas na preservação do meio ambiente.

Nesse contexto, na América do Sul e Central, e, portanto, nos países em desenvolvimento, a questão da energia não foge do contexto mais geral das discussões que se realizam no mundo em torno da preocupação com a disponibilidade de fontes energéticas que acompanhem a tendência de crescimento das atividades dos países. Isso porque toda e qualquer estratégia de desenvolvimento de uma nação perpassa primeiramente pela formação de uma infraestrutura capaz de dinamizar o crescimento das atividades produtivas e de consumo em convergência com o aumento do uso e da geração de energia nas suas mais diversas formas. Para Hinrichs e Kleinbach (2003, p. 7):

[...] nos anos vindouros, a maior parte da demanda aumentada por energia virá dos países em desenvolvimento, já que eles buscam atingir objetivos e metas de desenvolvimento e têm experimentado aumentos populacionais muito maiores que os observados nos países industrializados.

Figura 2 - Taxa de crescimento (%) do consumo de energia* em milhares equivalentes de petróleo.



* O consumo de energia se refere ao uso de energia primária antes da transformação de outros combustíveis de utilização final, que é igual à produção interna mais as importações e as alterações das existências, menos as exportações e combustíveis fornecidos a navios e aeronaves em tráfego internacional.

Fonte: Elaboração própria a partir dos do World Development Indicators – Banco Mundial (2010).

Conforme Figura 2 o Brasil apresenta crescimento da taxa de consumo de energia em alguns dos anos analisados, comparando-se com os dados da América Latina e Caribe, bem como dos Estados Unidos, área do Euro e mundo. Em meados da década de 1990, o consumo de energia no Brasil é maior que a taxa de crescimento do GDP⁴.

Dentro do contexto de implantação do Plano Real em 1994, com medidas de estabilização de preços e controle inflacionário, tem início o processo de privatização do setor de distribuição de energia elétrica. Somado a este fato assiste-se à redução de novos investimentos necessários para a expansão adequada da geração de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2007). O resultado é que a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica passa por um processo de expansão considerável em 2004 e 2007 (Conforme Tabela 5).

⁴ 1996, 1997, 1998, 1999: consumo de energia primária e GDP, apresenta, respectivamente, os seguintes percentuais: 5,4% e 2,2%, 5,4% e 3,4%, 2,4% e 0%, 2,6% e 0,3% (Banco Mundial, 2010).

Tabela 5 - Consumo de energia elétrica em bilhões de kWh

Ano	Brasil	Variação anual (%)
1989	212,4	-
1990	217,7	2,5
1991	225,4	3,5
1992	230,5	2,3
1993	241,2	4,6
1994	249,8	3,6
1995	264,8	6
1996	281,6	6,3
1997	293,6	4,3
1998	307,6	4,8
1999	315,8	2,7
2000	329,8	4,4
2001	309,2	-6,2
2002	324,4	4,9
2003	341,9	5,4
2004	359,6	5,2
2005	375,3	4,4
2006	390	3,9
2007	412,7	5,8

Fonte: World Development Indicators – Banco Mundial (2010).

A única variação negativa do período, em 2001, deve-se à crise financeira do sistema de energia elétrica, principalmente das companhias de distribuição. De acordo com Castro e Fernandez (2007), este fato foi provocado pela crise de redução da produção em face da diminuição das chuvas, provocando queda acentuada no crescimento do PIB de 1,3% (Tabela 1).

A partir de 2002 constata-se expansão do consumo, que cresceu a taxas superiores a do PIB brasileiro. Portanto, “o comportamento do consumo está nitidamente influenciado pela saída do racionamento, com a recuperação, ainda que parcial, dos padrões de consumo anteriores à crise” (TOLMASQUIM, 2005, p. 2).

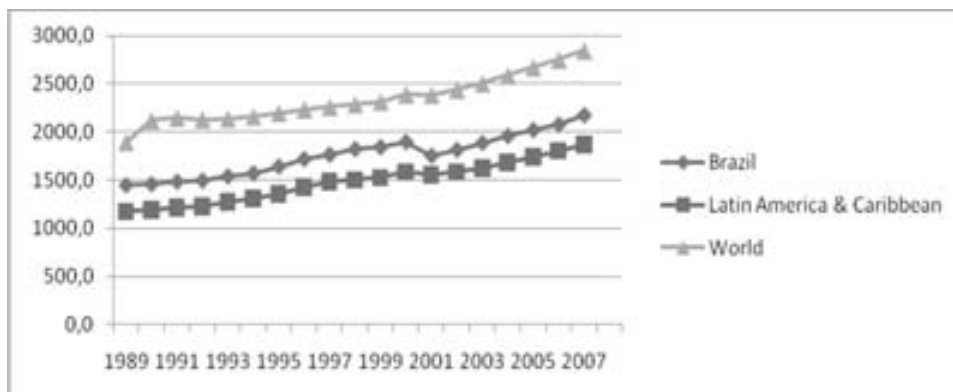
No ano de 2003 foi estabelecida a reforma da indústria elétrica brasileira, denominada de “modelo de parceria estratégica público-privado, com vistas a implantar um marco regulatório estável capaz de permitir o desenvolvimento do setor elétrico em bases sustentáveis” (CASTRO e FERNANDEZ, 2007).

Tabela 6 - Geração de Energia Elétrica (Terawatt-hours)

Ano	Brasil	Variação anual (%)	Variação anual América do Sul e Central (%)	Variação anual Mundo (%)
1990	222,8	-	-	-
1991	234,4	5,2	4,8	2,1
1992	241,7	3,1	3,5	0,9
1993	252	4,2	5,7	2,2
1994	260	3,2	5	2,7
1995	275,6	6	5,2	3,4
1996	291,2	5,7	5,2	3,2
1997	308	5,7	5,8	2,1
1998	321,7	4,5	3,9	2,7
1999	334,7	4	3,1	2,6
2000	348,9	4,2	4,6	4,5
2001	328,5	-5,8	-1,6	1,6
2002	345,7	5,2	3,1	3,6
2003	364,3	5,4	5,3	3,8
2004	387,5	6,3	5,5	4,5
2005	402,9	4	4,1	4,3
2006	419,3	4,1	5,4	3,9
2007	444,6	6	4,9	4,6
2008	463,1	4,2	3,3	2,2
2009	467,4	0,9	1	-1,2

Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2010)

Este processo de reestruturação fez com que a capacidade de geração de energia restabelecesse seu processo de crescimento a partir do ano de 2002 (Tabela 6), bem como verifica-se crescimento do consumo per capita de energia elétrica no Brasil em relação ao mundo e aos países da América Latina e Caribe (Figura 3).

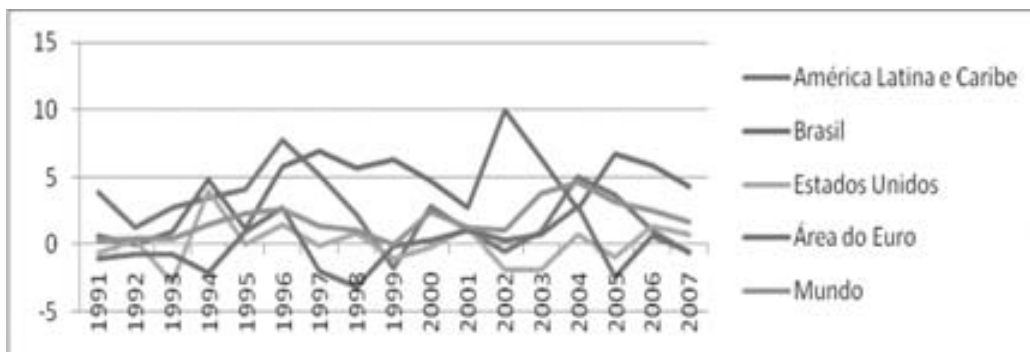
Figura 3 - Consumo de energia elétrica (kWh per capita)

Fonte: World Development Indicators – Banco Mundial (2010).

Em termos de geração de energia, a variação do Brasil apresentou patamares mais elevados que a variação mundial, salvo o ano de 2009, o qual apresenta redução da taxa de crescimento de geração de energia, que pode ter sido ocasionado pela crise financeira mundial do ano de 2008 e 2009, o qual provocou declínio no consumo de energia primária no Brasil (-0,9%), levando, como consequência, a patamares reduzidos de geração de energia no campo da eletricidade.

No ano de 2003, a estrutura montada do sistema de energia elétrica brasileira tem como um dos pilares básicos a segurança do abastecimento de energia através “da contratação, por parte das empresas distribuidoras, de 100% de sua carga; estabelecimento de um lastro físico de geração” (PINTO JUNIOR, 2007, p. 224). Mas também, esse modelo criou uma empresa vinculada ao Ministério das Minas e Energia (MME) – a Empresa de Planejamento Energético (EPE) – “que coloca em leilão os empreendimentos que considera necessários para atender à demanda nos próximos cinco anos, baseando-se em projeções futuras da demanda” (GOLDEMBERG e LUCON, 2007, p. 14).

Figura 4 - Taxas de crescimento da Produção de energia* em milhares equivalente de petróleo (1991-2007).

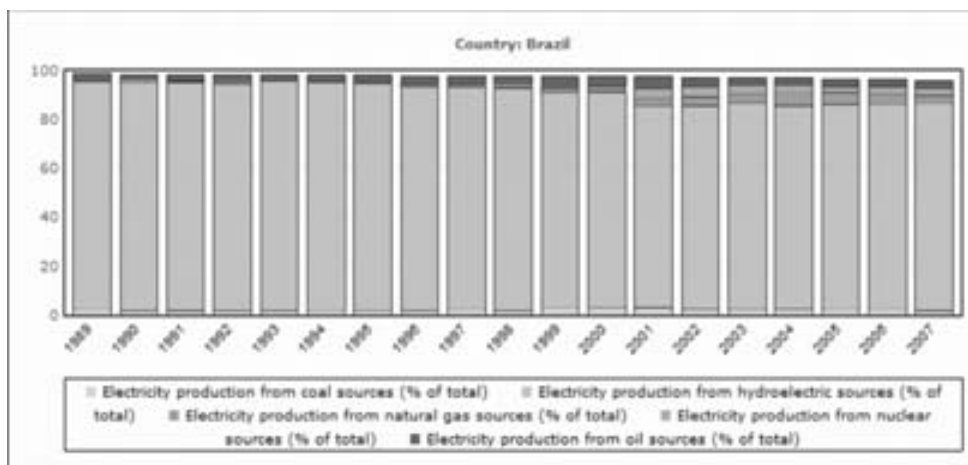


* A produção de energia refere-se a formas de energia primária - petróleo (óleo cru, líquidos de gás natural, petróleo e de fontes não convencionais), gás natural, combustíveis sólidos (carvão, lignite, e outros combustíveis derivados), e combustíveis renováveis e resíduos - e eletricidade primária, todos convertidos em equivalentes de petróleo.

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do World Development Indicators – Banco Mundial (2010)

Em termos de produção de energia, o Brasil assume a primeira colocação de 1997, apresentando seu maior pico em 2002 e 2003, efeito da reestruturação do setor. No ano de 2006 e 2007 a taxa de crescimento de produção de energia é maior em relação aos países apresentados na Figura 4. Segundo dados do MME, em 2007, a produção de energia primária total no Brasil era de $223.476 \cdot 10^3$ tep, em 2008 de $236.511 \cdot 10^3$ tep e em 2009 de $239.755 \cdot 10^3$ tep, o que equivale um crescimento de 5,8 em 2008 e 1,4% em 2009.

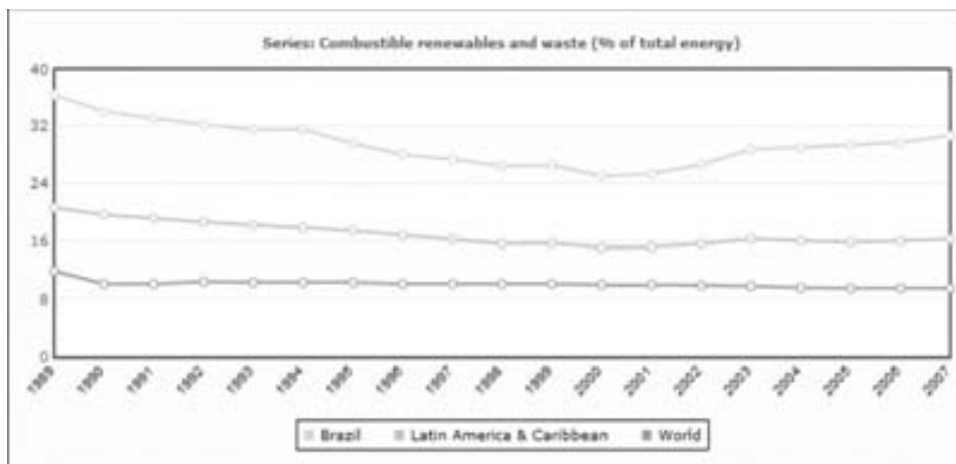
Figura 5 – Produção de eletricidade (% do total de energia produzida no país)



Fonte: World Development Indicators – Banco Mundial (2010).

No Brasil, a maior produção de eletricidade é proveniente de fontes hidrelétricas, que cresceu, em 2009, 5,8%, a despeito da redução da produção e do consumo total de energia primária nesse ano. A capacidade instalada de hidroeletricidade é de 78.288 megawatts em 31/12/2008 (MME).

Figura 6 - Combustíveis renováveis e de resíduos* (% da energia total)



*Combustíveis renováveis e de resíduos incluem a biomassa sólida, líquida de biomassa, biogás, resíduos industriais e resíduos urbanos, medido em percentagem do consumo total de energia

Fonte: World Development Indicators – Banco Mundial (2010).

Os combustíveis renováveis e de resíduos, medidos em percentual do consumo total de energia, são superiores ao percentual destacado para o mundo como um todo, bem como em relação aos países da América Latina e Caribe, conforme Figura 6. Esse fato é relevante, visto que o Brasil, juntamente com outros países, vem a partir do século XXI implementando novas tecnologias alternativas de geração de energia com base nas fontes renováveis. Alguns fatos contribuíram para esta mudança de uso e geração de novas fontes de energia, a saber, (PINTO JUNIOR, 2007, p. 303):

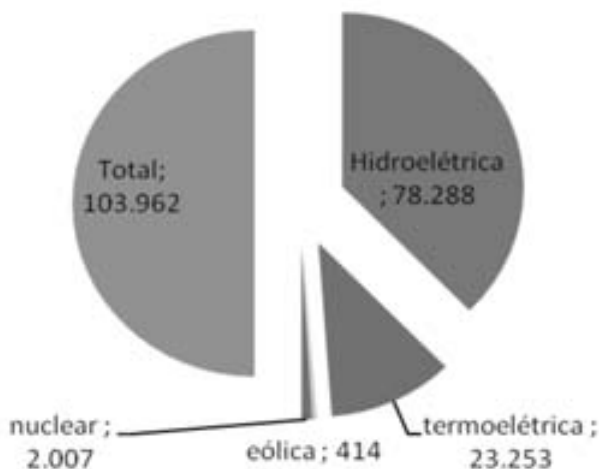
- Percepção crescente dos impactos perversos da queima de combustíveis fósseis sobre o meio ambiente, gerando o efeito estufa e as mudanças climáticas.
- Os elevados preços do petróleo, entre 2004 e 2006.
- Concentração estrutural das reservas de petróleo nos países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Com base nesses fatos, as políticas de geração de energia acabaram privilegiando a adoção de fontes de energia renovável com vistas à diversificação das fontes de suprimento de petróleo, o que torna a matriz energética mais limpa (PINTO JÚNIOR, 2007).

No Brasil, especificamente, em termos de capacidade instalada pode-se destacar a Figura 7. Nesse sentido, observa-se que a capacidade instalada para a hidrelétrica é superior às outras fontes de energia. Todavia, segundo informações do MME, a geração de energia eólica, por exemplo, vem aumentando no período de 2008 em relação ao ano anterior, ou seja, o parque eólico cresceu em torno de 68% (de 247.050 kW em 2007 para 414.480 kW em 2008) (Banco de Informações da Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) Apud MME).

A capacidade instalada da termoelétrica no Brasil também é significativa, porém, a origem de sua produção vem da biomassa por meio do setor sucroalcooleiro⁵.

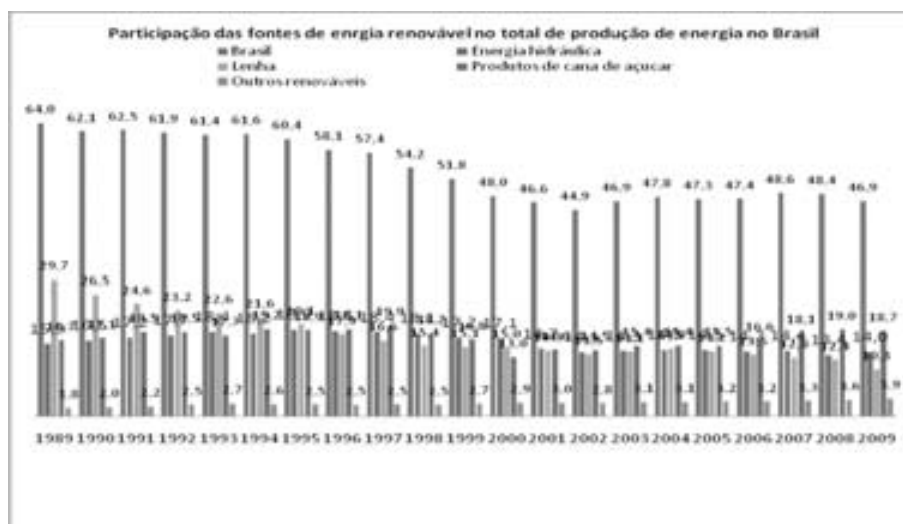
Figura 7 - Brasil - Capacidade instalada de fontes renováveis de energia e31/12/2008 (MW)



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MME

⁵ Na indústria sucroalcooleira brasileira o atendimento das necessidades energéticas como vapor de processo, energia mecânica e energia elétrica se faz utilizando como energético a biomassa residual do processamento da cana-de-açúcar, o bagaço de cana-de-açúcar (TOLMASQUIM, 2005, p. 78).

Figura 8 – produção brasileira de energia renovável



Fonte: elaboração própria a partir dos dados do MME.

Em termos de participação no total de produção de energia no Brasil em 2009, a Figura 8 apresenta os dados para os anos de 1989 a 2009. Esse resultado sugere que durante esse período a energia renovável assume a maior participação de produção no Brasil, com destaque para energia hidráulica e produtos de cana-de-açúcar. Contudo, observa-se uma redução de participação a partir dos anos 2000 visto que a produção de gás natural aumentou no Brasil a partir de meados dos anos 1990, contribuindo, portanto, para o crescimento da participação de energia não renovável. Logo, pode-se destacar que o Brasil apresenta uma matriz energética renovável, representando algo em torno de 80% (informação do MME) da oferta da energia produzida no país. Esse dado é relevante, pois demonstra que em tempos de preocupação com a questão do meio ambiente, o Brasil assume o seu papel de geração de eletricidade a partir de fontes limpas, agregando-se outras diversificações de geração, como exemplo destaca-se a energia eólica.

4 – Considerações finais

A questão energética é um tema relevante para o debate sobre desenvolvimento econômico de um país e/ou região, principalmente quando se levam em consideração os aspectos socioambientais presentes nos estudos sobre a expansão da oferta de energia elétrica. Segundo as experiências internacionais, os problemas em torno das crises de suprimento de oferta de energia demandam dos organismos públicos medidas de caráter sustentável para garantir o equilíbrio dinâmico e socioambiental da oferta continuada de energia elétrica.

Dentro da lógica do processo de crescimento e desenvolvimento de um país e/ou região, a questão da geração de energia elétrica é uma preocupação que está inserida na tomada de decisões em todos os ramos de atividade da vida econômica, principalmente hoje quando se fala muito em energia renovável, em que a diversificação da matriz energética proporciona uma forma de planejamento sustentável, privilegiando a preocupação da sociedade com o meio ambiente.

5 - Bibliografia

BANCO MUNDIAL. **World Development Indicators**. Disponível em www.bancomundial.org.br Acesso em 20/08/2010.

BP Statistical Review of World Energy June 2008. Disponível em www.bp.com Acesso em 13/08/2010.

BP Statistical Review of World Energy June 2010. Disponível em www.bp.com Acesso em 09/08/2010.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Elétrica. **A questão socioambiental no planejamento da expansão da oferta de energia elétrica**. Rio de Janeiro: EPE, 2006.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Elétrica. **Mercado de Energia Elétrica 2006-2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2005.

CARNEIRO, Ricardo. **Desenvolvimento em Crise: A economia brasileira no último quarto do século XX**. São Paulo: UNESP, IE – UNICAMP, 2002.

CASTRO, Nivalde José de; FERNANDEZ, Paulo Cesar. **A Reestruturação do setor elétrico brasileiro: passado recente, presente e tendências futuras**. XIX SINPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia elétrica. Rio de Janeiro, 14-17 de outubro de 2007.

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. **Energia e Meio Ambiente no Brasil**. In: Estudos Avançados. Universidade de São Paulo. Instituto de Estudos Avançados 21 (59), 2007.

HINRICHS, Roger A; KLEINBACH, Merlin. **Energia e Meio Ambiente**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003.

IBGE. **Censo demográfico 2000**. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: 27/08/2010.

IEA Statistics. Disponível em www.iea.org. Acesso em 15/08/2010.

IPEADATA. **Sinopse macroeconômica**. Disponível em: www.ipeadata.gov.br. Acesso em 27/08/2010.

LEITE, A. D. **A Energia do Brasil**. 2. ed. ver. E atual. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz. [Org.]. **Economia da Energia**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PIRES, Adriano; FERNANDEZ y FERNANDEZ, Eloi BUENO, Julio. **Política Energética para o Brasil: Propostas para o Crescimento Sustentável**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 2006.

REIS, Lineu Belico dos; SILVEIRA, Semida; FADIGAS, Eliane A. F. A; PINHEIRO, José Luis Pimenta; CASELATO, Djalma; GIMENES, André Luiz Veiga. **Geração de Energia Elétrica**. In: Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável. Lineu Belico dos Reis, Semida Silveira (Orgs.). 2. Ed. – São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2001.

REZENDE FILHO, Cyro de Barros, **História Econômica Geral**. São Paulo: Contexto, 2000.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno (coordenador). **Geração de energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2005.



11. Desarrollo Hidroeléctrico en el Perú: Perspectivas de Desarrollo¹

Nivalde J. de Castro²

Renzo Bustamante Avanzini³

Introducción

El Perú desde 2003 viene experimentando un crecimiento económico muy elevado, llegando a tener tasas de crecimiento en su PBI de hasta 9,8 % anual en el 2008 [1]. Fue uno de los pocos países a nivel mundial que logró crecer durante la crisis monetaria internacional del año 2009 y las proyecciones de crecimiento económico de este año 2010 llegan al 5,5% del PBI [2]. Todo eso sumado a una baja inflación, estabilidad de precios y prudencia fiscal, hacen que las proyecciones de crecimiento económico a corto y mediano plazo sean muy favorables. Para poder continuar con este crecimiento, el Perú necesita de un sistema eléctrico que este a la altura de los nuevos retos del país. Para esto, el Perú debe utilizar los recursos naturales con que cuenta para tener seguridad energética, buscando ampliar su matriz energética limpia, confiable, sostenible que contribuya a disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y genere desarrollo social.

Perú posee un potencial hidroeléctrico amplio y reservas relativamente grandes de gas natural. Con la introducción del gas natural a partir del 2004, el país empezó

¹ Trabajo presentado en el 5º SISEE – Seminario Internacional del sector de Energía Eléctrica.

² Profesor de la Universidad Federal de Rio de Janeiro y Coordinador de GESEL – Grupo de Estudios del Sector Eléctrico.

³ Profesor de la Universidad Ricardo Palma – Perú.

a sufrir un cambio en su matriz energética de generación eléctrica; de pasar de tener más de 80% de participación hidráulica a principios del año 2000 a contar con 55% de participación actualmente, con un crecimiento de hasta un 45% de capacidad instalada de generación térmica en los últimos cuatro años. La rapidez de instalación de una central térmica, un gas subsidiado e impacto ambiental focalizado hicieron que las centrales térmicas a gas tuvieran este gran crecimiento dejando de lado la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas.

El objetivo del estudio es presentar la situación actual del sistema eléctrico peruano, mostrar los principales inconvenientes de entrada de nuevas fuentes de energía renovable al sistema eléctrico peruano y presentar recomendaciones que podrían hacer viable el incremento de centrales hidroeléctricas dentro de la matriz energética peruana.

1 - Situación Actual del Mercado Eléctrico Peruano

La potencia instalada de generación eléctrica en el Perú es de 7.2 MW, de los cuales 55% es térmico y 45% es hidráulico.

La máxima demanda del Sistema Eléctrico Peruano durante el año 2009 fue 4.322 MW. En lo que va del año 2010, la máxima demanda se reportó durante el mes de Marzo y fue de 4.452MW. Con respecto a la producción anual de energía 2009, 62,91% fue hidráulico y 37,09% térmico.

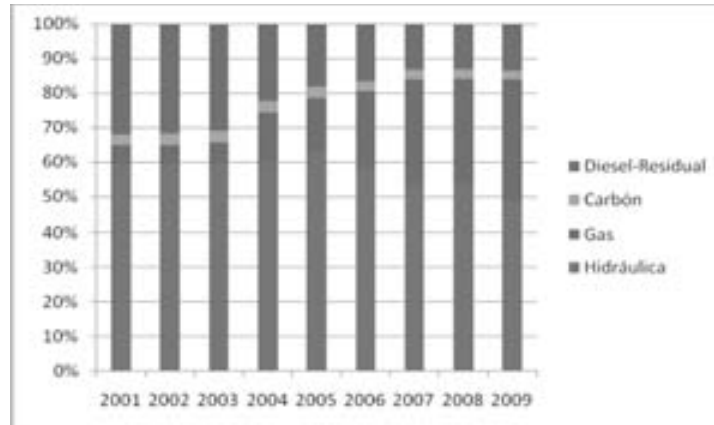
Tabla 1 - PERÚ Generación Eléctrica 2009 (en GWh y %)

TIPO	GWh	%
Térmica	11.055,58	37,09
Hidráulica	18.751,67	62,91
TOTAL	29.807,25	100

Fuente: MEM, Perú Sector Eléctrico 2009

Desde que entro en operación comercial el Gas de Camisea se ha notado un gran crecimiento en la participación de centrales térmicas a gas natural en la Matriz Eléctrica. El gran crecimiento en el uso del gas natural ha hecho que el 84% de la energía termoeléctrica producida durante el 2009 corresponde a la utilización de este recurso.

Figura 1 - Evolución de la potencia efectiva por Fuente de Energía Peruana 2009



Fuente: OSINERGMIN

2 - Proyecciones a Futuro

Teniendo en referencia, por parte del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), los proyectos de nuevas centrales térmicas e hidroeléctricas a construirse, se prevé que para el año 2017 se tengan instalados 2.605 MW más en generación hidroeléctrica y 4.046 MW en generación térmica. Para una previsión de demanda máxima de potencia en el 2017 de 8.9 MW, y un consumo de energía anual de 61.5 GWh.

Si se ejecutan todos estos proyectos, podemos afirmar que para el 2017, nuestra matriz energética tendrá una componente mayoritaria térmica.

Tabla 2 - Capacidad Eléctrica Instalada Perú 2017 (en MW)

TIPO	CAP. INSTALADA (MW)	%
Térmica	7.982,90	58
Hidráulica	5.826,10	42
TOTAL	13.809,00	100

Fuente: MEM, Perú Sector Eléctrico 2009

Este crecimiento de la capacidad térmica se deberá a la explotación de las reservas de gas natural hallado en la en Camisea, Cuzco.

La cuestión que se coloca y que merece reflexión es la prioridad dada en el planeamiento energético del MINEM a la generación térmica a gas. Esta prioridad ampliara la participación de fuentes no renovables, contaminadoras y más caras en la matriz eléctrica. Un análisis de mayor amplitud sobre el uso del gas natural, en busca de darle mayor valor agregado debería ser realizado por el MINEM.

3 - El Gas de Camisea

A mediados de los años 80, la compañía petrolera SCHELL, descubrió en Camisea, Cuzco (Amazonía Peruana), grandes reservas de gas natural. Todos estos hallazgos le significaron SCHELL una inversión de \$ 500 millones. Sin embargo el Estado peruano ni SCHELL llegaron a ningún acuerdo con respecto a la explotación de este recurso, así la SCHELL abandona el Perú y le revierte al estado peruano el proyecto, sin demandar alguna compensación económica.

En el año 2000, el nuevo consorcio “CAMISEA” formado por Pluspetrol, Hunt Oil , SK y otros, ganaron la licitación para explotar las reservas de gas encontradas por la SCHELL. También se formó un consorcio para transportar el Gas del Cuzco a Lima llamado TGP “Transportadora de Gas del Perú” formado por Tecgas, Plupetrol, Hunt Oil y otros, financiado por el BID y la CAF. Este gasoducto tiene una longitud de 700 km y permite transportar hasta 450 MP3 día. El gasoducto entró en operaciones comerciales en agosto del 2004.

El gobierno Peruano, para incentivar el consumo interno de esta nueva fuente energética, fijó que las tarifas del gas natural producido en esta área fueran las siguientes:

Tabla 3 - Precios del Gas Natural 2009 (en US\$ M3)

PRECIO	Generación- Electricidad	Otros usuarios
	(US\$/MMBTU)	(US\$/MMBTU)
Boca de Pozo *	1	1,8
Servicio de Transporte**	1,096	1,643
Servicio de Distribución**	0,18	0,27
TOTAL	2,276	3,713

*Precios Máximos según contrato

**Estimados de Olinguín

Fuente: OSINERGMIN-GART

Con estos precios subsidiados, que no se adecuan al mercado a internacional cuyo costo por US\$ MM3 es de \$ 5,23 (NY City Gate Spot, al 05/08/10), el consumo de gas natural se masifico, teniendo un fuerte crecimiento en generación eléctrica, transporte, industria, agroindustria y pesquería. Una pregunta que se coloca es saber hasta cuándo será posible mantener esta estructura tarifaria subsidiada, en especial para la generación eléctrica, ya que el Perú posee un elevado potencial hidroeléctrico que podría ser explorado, determinando tarifas reales menores y abordando posibilidades para la utilización más racional, productiva y económica para el gas natural.

En el año 2003 se forma la empresa PERU LGN, integrada por Hunt Oil, SK, Repsol y Marubeni, con el objetivo de exportar a México y a California el gas natural de los campos de Camisea. Este proyecto significo una inversión de \$ 3.800 millones, y compromete la exportación de 4,2 TCF durante 20 años. Dentro del proyecto figura la construcción de la planta LGN Melchorita ubicada en la región de ICA y la construcción de un gasoducto de 407Km de 34" desde Ayacucho hasta la planta Melchorita.

Figura 2 - Ubicación de Camisea y Gasoducto



Fuente: Peru LNG 2004

Aunque paradójico, el Perú ahora sufre de falta de suministro de gas; el Consorcio Camisea no firma contratos de venta de gas en vista que no puede certificar más volúmenes de reservas de gas. Este hecho demuestra posiblemente un error de la política energética peruana, ya que no busco la oferta de recursos energéticos de otras fuentes, que podrían haber significado mayores costos, pero que podrían determinar una tarifa media mayor, enfocando los subsidios en sectores productivos donde el GN tenga más valor. Este es un problema que debe ser analizado por la política energética y que se refleje en parámetros de evolución de la matriz eléctrica y energética del país.

Para el proyecto LGN Perú se creía que se contaba con 11,6 TCF de reservas probadas de gas natural y que la demanda de consumo peruano iba a ser baja, tanto así que la exportación era una buena opción de negocios.

Figura 3 - Reservas y Demanda Gas Natural Perú 2004



Fuente: Perú LNG 2004

Sin embargo tanto el nivel de reservas comprobadas de gas, como las proyecciones de demanda de gas del Perú fueron erróneos. En un estudio realizado por la empresa Gaffney, Cline & Associates en 2009, pedido por la Pluspetrol, integrante del consorcio “Camisea”, se observa que las reservas probadas eran mucho menores que las que se suponían.

Tabla 4 - Contratos de Venta de Gas para las reservas comprobadas a Febrero 2009

CONTRATOS DE GAS NATURAL A FEB 2009	
TIPO DE USO	CANT. CONTRATADA (TCF)
Industria	0,173
Generación Eléctrica	1,425
Distribución	1,788
Petroquímica	1,245
Proyecto LNG	4,086
TOTAL	8,717

Fuente: Gaffney, Cline & Associates. Reserve and Resource Statement, Mayo 2009

Tabla 5 - Reservas probadas de GAS según CONSORCIO CAMISEA (en TCF)

	RESERVAS PROBADAS (TCF)
Lote 88	6,851
Lote 56	1,944
TOTAL	8,795

Fuente: Gaffney, Cline & Associates. Reserve and Resource Statement, Mayo 2009

Como se puede apreciar, el simple hecho de exportar Gas Natural a través del proyecto LNG Perú a México y Norteamérica hace imposible la implementación de nuevos proyectos que utilicen este recurso, a menos que se encuentren nuevas reservas de gas natural, cuyo precio ya no sería el subsidiado, sino que tendrían el económico internacional.

El Ministerio de Energía y Minas al observar estos resultados, mandó ejecutar otro estudio para comprobar verdaderamente cual era la volumen de reservas probadas de Gas en Camisea. Para esto contrató a la empresa Neetherland, Sewell & Associates que publico sus resultados a Diciembre del 2009:

Tabla 6 - Reservas probadas de GAS según MEM 2009 (en TCF)

	RESERVAS PROBADAS (TCF)
Lote 88	9,0493
Lote 56	2,5942
TOTAL	11,6435

Fuente: Netherland, Sewell & Associates, Estimate of Gross Reserves, Contingent Resources and Prospectives Resources for Block 56 y 88, Mayo 2010

Bajo estos nuevos resultados se observa que aún se cuenta con reservas con hasta 2,8485 TCF más probadas, las cuales podrían utilizadas para abastecer de gas a Región Sur del Perú, que tiene una demanda de 1 TCF. Para llevar el gas a la región Sur, se construiría un Gasoducto con una longitud de 1.085 km que interconectaría a las regiones de Cuzco, Arequipa, Moquegua y Puno. La construcción del gasoducto estaría a cargo de las Empresas Petrobras y Odebretch.

Para la elaboración de los cuadros y tablas se ha tomado el monto de reservas probadas, y no reservas in situ, debido a que solo con reservas probadas es que se realizan los contratos de suministro de Gas.

Cabe destacar que el consorcio Camisea es libre de tomar como referencia cualquiera de los dos estudios, para poder realizar la venta de gas a terceros.

Visto el posible desabastecimiento de gas en el futuro, el Ministerio de Energía y Minas de Perú ha dispuesto que toda la producción de gas natural del lote 88 se destine al consumo interno peruano, prohibiéndolo para su exportación por 5 años, hasta que se encuentren nuevos yacimientos de gas natural.

Otro problema que se ha podido detectar es la congestión del gasoducto existente, su capacidad actual de 450mmpcd ya está llegando a su límite, y no va a ser hasta el 2012 que Transportadora de Gas de Perú que va a ampliar su capacidad a 920 Mmpcd.

También existe la intención de utilizar ese gasoducto para el transporte de gas natural para el Proyecto LNG PERU, lo que haría que el ducto llegue a su capacidad máxima, imposibilitando la utilización del gas para nuevos proyectos.

4 - Desarrollo Hidroeléctrico en el Perú

El Perú tiene una amplia tradición hidroeléctrica, desde fines del siglo XIX cuando se instaló la primera central hidroeléctrica en las márgenes de río Rímac, pasando por el “Complejo del Mantaro” (1008 MW) hasta la última central hidroeléctrica inaugurada durante 2010: “El Platanal” con una capacidad instalada 220 MW. Gran parte de las centrales hidroeléctricas peruanas son a filo de agua y han tenido un mínimo impacto social y ambiental, al estar ubicadas en los andes peruanos, aprovechando las caídas de agua y lagunas naturales que se encuentran en estas montañas.

El Estado peruano, queriendo aprovechar su estratégica posición geográfica y buscando tener una matriz de generación eléctrica mayoritariamente hidráulica, y con el gobierno Federal de Alemania, en el año 1968, elaboró un estudio del potencial hidroeléctrico peruano en base a un convenio de cooperación que habían suscrito anteriormente ambas naciones.

La compañía alemana Lahmery – Salzgitte asesoró al Ministerio de Energía y Minas del Perú en la elaboración de este informe llamado: “Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional”. Se concluyó que el potencial hidroeléctrico del Perú era el siguiente:

Tabla 7 - Potencial Hidroeléctrico Perú 1976

Cuenca	Area (Km ²)	Long. Ríos (km)	Pot. Teórico Lineal (MW)	Potencial Específico (MW/km)
Pacífico	229.060	19.267	29.257	1,52
Titicaca	45.953	4.023	564	0,14
Atlántico	1.023.268	58.065	176.287	3,04
TOTAL	12.98.281	81.355	206.108	2,53

Fuente: MEM, Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional 1976

El potencial se calculó utilizando la siguiente fórmula:

$$PL = 9,81 * \bar{Q} * \Delta H$$

Siendo:

PL = Potencial Bruto Lineal (en kW)

$\bar{Q}$ = Caudal medio en el tramo del río, en /seg

ΔH = Diferencia en elevación (m.s.n.m) entre los niveles de la superficie del agua en límites del tramo del río, en metros.

Es con esa fórmula, y analizando la mayoría de ríos del Perú, se determinó que el Potencial Hidroeléctrico Teórico Peruano era de 200.000 MW. Claro está, que esto es algo ideal con una eficiencia del 100%, algo que no es factible. De todo ese potencial teórico, solo un 30% es utilizable, siendo así que el Potencial Hidroeléctrico Peruano es de 60.000MW.

4.1 - Principales proyectos propuestos por el Estudio

La tasa anual de crecimiento de la capacidad instalada del parque generador Peruano es de 400 MW. Siguiendo con esta tendencia, y considerando el potencial estimado, el Perú tendría seguridad energética al menos 50 años.

En el estudio se destacan varios proyectos de la cuenca amazónica, entre los cuales destacan:

1. ENE-40. Localizado en el Río ENE, Pongo de Paquitzapango, con una potencia promedio de 2,331MW con posibilidad a trasvase del Río.

2. INA-200. Localizado en el Río INAMBARI, con una potencia promedio de 1.335 MW.

3. MAN-250. Localizado en el Río MANTARO, con una potencia promedio de 482,3 MW.

4. MAN-270. Localizado en el Río MANTARO, con una potencia promedio de 315 MW.

5. MARA-440. Localizado en el Río MARAÑÓN, con una potencia promedio de 678,3 MW.

6. URUB-320. Localizado en el Río URUBAMBA, Pongo de Mainique, con una potencia promedio de 941.6MW.

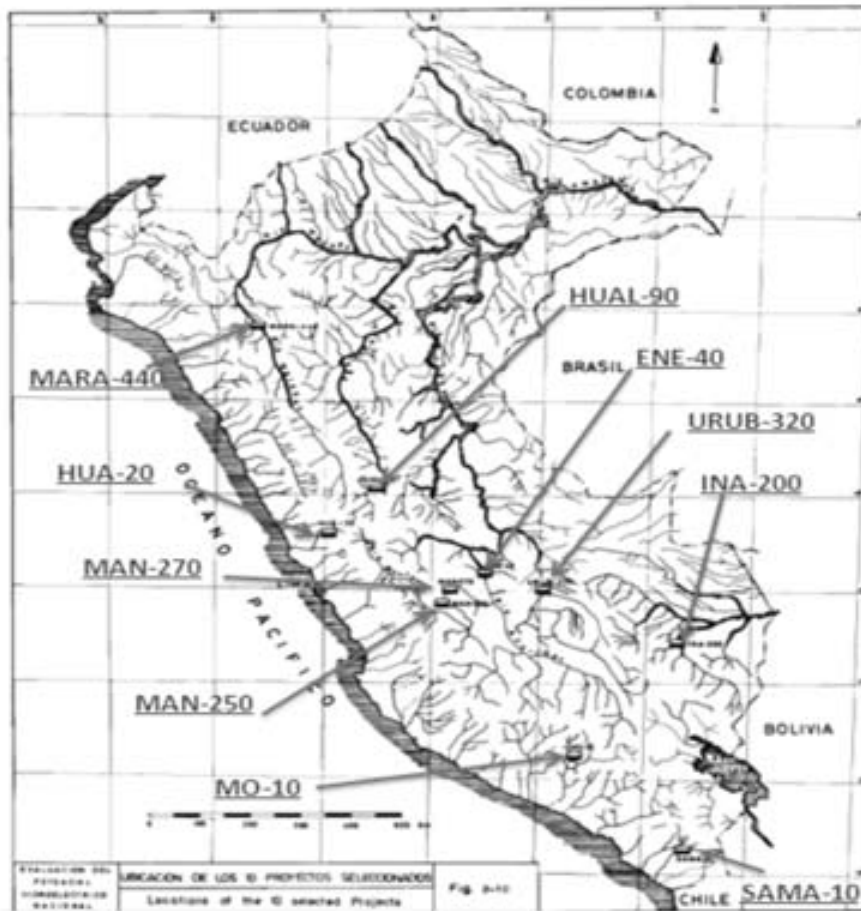
7. HUAL-90. Localizado en el Río HUALLAGA, con una potencia promedio de 803,7 MW.

8. MO-10. Localizado en el Río MOLLOCO, con una potencia promedio de 296,3 MW.

9. HUA-20. Localizado en el Río Huara, con una potencia promedio de 185,3 MW.

10. SAMA-10. Localizado en el Río Sama, con una potencia promedio de 348,3MW.

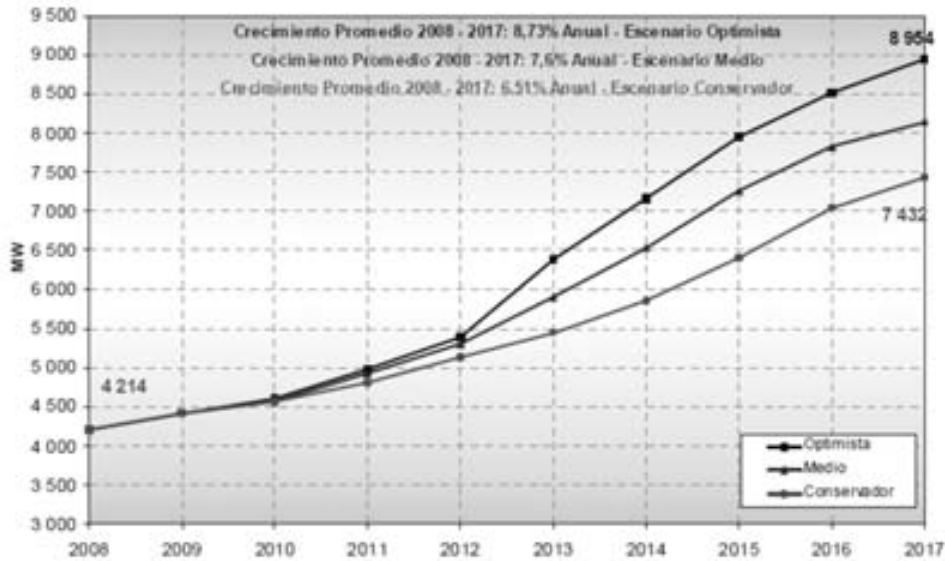
Figura 4 - Ubicación principales proyectos Estudio Potencial Hidroeléctrico Nacional



Fuente: MEM, Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional 1976.

Si se logran ejecutar estos 10 proyectos (5.383 MW), el Perú podría asegurar su demanda interna hasta el año 2017 sin necesidad de instalar centrales térmicas.

Figura 5 - Crecimiento Demanda Eléctrica Perú 2017



Fuente: MEM, Plan Referencial de Electricidad 2008-2017

El estudio “Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional”, ha sido el único estudio significativo, detallado y profesional que se realizó sobre el Potencial Hidroeléctrico Peruano. Ahora, el estudio tendría que ser actualizado para calcular el actual caudal de los ríos, poblaciones asentadas, impacto del derretimiento de los glaciales y el impacto del cambio climático en la hidrología del país. Cabe añadirse que la legislación con respecto a impactos ambientales de los años 70s es incompatible con la actual. Todos estos factores crean la necesidad de una revisión de este estudio por parte del Estado Peruano para hacer un nuevo inventario del potencial hidroeléctrico nacional.

5 - Barreras y Posibles Soluciones para la Construcción de Grandes Centrales Hidroeléctricas

El Estado Peruano, a través del MEM, buscando fomentar el crecimiento del parque hidroeléctrico, le pidió al Banco Mundial, realice un estudio en el cual se puedan apreciar cuales son las causas del poco crecimiento en

generación Hidroeléctrica y recomendaciones a seguir para viabilizar estos emprendimientos.

Entre las principales barreras que encontró el estudio para la construcción de grandes centrales hidroeléctricas se puede destacar:

i. Alto costos de Generación en comparación a los costos de Centrales Termoeléctricas.- El gas subsidiado de Camisea crea una distorsión en los precios, haciendo que el MW/h cueste \$34.91 haciendo inviable la construcción de Central Hidroeléctricas.

ii. El sistema actual de subastas de energía es inapropiado para inversión en Hidroeléctricas. Este sistema no distingue los tipos de generación, ya sea térmica, hidráulica o renovable, tampoco prevé contratos a largo plazo (más de 20 años) los cuales son imprescindibles para las hidroeléctricas debido a su alto costo.

iii. El proceso de adquisición de licencias es muy largo y sujetos a variaciones institucionales constantes.

iv. Hay un débil marco ambiental, sumado a conflictos sociales que se podrían originar con los habitantes que habitan en las zonas de la construcción de las hidroeléctricas.

v. Falta de un planeamiento energético en el Perú. El Estado pone referencias de cómo debería ser la matriz energética, pero no da políticas ni instrumentos de cómo llegar a esas metas, tanto ambientales, energéticas y sociales.

Entre las principales recomendaciones que da el estudio:

i. El rol del Estado Peruano en el planeamiento tanto en generación y transmisión eléctrica debe ser imprescindible para el crecimiento eléctrico del país, si es que se quiere tener una matriz energética económica, ambiental y que permita realizar una integración energética regional.

ii. Si es que no se encuentran mayores reservas de gas, es limitada, o hay congestión en el gasoducto, el Perú podría llegar a su pico de generación térmica para el 2012-2014, haciendo imprescindible la entrada de centrales hidroeléctricas para evitar racionamiento.

iii. El impacto del Calentamiento Global con respecto a las centrales hidroeléctricas es incierto, pero se prevé que va a ser limitado.

iv. Mientras el precio del gas no se sincere, muy pocos proyectos hidroeléctricos serán viables financieramente. Se recomienda revisar el subsidio del gas, se comprobó que de llevar el precio al valor de mercado la tarifa

subiría solo 9% para los usuarios, y para los usuarios más pobres podría equalizarse debido al FOSE (Fondo de Compensación Social Eléctrica).

v. Se tiene que actualizar el inventario Hidroeléctrico del Perú.

vi. El actual sistema de subastas, donde todas las energías son tratadas igualmente, constituye una gran barrera para la entrada de centrales hidroeléctricas, se recomienda la subasta por separado de hidroelectricidad o por proyectos hidroeléctricos como lo hace Brasil.

vii. El desarrollo de centrales hidroeléctricas para la exportación de energía a Brasil debe tener un fuerte marco institucional y legal que: 1. Busque un desarrollo sostenido con adopción de estándares internacionales para preservación de la naturaleza y las comunidades aledañas, 2. Desarrolle un proceso competitivo que maximice las ganancias para el Perú. (El Banco Mundial sugiera tomar como referencia el modelo de exportación de Energía que tiene Laos a Tailandia con la central hidroeléctrica Nam Theun 2).

6 - Medidas tomadas por el Ministerio de Energía y Minas para Impulsar la Construcción de Centrales Hidroeléctricas y Energías Renovables

6.1 - Energías Renovables

En marco de la firma del Tratado de Libre Comercio con los Estados Unidos de Norteamérica, previendo un crecimiento económico anual de 7.5% para la cual la nueva demanda de energía al 2017 sería de 3.600 MW adicionales, el estado Peruano emitió el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación Electricidad con el uso de Energía Renovables.

Con esta ley se busca promover las energía renovables tales como pequeñas centrales hidroeléctricas (d•20MW), biomasa, eólica, geotérmica, mareomotriz y solar, de manera que el Perú reduzca sus emisiones de gases de efecto invernadero causadas por la quema de gas y derivados del petróleo, y al mismo tiempo trabaje con mecanismos de desarrollo limpio obteniendo certificados de Reducción de Emisiones, que luego puedan ser negociados con países industrializados en el marco del protocolo de Kioto.

La ley prevé que el Ministerio de Energía y Minas cada cinco años establecerá un porcentaje objetivo que deberá participar del consumo nacional de electricidad a partir de energías Renovables. Este porcentaje será hasta de un 5%. Estas energías tendrán prioridad de despacho por parte del COES.

El costo a la cual operarán será fijado por OSINERGMIN teniendo en cuenta el tipo de tecnología que se utilice, y las inversiones tendrán una tasa de rentabilidad de 12%.

Con estas medidas las energías renovables van poder ser viables financieramente, lo cual no era posible antes debido a los precios bajos de generación causados por el gas natural subsidiado de Camisea.

6.2 - Centrales Hidroeléctricas

Entre otras normas que el estado Peruano emitió para promover la construcción de grandes centrales hidroeléctricas tenemos:

- i. Beneficio de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas.
- ii. Simplificación del Sistema de Permisos para centrales menores de 20 MW.
- iii. Eliminación del Impuesto de importación para equipamiento utilizado en las centrales hidroeléctricas.

Conclusiones

Para hacer viable la construcción de grandes centrales hidroeléctricas en necesario que el Estado Peruano pase de tener un rol de referencia en política energética, a un rol de planeador de políticas energéticas. Esto no solo debe ser aplicado al sector eléctrico, sino también al sector de hidrocarburos y gas, sectores altamente ligados con el sector eléctrico y con el desarrollo del país en general.

Es necesario reducir paulatinamente el subsidio al precio del gas natural para la generación eléctrica. El rol del subsidio, que era incentivar en una primera etapa el consumo del gas ya fue cumplido, y no puede seguir quemándose gas para generación eléctrica cuando se puede utilizar energía hidroeléctrica que no genera emisiones de gases de efecto invernadero. De esta forma, se puede considerar como gran factor de impedimento para la construcción de centrales hidroeléctricas en el Perú la manutención de la política de subsidio al gas natural. En vista que la producción de gas natural, resultado de la política de subsidios, se encuentra en una situación crítica en relación al aumento de la demanda de energía eléctrica, hay una perspectiva para la construcción de central hidroeléctricas, por lo tanto el estudio del

Potencial Hidroeléctrico Peruano, tiene que ser actualizado. Para esto tiene que realizarse un trabajo en conjunto del Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio del Medio Ambiente, la Autoridad Nacional del Agua, Municipios locales, Autoridades Regionales, El Servicio Nacional de Meteorología, Comunidades Nativas, Universidades, empresas de Ingeniería especializadas y colegio de Ingenieros. La firma del Tratado de Integración Energética Perú-Brasil, en mayo del 2010, es un claro indicio de las perspectivas positivas para la ampliación de la oferta de energía eléctrica de fuente hidráulica.

En un contexto donde el mercado de carbono va a seguir creciendo, las inversiones en centrales hidroeléctricas podrían costar menos si es que se articulan bien los mecanismos para captar los bonos de carbono por toneladas de carbono que se dejan de emitir. Aquí el Ministerio del Medio Ambiente y el Ministerio de Energía y Minas deben centrar esfuerzos.

Bibliografía

[1] **INEI**, *Información del Índice Mensual de la Producción Nacional*, Disponible en: <http://www1.inei.gob.pe/perucifrasHTM/inf-eco/pro001.htm>, Visitado el 21 de Mayo 2010.

[2] **BANCO CENTRAL DE RESERVA PERÚ**, *Gráficos Dinámicos*, 22 Mayo 2010, Disponible en: <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Estadisticas/Graficos-Dinamicos/pbi.html>, Visitado el 21 de Mayo 2010.

[3] **UNITED NATIONS**, *World Population Prospects: The 2008 Revision*. Disponible en: <http://esa.un.org/unpp/>, Visitado el 21 de Mayo 2010.

[4] **WORLD BANK**, *World Development Indicators database*, 19 April 2010. Disponible en: <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do?Step=12&id=4&CNO=2>, Visitado el 21 de Mayo 2010.

[5] **ELECTRICITE DU LAOS**, *Annual Report 2008*. Disponible en: http://www.edl-laos.com/annual_report_index.php, Visitado el 21 de Mayo 2010.

[6] **MINISTRY OF ENERGY**, *Electric Power in Thailand 2008*.

[7] **WORLD BANK**, *Institutional and Financial Framework for Development of Small Hydropower*, June 2008.

[8] **WORLD BANK**, *Peru: Overcoming Barriers to Hydropower*, April 2009.

[9] **GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES**, *Reserves and Resource Statement for Camisea Project Fields, Block 56 (Peru) Effected February 28, 2009*, May 2009. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/Certificacion%20Reservas%20Lotes%2056%20y%2088/reserva_lote56.pdf, Visitado el 21 de Mayo 2010.

[10] **GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES**, *Reserves and Resource Statement for Camisea Project Fields, Block 88 (Peru) Effected February 28, 2009*, May 2009. Disponible en: http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/Certificacion%20Reservas%20Lotes%2056%20y%2088/reserva_lote88.pdf, Visitado el 21 de Mayo 2010.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES INC, *Estimate of Gross (100 percent) Reserves, Contingent Resources and Prospective Resources for Block 56 Ucayali Basin Peru as of December 2009*, Mayo 2010. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/download.php?idTitular=2247>, Visitado el 21 de Mayo 2010.

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES INC, *Estimate of Gross (100 percent) Reserves, Contingent Resources and Prospective Resources for Block 88 Ucayali Basin Peru as of December 2009*, Mayo 2010. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/download.php?idTitular=2246>, Visitado el 21 de Mayo 2010.

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA, OSINERGMIN, *Boletín Anual 2009, Operación del Sector Eléctrico*, Disponible en: http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/BolAnualSectorElectric/Boletin-Anual-SEIN_2009.pdf, Visitado el 19 de Agosto 2010.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS MEM, *Perú Sector Eléctrico 2009*. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=52>, Visitado el 21 de Mayo 2010.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS MEM, *Plan referencial de Electricidad 2008-2017*. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=280>, Visitado el 21 de Mayo 2010.

CARLOS DEL SOLAR, *Perú LNG El Proyecto de Exportación de Gas Natural*, Agosto 2004. Disponible en: http://www.comexperu.org.pe/archivos%5Cforo%5Cforo_26082004%5CCarlos%20Del%20Solar.ppt, Visitado el 21 de Mayo 2010.

THE WORLD BANK OFFICE, *Lao PDR Recent Economic Development 2009*. Disponible en: http://siteresources.worldbank.org/INTLAOPRD/Resources/293582-1096519010070/LaoEconomicMonitor_2009_English.pdf, Visitado el 21 de Mayo 2010.

MINISTRY OF ENERGY THAILAND, *Electric Power in Thailand 2008*.

12. Implicancias de la Interconexión Eléctrica Perú-Brasil en la Matriz Eléctrica Peruana

Jaime E. Luyo¹

Resumen

En el presente trabajo, primeramente se hace una revisión breve de los antecedentes de la situación actual del sector eléctrico peruano después de la reforma del año 1992, luego se presentan los aspectos relevantes y actuales en el sector eléctrico peruano y se continúa con la proyección a mediano y largo plazo para concretar una propuesta de matriz eléctrica objetivo. Se analizan, como una primera aproximación, los diferentes factores y efectos de una interconexión eléctrica Perú-Brasil motivada por el convenio energético a suscribirse próximamente y cuyo inicio estaría representado por la construcción de la central hidroeléctrica de Inambari y las líneas de transmisión para suministrar energía al mercado peruano y exportar al mercado brasileño, se plantean varios problemas debatibles y finalmente algunas reflexiones sobre la problemática.

Introducción

Dentro de la corriente internacional de liberalización de los mercados eléctricos que se intensificó en la década de 1990 en la región sudamericana,

¹ Profesor de la Universidad Nacional de Ingeniería, UNI. Director del Competitiveness and Sustainable Development Institute.

el Perú inició la reforma del sector eléctrico en noviembre de 1992 al promulgarse la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), eliminándose el monopolio estatal e introduciendo un nuevo modelo de mercado eléctrico descomponiendo (*unblinding*) la industria eléctrica en sus actividades de generación, transmisión y distribución, introduciéndose la competencia en el mercado al por mayor en la generación, y un marco institucional normativo, regulatorio y fiscalizador. A finales de la década pasada y a inicios de la presente, se han ido produciendo sucesivamente crisis tanto en los países vecinos manifestándose en la elevación de los precios de la electricidad y cortes o restricción del suministro eléctrico. En el Perú durante el 2004, se produjo una crisis de suministro de energía eléctrica, que se manifestó en el incremento de los costos marginales hasta de cinco veces con relación al año previo; entre los factores desencadenantes de la crisis se señalan: el factor climático coyuntural (la sequía) que afecta a los sistemas de generación predominantemente hidroeléctrica como el peruano, y que tiene correspondencia con las crisis observadas en países de la región con similar estructura de generación eléctrica; la imprevisión de las instituciones del sector eléctrico y fuertes indicios de poder de mercado².

Debido a la crisis del 2004, en diciembre del mismo año el Parlamento peruano dispuso que una comisión formulara un proyecto de ley para una solución permanente de esta problemática. Posteriormente y siguiendo la tendencia hacia la mayor desregulación del mercado eléctrico, el Congreso peruano promulgó en julio del 2006 la Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LGE), y que tenía por objeto la reducción de intervención del regulador y propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación, para lo cual se crea un mercado de corto plazo y un sistema de subastas de contratos a largo plazo; y por otro lado se da mayores atribuciones al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), que opera el mercado eléctrico y el sistema físico, incorporándole las funciones de interés público, entre otras, de: elaborar la propuesta del Plan de Transmisión, asegurar las condiciones de competencia en el mercado a corto plazo, y la determinación de los costos marginales de corto plazo. Según LGE, la gobernanza del COES está a cargo de los representantes de las empresas generadoras mayores, las transmisoras, de las distribuidoras, y de los usuarios libres, los consumidores minoristas (que suman más del 50% del

² Luyo (2006).

consumo total del mercado) no tienen representación; por lo que carece de la necesaria independencia de los agentes económicos en una economía de mercado. Después del tiempo transcurrido, la LGE no logró su objetivo de asegurar la suficiencia de generación eléctrica para el mediano y largo plazo, y en el corto plazo se han estado declarando con frecuencia desiertas las subastas de contratos (conducidas por los distribuidores bajo la supervisión del regulador³) y sobretodo se ha continuado el retiro de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) por los distribuidores sin tener contratos vigentes, lo que ha obligado al gobierno para afrontar estos problemas a dictar, después de la dación de la LGE, decretos de urgencia y diversas medidas paliativas modificando la LCE y también la LGE.

Durante el año 2008 se produjo una situación crítica en el sector eléctrico, no aceptada oficialmente, que se manifestó con apagones a mediados del año reconociéndose como causa el congestionamiento del gasoducto Camisea-Lima que aprovisiona a las generadoras termo-eléctricas concentradas en Lima, y además se tuvo que autorizar a ElectroPeru alquilar 75 MW térmicos en el extranjero ya que la reserva de capacidad del sistema era casi nula en ciertos periodos; es decir, una crisis de potencia y de energía. Por el lado económico, el costo marginal promedio anual en el SEIN subió respecto al año anterior dos veces y media; y el costo marginal promedio de julio fue nueve veces el costo en el mismo mes del año 2007⁴, muy superior a lo experimentado en el 2004. Esta situación se fue superando imprevistamente por un factor exógeno, la crisis financiera y económica internacional, cuyos efectos se percibieron hacia fines de año con la reducción de la demanda eléctrica, principalmente de las empresas mineras, lo que permitió un margen de reserva adicional y también que durante el 2009 la demanda de energía eléctrica esté prácticamente recesada, sin embargo el margen de reserva se redujo hasta el 5% en el mes de setiembre; todo esto ha posibilitado que, con la incorporación reciente de nuevos proyectos de generación se tenga una suficiencia de generación eléctrica en el corto plazo que sin embargo será vulnerable respecto de la congestión y operatividad del gasoducto Camisea-Lima.

El país tiene importantes recursos energéticos renovables, como los recursos hídricos que puede ser usado para la generación hidroeléctrica, cuyo

³ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin.

⁴ Estadísticas 2009. COES.

potencial se encuentra distribuido en el 97.8% en la cuenca del Atlántico, y la de Pacífico y el Lago Titicaca solo representan el 2.2% (V. Tabla 1) y actualmente se estima que el potencial técnicamente aprovechable es de 58,000 MW, mientras que el origen eólico es de 22,000 MW para la generación eléctrica⁵; es importante entonces, lograr progresivamente una mayor participación de los recursos abundantes en hidroenergía, y los renovables existentes en energía eólica que se pueden convertir en electricidad en cantidades importantes y contribuir en mejorar la capacidad de generación del sistema eléctrico interconectado nacional; adicionalmente, las fuentes de energía solar, de la biomasa, y las pequeñas centrales hidroeléctricas y eólicas, con el concepto de generación distribuida en energías renovables, se podrá satisfacer, dentro del principio de equidad social, las necesidades de electrificación y energía de aquellas comunidades que por la difícil geografía del país no tienen acceso a un suministro energético continuo y/o suficiente para su desarrollo.

Tabla 1. Recursos Hídricos Nacionales

Vertiente	Masa anual (km ³ /año)	Caudal	
		(m ³ /seg)	%
Pacífico	35	1.098	1,7
Atlántico	1.999	63.379	97,8
Titicaca	10	323	0,5
Total	2.044	64.800	100

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (1979)

En el ámbito de la actividad empresarial en el sector eléctrico, con la dación de la LCE se dio un proceso intensivo de privatización de las empresas estatales en la década pasada, vendiéndose las empresas más grandes de generación y de distribución básicamente localizadas en Lima y las instalaciones de transmisión trocales del SEIN, quedando de propiedad estatal la empresa de generación ElectroPerú (ELP) y otras empresas de generación y de distribución menores ubicadas en las regiones fuera de la

⁵ declaraciones del titular de Energía y Minas, 2 de julio del 2009.

capital. Las empresas de distribución Electronorte, Hidrandina, Electronoreste y Electrocentro (actualmente conforman la empresa Distriluz) fueron privatizadas en 1998, y fueron devueltas al Estado en el 2001. Las empresas estatales están bajo el régimen de una unidad de gestión que depende del Ministerio de Economía y Finanzas, el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE); respecto a la actuación de este ente, coincidimos con las opiniones de que no permite a las empresas estatales competir en igualdad de condiciones en el mercado de electricidad restringiendo sus capacidad de tomar decisiones empresariales⁶. La empresa de generación hidroeléctrica más grande del país (ELP) fue comprometida en el 2001 mediante un contrato *take or pay* a garantizar al consorcio de Camisea la compra de un volumen importante de gas natural, que juntamente con el subsidio pagado por los consumidores del sector eléctrico (Garantía por Red Principal), hicieron factible financieramente la construcción del gasoducto ya que representaban el 70% del total de la demanda estimada para los quince años siguientes. Posteriormente, ELP no obtuvo la autorización para ejecutar su proyecto de una Planta termoeléctrica a gas de 500MW; debiendo transferir su contrato de compra de gas a la generadora Etevensa en el 2003, y asumiendo otro mediante el cual ELP se obliga a comprar por 7 años la energía que genere Etevensa; es decir, asume el riesgo empresarial. La situación en el sector eléctrico en países vecinos como Brasil, se puede observar referencialmente en la mayor empresa estatal de generación, Eletrobrás, cuyo presidente, José Antonio Muniz, declaró a mediados de marzo del año en curso (según Reuters) que se incrementarán sus inversiones de 3,059 millones de US\$ el año pasado a 5,200 millones US\$ en el 2010; y que además la empresa planea participar en proyectos hidroeléctricos en Nicaragua, Argentina, Perú, Costa Rica y Guyana cuyos detalles de esas inversiones se publicará en junio próximo.

⁶ “...el FONAFE debe permitirles (a las compañías públicas de distribución) operar como compañías comerciales, incluyendo la interferencia mínima en las decisiones de inversión y un financiamiento adecuado para inversiones que garanticen el mantenimiento de los activos”. *Perú: La Oportunidad de un País Diferente*. Banco Mundial, 2006.

“...las empresas de generación con participación accionaria del Estado deben actuar en el mercado de la misma forma que actúan las empresas privadas; es decir, con libertad de decisión para el manejo administrativo y comercial de la empresa”. *Análisis de las Barreras de Entrada para la Inversión en Centrales Hidroeléctricas*, ESAN, Lima, julio 2008.

En el lapso de la última década, en el país se han venido dando cambios de política en el sector energía; en base a consideraciones comerciales se ha priorizado la explotación de los recursos gasíferos de la región de Camisea que son agotables; esto se ha manifestado notoriamente en el subsector eléctrico, donde incluso se ha tenido una orientación expresa de suspensión del desarrollo y explotación de los recursos hidroenergéticos que son abundantes y renovables que habían tenido prioridad hasta antes de la confirmación del volumen de reservas existentes de gas. Actualmente existe la incertidumbre sobre la suficiencia de gas para atender las necesidades del mercado nacional y la exportación; y después de esta última experiencia, parece que se está regresando a dar atención a las fuentes renovables convencionales y no-convencionales de energía para la generación eléctrica, dándose algunas medidas de incentivo a nuevas inversiones y convocándose para tal fin sucesivas licitaciones durante el último año. Resulta por lo tanto, importante y perentorio el establecimiento de una política energética con visión estratégica de largo plazo, que sea suficientemente explícita, flexible, duradera, hacia un desarrollo energético sostenible que incorpore las dimensiones económica, social, de diversidad cultural, y medioambiental en el país; y con relación a esta última, la necesaria coordinación con la política ambiental oficializada recientemente. Esta nueva política deberá tener como uno de sus ejes, el de Planeamiento e Integración Energética.

Dentro del contexto regional sudamericano, el Perú está prácticamente aislado energéticamente; solo existe una débil interconexión eléctrica en el norte con el Ecuador con un enlace de transmisión de 220 Kv Zorritos-Machala con una capacidad limitada a 160 MW que no ha operado de manera continua, pero que en los últimos meses por la crisis energética en Ecuador debido a la sequía, se ha exportado a éste país más de 70 MW en forma continua, habiendo correspondido al COES realizar las coordinaciones operativas y liquidaciones comerciales en el mercado de corto plazo. Respecto a la posibilidad de interconexión eléctrica con otro país vecino, en noviembre del 2006 se firmó en Brasilia el Memorando de establecimiento de una Comisión Mixta Permanente en Materia Energética, Geológica y de Minería entre el Ministerio de Energía y Minas del Perú (MEM) y el Ministerio de Minas y Energía de la República Federativa del Brasil, y en mayo del 2008 se suscribió en Lima el Convenio de Integración Energética; con motivo de la reciente visita del presidente del Brasil en diciembre del 2009 se encargó a sus respectivos ministerios del sector Energía la presentación de un proyecto

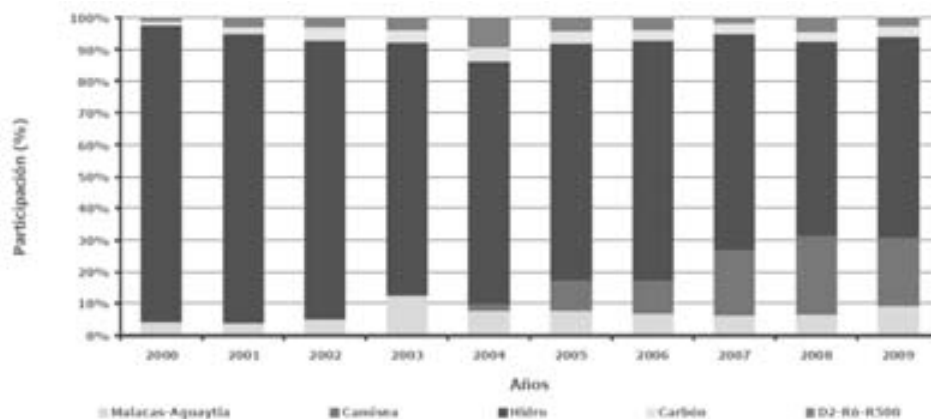
de acuerdo para el desarrollo de centrales hidroeléctricas en la Amazonía peruana para la producción de electricidad para el mercado interno peruano y la exportación de excedentes al Brasil, el cual está aún en proceso de discusión para su correspondiente aprobación.

Como contribución a la mejor comprensión y análisis de la futura integración energética Perú-Brasil, la participación de la academia, la empresa, e instituciones oficiales del sector eléctrico de ambos países, se concretó en un primer seminario en Brasil en el 2009 y el segundo en Lima a mediados de enero del presente año. Para la continuación del intercambio de opinión técnica sobre la problemática, se ha programado el Foro “Perspectivas de la Matriz Eléctrica Peruana y Brasileña” en Lima para el 19-20 de abril. El presente *paper* es una contribución al debate en el Foro.

Algunos Aspectos Importantes en el Sector Eléctrico Peruano

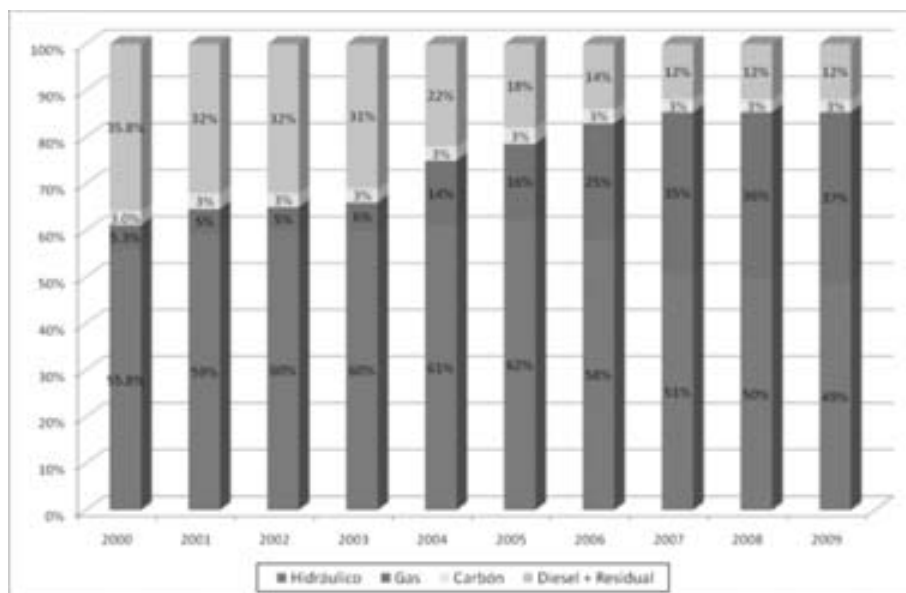
Después de lo expuesto en la introducción, trataremos de presentar algunos de los aspectos de la problemática del sector eléctrico que consideramos de mayor relevancia para el análisis de las perspectivas de la matriz eléctrica peruana. La producción de energía en el SEIN en el 2003, antes de la llegada del gas de Camisea a Lima, fue cerca del 80% de origen hídrico y que pasó a ser el 63% en el 2009; mientras que la potencia efectiva del 60% se redujo al 49% en el mismo periodo. V. Figs. 1 y 2.

Figura 1. Evolución de la Participación de Gas Natural en la Producción de Energía del Sein (GW.H)



Fuente: Estadísticas 2009.COES

Figura 2. Potencia Efectiva por Fuente de Energía



Fuente: Elaboración Propia, datos de Osinergmin

Respecto a la transmisión eléctrica en el SEIN, en los últimos años se ha venido reforzando para superar los problemas de congestión en los enlaces principales que unen la región central con las regiones sur y norte, estando en proceso de construcción la línea Mantaro-Socabaya-Montalvo a 500Kv que une centro-sur que operará en el 2012, la línea Chilca-Planicie –Zapallal 500Kv que entrará en el 2011 y con el proyecto de transmisión Zapallal-Chimbote-Trujillo 500 Kv para el 2013 se reforzará el enlace centro-norte; además, entre otros proyectos de transmisión, recientemente se ha autorizado la concesión de la línea Chilca-Marcona-Montalvo 500 Kv que unirá por la costa el centro-sur para entrar en operación el 2013. Estos reforzamientos permitirán, además de una mayor robustez de la transmisión, la evacuación de la generación que se ha ido concentrado en el último quinquenio en la región central con la instalación de plantas termoeléctricas alimentadas con el gas de Camisea; pero su mayor utilidad será verán en el mediano y largo plazo dando mayor capacidad y confiabilidad al SEIN para atender el crecimiento de la demanda eléctrica y la necesaria incorporación de cerca de 6,000 MW adicionales de capacidad de generación para el 2020 y de unos 13,000 MW más para el año 2,030, como analizaremos más adelante.

La matriz eléctrica, con el ingreso del gas natural de Camisea en el 2004 experimentó, como se ha mencionado previamente, una notoria transformación en un quinquenio, debido al intensivo incremento del parque de generación termoeléctrica a gas natural, incentivado por el precio subsidiado de este combustible y porque además no se gravan las externalidades por contaminación ambiental⁷ y no se incorporan estos costes en el precio de la producción eléctrica, factores que dan ventajas en el mercado frente a las tecnologías de fuentes energéticas renovables impidiéndose el ingreso de nuevos competidores (*entry*); notándose en este importante asunto la ausencia del ente regulador. V. Figs.3, 4.

⁷ La energía eléctrica generada por medio del gas natural en ciclo combinado emite 125 veces más emisiones contaminantes al medioambiente que la energía hidráulica por cada GWh producido.

Figura 3. Matriz Eléctrica 2009

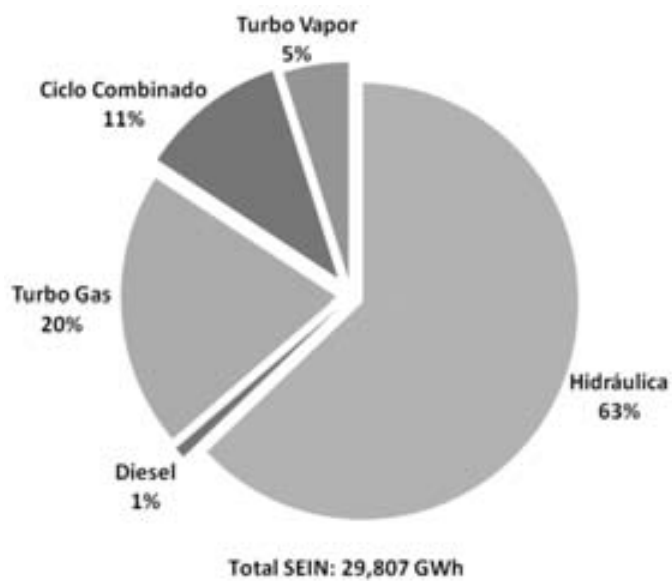
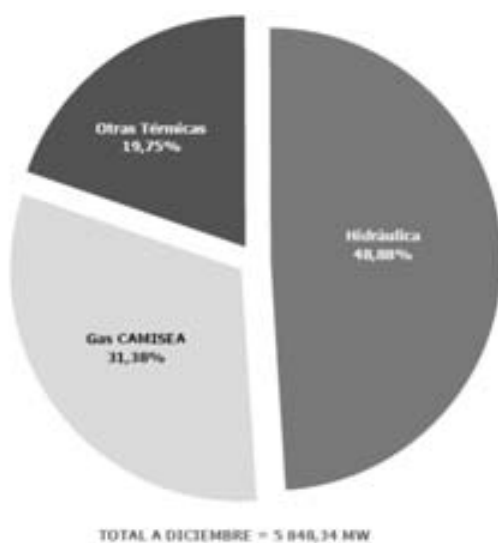


Figura 4. Potencia Efectiva - Tipo de Generación (com Gás Natural de Camisea)



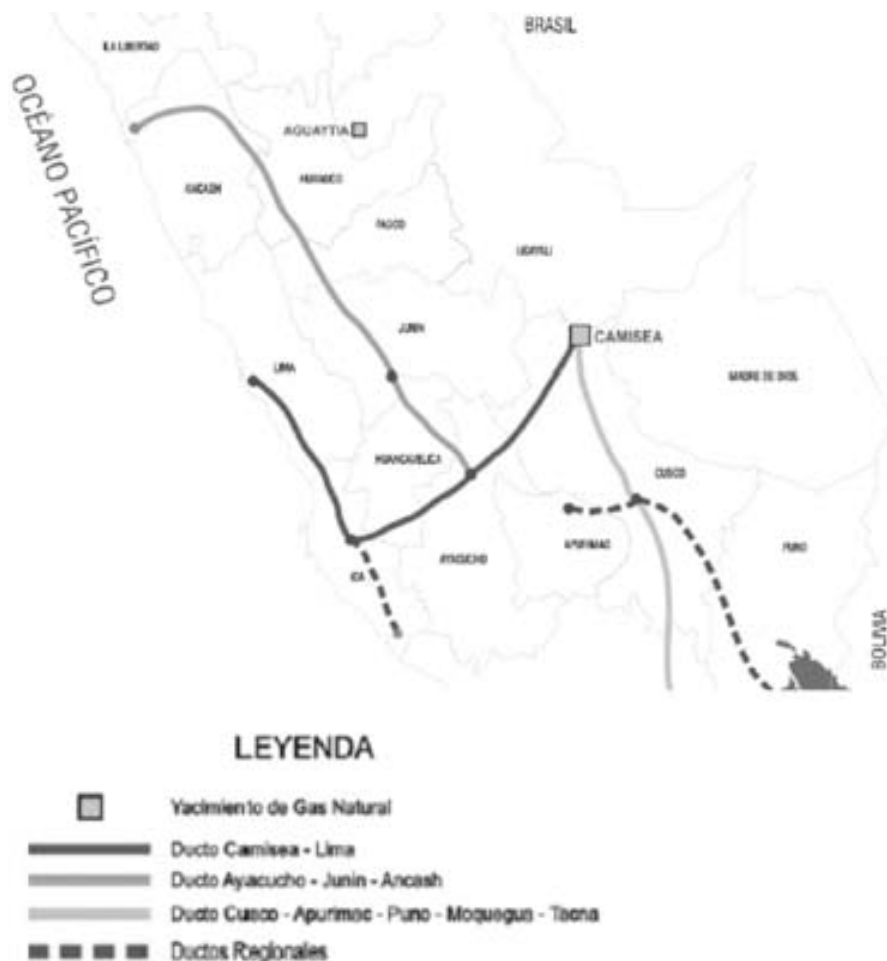
Fuente: Elaboración Propia

Datos: COES dic.2009

Con la llegada a Lima en el 2004 del gasoducto desde el yacimiento de Camisea (Cuzco), en pocos años se intensificó el consumo de gas natural por reconversión o por nuevas instalaciones de generación termoeléctrica, constituyéndose las empresas eléctricas en los principales consumidores; produciéndose entonces la interconexión del mercado gasífero (como monopolio) en la producción y transporte, con el mercado eléctrico (oligopólico) en el segmento de generación⁸. Esta situación imprevista por los proyectistas ha producido la congestión del gasoducto desde el 2008, por lo que el gobierno ha tenido que disponer la prioridad en el abastecimiento de gas natural a las termoeléctricas lo que a su vez ha repercutido en una restricción para con el sector industrial y sobretodo para nuevos consumos, hasta la ampliación de la capacidad del gasoducto. Actualmente se está produciendo una descentralización del consumo y transporte de gas con nuevos gasoductos en proceso de construcción y/o desarrollo que abastecerán desde Camisea a la zona norte hasta la localidad de Chimbote aún en proyecto, al sur medio con el gasoducto Pisco- Marcona estimado que operará en el 2011; y en la zona sur a través del gasoducto transandino Camisea-Cuzco-Puno-Moquegua-Tacna para el 2013. Es nuestra opinión que esta expansión priorice las actividades industriales como la petroquímica y otras que den valor agregado y mejoren la eficiencia energética en lugar de su uso como combustible barato. V. Fig. 5.

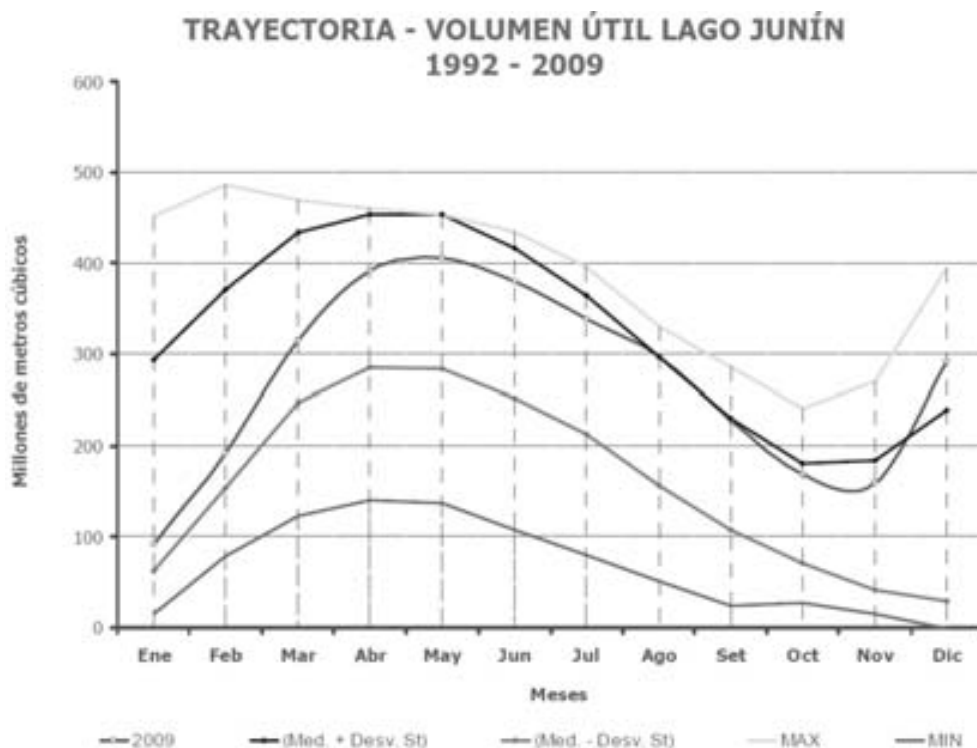
⁸ Luyo (2009).

Figura 5. Gasoductos Instalados y en Desarrollo



Fuente: Datos de Osinergmin

El régimen hidrológico del cual dependen las centrales hidroeléctricas del SEIN tiene dos periodos marcados durante cada año, de avenida (lluvioso) en promedio en diciembre-abril, y de estiaje (seco) en mayo-noviembre. Para referencia, podemos considerar el comportamiento anual del volumen útil del lago Junín para el periodo 1992-2009 que está vinculado a producción de las hidroeléctricas más grandes (Mantaro y Restitución).



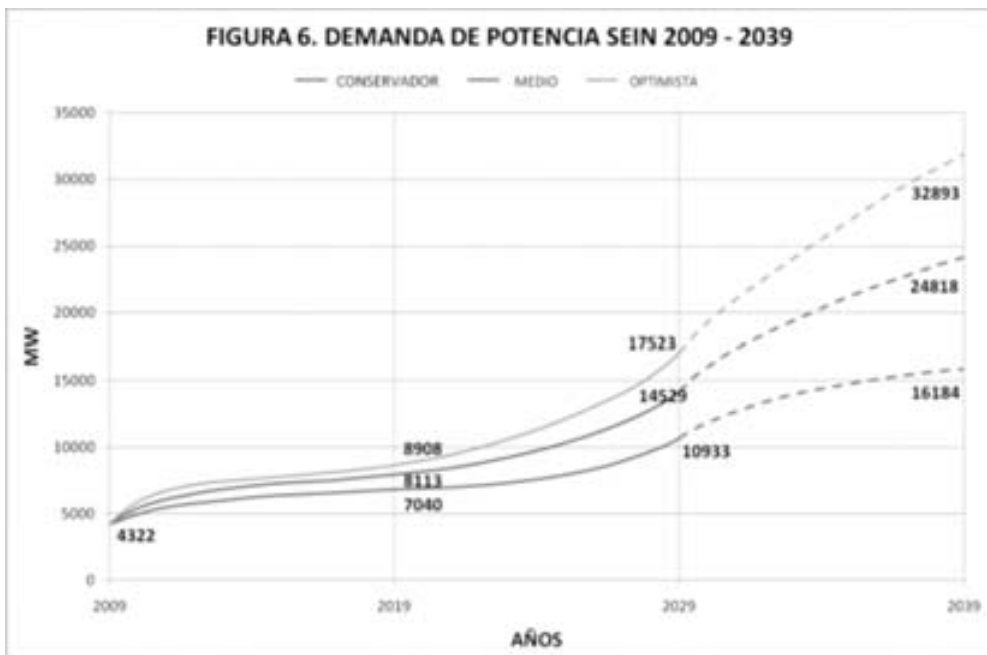
Fuente: Estadísticas COES 2009

Percepción del Sector Eléctrico Peruano a Mediano y Largo Plazo

La producción de energía eléctrica en el SEIN, después de haber tenido una tasa crecimiento anual en aumento desde el 2005, llegando alcanzar el 10% en el 2007; ésta fue reduciéndose en correlación con el acentuamiento de la crisis económica internacional hasta el 0.84% en el 2009 con respecto al año anterior. La producción en el 2009 fue de 29,807 GWh, de la cual el 63% fue de origen hidráulico. La máxima demanda se produjo como es usual en el mes de diciembre, alcanzando 4,322 MW y superior solamente en 2.95% al año anterior.

Tomando en consideración los estimados del Banco Central de Reserva (BCR) y de algunos organismos financieros internacionales respecto a que la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PBI) puede llegar al 5% en

el presente año, así como la correlación observada con el crecimiento de la producción eléctrica (V. Fig. 8); proyectaremos la demanda de energía a mediano y largo plazo para tres escenarios: conservador, medio y optimista. En el primer escenario, se considera para el periodo 2009-2019 una tasa promedio anual del 5 %, y se asume que las medidas de ahorro y eficiencia energética inciden para tener una tasa del 4.5 % en el 2019-2029 y de 4 % en el 2029-2039; para el escenario medio en los mismos periodos, se asume 6%, 5.5 % y 5%, y para el optimista, 6.5%, 6 % y 5.5% respectivamente. Similarmente, la demanda de potencia tiene en el conservador tasas, 5%, 4.5% y 4%; 6.5%,6%,5.5% en el medio; y 7.5%,7%, y 6.5% en el optimista.



Fuente: Elaboración propia

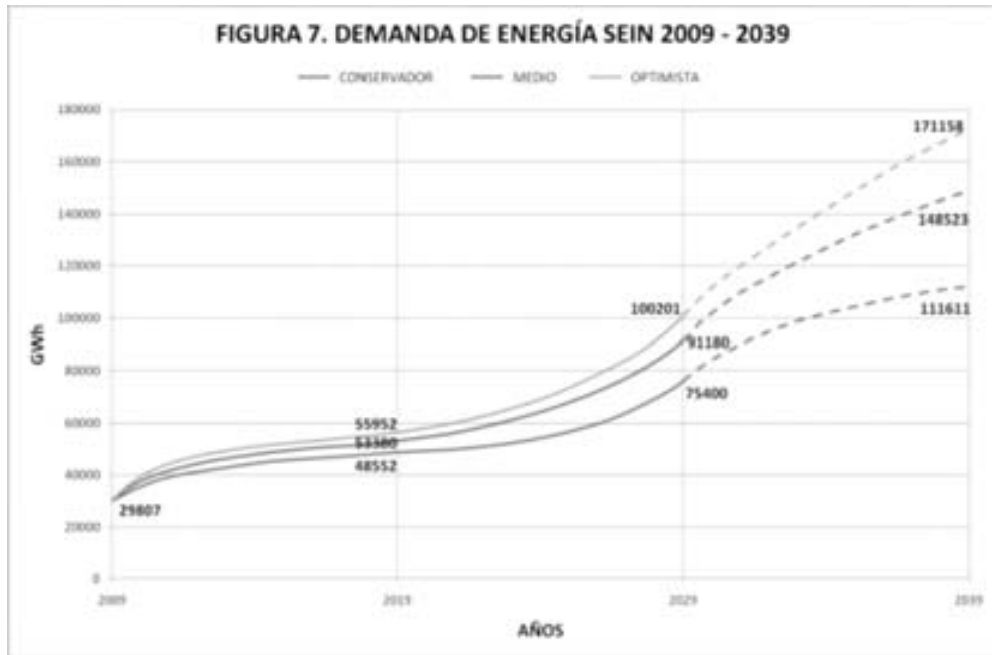
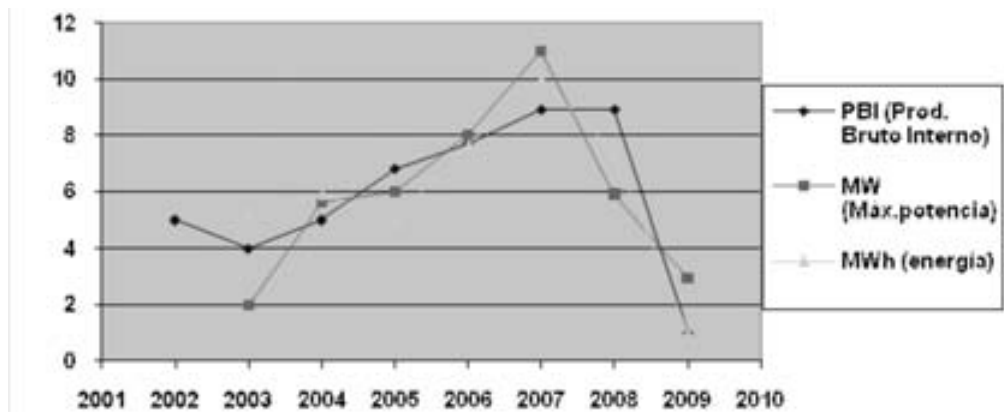
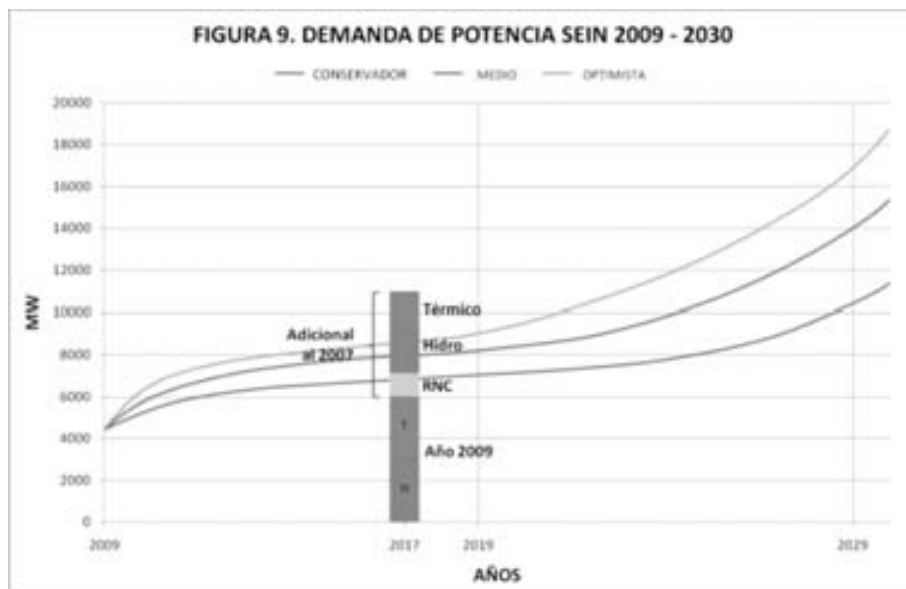


Figura 8. Tasa de Crecimiento Anual (%)



Fuente: Elaboración propia
 Datos del BCRP, COES

Según estas proyecciones, se estima que la demanda de potencia en el SEIN para el año 2017, sería para los tres escenarios del orden de: 6,400 MW, 7,100 MW y 7,700 MW respectivamente.



Fuente: Elaboración Propia

Según el Plan Referencial de Electricidad 2008-2017 del MEM (PRE 2009), en el año 2017 la oferta de generación considerando los proyectos programados para entrar en operación, con concesión definitiva y algunos con concesión provisional, sería de 11,300 MW y que implica un incremento en nueva capacidad de 5,300 MW para el periodo 2010-2017, compuesta por 2,600 MW, 2,000 MW y 700 MW de recursos térmicos, hídricos y de RNC respectivamente y un margen de reserva de 31%. Se puede observar que, para el año 2012 se proyecta generación termoeléctrica adicional a ciclo simple y ciclo combinado por 1,060 MW, y en el 2013 de ciclo combinado por 1040 MW que dan además un margen de reserva de 43.5% y 56.6% en el 2012 y 2013 respectivamente para una proyección de demanda de 5.83% promedio anual para el largo plazo; si consideramos que para el 2011 entrarán los 500 MW de generación de fuentes de energía renovable no-convencional (RNC) licitados recientemente, se puede entonces diferir para el 2013 el

ingreso de 360 MW de la generación térmica adicional programada para el año 2012, pudiéndose además evitar los 1040 MW térmicos programados para el 2013, con lo cual se podría tener una oferta del orden de 10,500 MW para el 2017. Para mantener un margen de reserva mayor al 30%, y dentro de una estrategia de reemplazo de generación de fuentes no renovables y contaminantes con la continuación del impulso a las ERNC y limpias es factible por lo menos duplicar los 700 MW adicionales programados en el (PRE) para el periodo. Es una oportunidad de inicio de cambio hacia una *Matriz Eléctrica Sostenible*.

Hacia el año 2030, según el escenario de proyección optimista (V. Figs. 6 y 7) y considerando una estrategia de desarrollo sostenible se ha estimado una matriz eléctrica objetivo que se muestra a continuación.

Figura 10. Matriz Eléctrica Objetivo2030

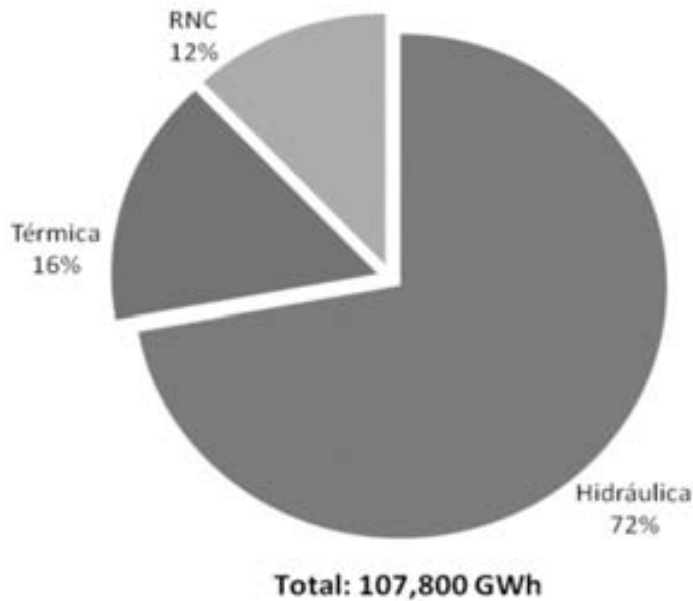
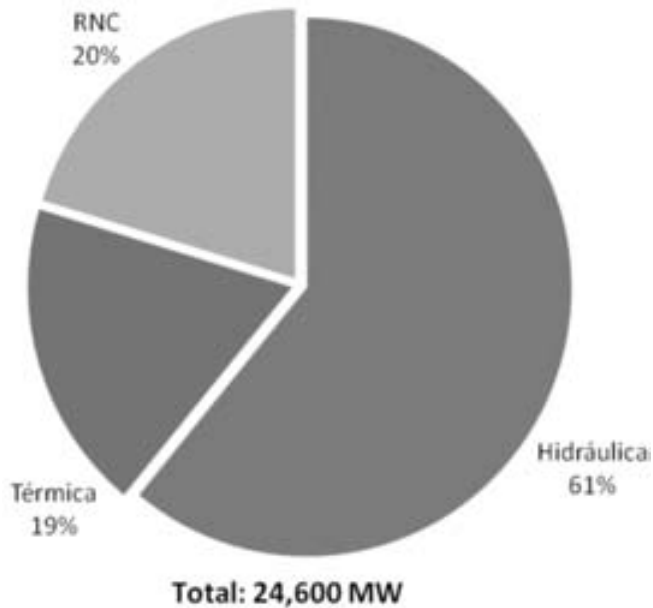


Figura 11. Estructura de Capacidad 2030



Fuente: Elaboración Propia

Según las consideraciones expuestas, y si consideramos que además existe la incertidumbre si los proyectos hidroeléctricos y de ERNC ingresarán total o parcialmente según el (PRE) después del requisito de licitaciones o subastas y dada la experiencia existente según (ESAN 2008) respecto a las barreras y riesgos para las inversiones en estos tipos de tecnología; la posibilidad de ingreso a partir del 2017 de la CHE de Inambari con 2,000 MW en el 2017 reforzaría la seguridad del SEIN y se tendría posibilidades de exportar *casi* el total de su capacidad (que explicaremos a continuación) en el periodo de avenida para el primer año, pero que iría reduciéndose para ir cubriendo la demanda y el margen de reserva del SEIN hasta el 2021 aproximadamente, año en que suspendería la exportación.

Para el largo plazo; en el año 2030 se requerirían unos 14,000 MW adicionales de oferta a partir del 2017 para cubrir solamente las necesidades del mercado eléctrico peruano; por lo que, a través de la

interconexión eléctrica no solamente se exportaría a mediano plazo sino también que se podría importar electricidad en largo plazo y en periodos cuando hubiere contingencias que reduzcan la capacidad de generación en el SEIN. El Perú deberá entonces, recurrir a sus fuentes de energía renovables que posee en abundancia para hacer frente a las necesidades futuras de energía, es decir, lograr la *Seguridad Energética* del país.

Sobre la Interconexión Eléctrica Perú-Brasil

La interconexión eléctrica Perú-Brasil, se realizaría a través de una línea Inambari-Rio Branco 500 Kv, de aproximadamente 500 Km. de longitud, que vincularía la región Madre de Dios-Puno-Cuzco del lado peruano de producción hidroeléctrica con la región Acre-Amazonas-Rondonia de producción principalmente termoeléctrica del lado brasileño. Para que el mercado peruano sea abastecido por la C.H.E. Inambari será necesario también construir un enlace de transmisión Inambari-Campo Armiño 500 Kv de una longitud cercana a 500 Km. Estas construcciones serían más factibles financieramente si se consideran las CC.HE. comprendidas en principio en el Convenio Perú-Brasil según (PRE 2009): Paquitzapango de 1400 MW, Sumabeni de 1,100 MW, Urubamba de 950 MW, Cuquipampa de 800 MW y Vizcatán de 750 MW, que en conjunto tendrían, incluyendo Inambari con 2000 MW, una capacidad estimada de 7,000 MW que permitiría cubrir la demanda y reserva en Perú hasta el 2025 en el escenario optimista y sin exportar a Brasil en el último año; en el escenario medio, para el mismo año final, la exportación sería 1,800 MW; y en el escenario conservador, la exportación se podría mantener en ese nivel hasta el 2030.

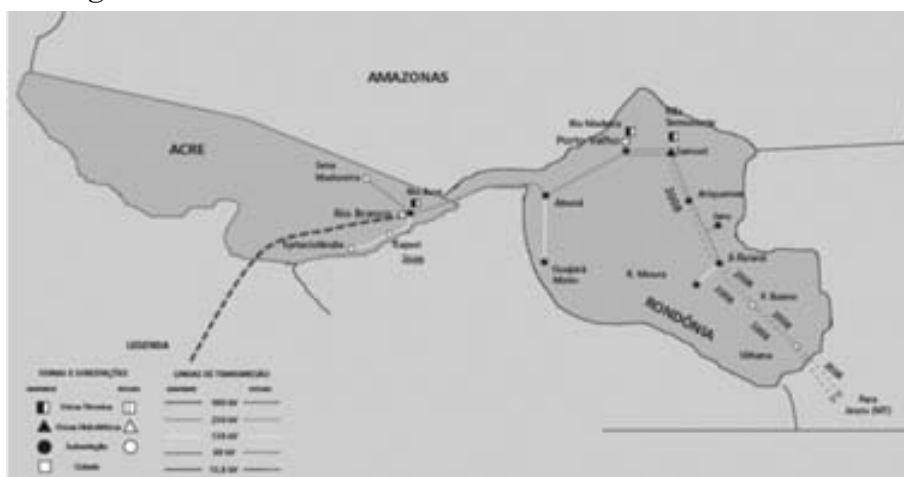
Adicionalmente, si a los estimados muy gruesos efectuados como una primera aproximación a la problemática de la interconexión Perú-Brasil, consideramos el impacto de la estructura de la red de transmisión del SEIN en las transacciones Perú-Brasil, probablemente se producirán cambios en los estimados realizados en párrafos previos que reducirán la magnitud del flujo de potencia en el enlace (no se podría exportar el total de la capacidad de Inambari), ya que éste depende de la estructura de la red próxima a la zona de la interconexión y de la posible congestión en alguna de sus líneas. Este análisis complementario, excede el espacio para el presente artículo y lo trataremos en uno próximo.

Figura 12. Interconexión Perú-Brasil a 500Kv. Lado Peruano



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Figura 13. Interconexión Perú-Brasil a 500Kv. Lado Brasileño.



Fuente: Ministério de Minas e Energia. Brasil

La interconexión Perú-Brasil presenta algunos problemas e implicancias que, además de lo previamente señalado, son debatibles:

- Algunos especialistas opinan que, el Perú no puede consumir en varios lustros toda la electricidad que producirían las centrales hidroeléctricas en la Amazonía (CHA, con capacidad de aproximadamente 7,000MW); sin embargo según el análisis grueso realizado (V. Fig.6), considerando que Inambari (2,000 MW) ingresara el 2017 su capacidad cubriría las necesidades del Perú en el escenario optimista hasta el 2021 en que se dejaría de exportar. La proyección hasta el 2030 indica una necesidad de 14,000 MW adicionales a partir del 2017, es decir, toda la producción de las CHA es insuficiente incluso sin considerar la exportación;
- otros, comentan que sería muy difícil competir después de la interconexión, ya que el mercado brasileño es muy grande (casi 14 veces el peruano); pero si observamos que la magnitud de la capacidad de la interconexión según lo estimado previamente es aún muy reducida, y que los precios de la electricidad en el lado peruano se consideran que son del orden del 30% menores que en lado brasileño, el Perú solo podría exportar ventajosamente al mercado de la zona del Acre-Rondônia y por un largo tiempo;
- también, existe la preocupación que la comercialización de energía afecte los precios del consumidor en el mercado peruano; esto depende de la magnitud de la energía transada, salvo que se proyecte formar un mercado regulado peruano-brasileño para la zona de la interconexión para lo cual se tendría necesariamente que coordinar un marco regulatorio;
- adicionalmente, proponen que se priorice las CC.HE. en los Andes y que las CHA se proyecten para el siglo XXII; lo cierto es que con el Cambio Climático las hidroeléctricas en la vertiente del Pacífico serán las más afectadas, además en el Perú el 98% del potencial de recursos hídricos está en la vertiente del Atlántico. Por lo que considerando la creciente demanda eléctrica para el mediano y largo plazo, es perentoria la adopción de una estrategia de impulso al desarrollo de proyectos de generación eléctrica con recursos energéticos renovables convencionales y de ERNC que en el país son abundantes;
- las grandes CC.HE. en un sistema como el SEIN sirven como centrales de base para el cubrimiento de la demanda, cuyos reservorios posibilitan una aceptable regulación anual de la producción, además de menores precios de la electricidad en el largo plazo; las hidroeléctricas medianas como las

programadas en el (PRE) tienen reducida regulación hidráulica y en el periodo de estiaje su capacidad de generación se puede reducir incluso hasta en 50%. Por lo que en el caso de la C.HE. de Inambari, se debe optimizar el diseño minimizando el área inundable del reservorio y considerando la regulación vinculada a la propia producción de la central y no de otros posibles reservorios aguas abajo;

- los impactos medioambientales, ecológicos y sociales de los grandes proyectos hidroeléctricos en la Amazonía tiene algunos críticos con sustento técnico-científico, pero como es de esperar, la mayoría necesita de una mayor información y conocimiento sobre la problemática que es compleja por su carácter multidisciplinario; es decir, cada cual conoce o está solo informado medianamente de una fracción de la realidad. Recientemente, un experto peruano ex-jefe de la División de Medio Ambiente del BID, emitió una opinión sobre los proyectos energéticos y de transporte en la Amazonía aportando al esclarecimiento de una parte del problema⁹, sin embargo las protestas mayores se orientan a los proyectos de CC.HE., una de las explicaciones a esta situación es la falta de percepción de la población local de las externalidades negativas en la región amazónica por los proyectos de carreteras, más bien se perciben solo las positivas que son las de corto plazo, pero el balance para el país a mediano y largo plazo, según el experto, será muy negativo. El mismo experto señala que las Interoceánicas del Centro y del Norte en proceso de ejecución contribuirán a la degradación de la Amazonía que llegaría a 90% el año 2041. Es oportuno recordar que, el gobierno anterior no cumplió con la normatividad ambiental, como es el caso de la carretera Interoceánica del Sur cuyo estudio de impacto ambiental se realizó con el inicio de la construcción, por lo tanto no hubo la necesaria consulta previa a la población y menos aún un debate amplio sobre la problemática.

- Sobre el tema del presente, si se atienden solo los intereses de los actuales protagonistas sin mirar las necesidades de las generaciones futuras respecto al desarrollo energético, pasaremos de potenciales exportadores de energía a importadores en el lapso de una década, como ha sido la pasada experiencia con el petróleo de la selva norte y el oleoducto nor-peruano.

⁹ “A pesar de que se prevén obras muy diversas para nuestra selva, como centrales hidroeléctricas, campos de biodiesel y gasoductos, las que serían de mayor impacto son las carreteras...generan una deforestación entre 30 y 100 kilómetros a cada lado de la carretera...”. Marc Dourojeanni. Entrevista en *La República*, domingo 7 de marzo del 2010.

Comentarios Finales

Por lo expuesto, podemos observar que:

- Para el largo plazo, se tiene que prever el desarrollo de grandes proyectos de generación eléctrica de fuentes de recursos renovables convencionales y no-convencionales que son abundantes en el país hacia una matriz energética sostenible;
- El conjunto de proyectos de generación hidroeléctrica en la Amazonía Peruana considerados en el Convenio de Integración Energética Perú-Brasil, es una oportunidad para el país de salir del actual aislamiento energético regional dentro de un ambiente reciprocidad de beneficios. La seguridad energética resultará reforzada con la interconexión eléctrica entre ambos países;
- Se deben considerar las exitosas experiencias en países vecinos con sus grandes empresas de mayoría accionarial del Estado que se han ido proyectando internacionalmente desde las reformas de la década de 1990, y la opinión de organismos financieros internacionales e instituciones académicas y profesionales nacionales sobre el levantamiento de las actuales restricciones a las empresas estatales peruanas para que puedan competir en igualdad de condiciones que las empresas privadas en el mercado. En ese sentido hemos opinado que ElectroPerú debe participar en el Convenio Energético Perú-Brasil, desde el inicio de los estudios hasta la administración del negocio dentro de un esquema público-privado, incluyendo la posibilidad de socio minoritario;
- En el largo plazo, sin una política energética explícita hacia el Desarrollo Sostenible del país, existe el riesgo de supeditar la orientación y decisiones a la discrecionalidad y las buenas intenciones de los funcionarios estatales de turno.

Referencias

Ministerio de Energía y Minas (MEM), www.minem.gob.pe.

Ministério de Minas e Energia. www.mme.gov.br.
Estadísticas de Operaciones 2009.COES-SINAC.

JAIME E. LUYO

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
www.osinerg.gob.pe.

Luyo, J. E., “REFORMA EN EL SECTOR ELÉCTRICO EN PERÚ. LA CRISIS DEL 2004 Y CAMBIOS NECESARIOS”, Revista de la Facultad de Ciencias Económicas de la UNMSM, Año 11, en edición de noviembre 2006.

Luyo, J.E., “INTERCONEXIÓN DE MERCADOS Y REDES DE GAS Y ELECTRICIDAD EN PERÚ”, Encuentro Científico Internacional, ECI 2009, Lima, agosto 2009.

Plan Referencial de Electricidad 2008-2017 (PRE 2009). MEM, 2009.

ESAN, “ANÁLISIS DE LAS BARRERAS DE ENTRADA PARA LA INVERSIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS”. Lima, julio 2008.

13. Proyección de la Matriz Energética Peruana al 2030

José Koc Rueda¹

Ricardo Alejos García²

1 - Introducción

Desde hace algunos años se viene planteando como política energética la necesidad de fijarse como meta de largo plazo obtener como fuente primaria un tercio de petróleo, un tercio de gas natural y un tercio de renovables. Esta aspiración hasta la fecha no se ha traducido en proyecciones de la matriz actual y las consecuencias económicas y sociales. Este trabajo resume el esfuerzo realizado en el proceso de elaboración de un plan energético en el año 2009. Inicialmente se planteó la necesidad de realizar un diagnóstico del sector energético nacional, luego proyectar la matriz energética mediante el LEAP para los próximos 20 años bajo diferentes escenarios y finalmente proponer los lineamientos de política necesarios para afrontar las incertidumbres del sector energía. Los avances realizados en el diagnóstico por CENERGIA y FUNDACION BARILOCHE evita duplicar el esfuerzo y es una referencia que debe ser mas difundido. Igualmente los esfuerzos por proponer lineamientos de política por consultores externos experimentados son una guía para elaborar las proyecciones de la matriz. Es evidente que dado la magnitud

¹ Profesor del Postgrado de la UNI.

² Estudiante del Postgrado de la UNI.

de la tarea, el trabajo se basa en otros estudios anteriores de los cuales se da crédito pero las apreciaciones finales del sector corresponden a los autores de este artículo y no a las instituciones donde laboramos en el pasado.

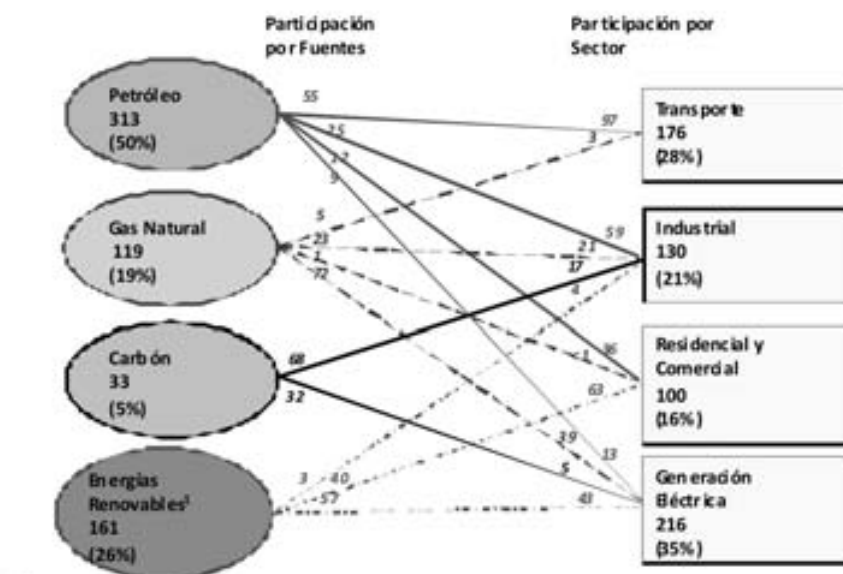
2 - Diagnóstico

Los estudios recientes de CENERGIA y FUNDACIÓN BARILOCHE muestran como puntos principales de la realidad energética nacional los puntos siguientes:

- Se debilitó la promoción y desarrollo del potencial hidroeléctrico.
- Problemas en la planificación de explotación de gas natural, el diseño de los gasoductos y el destino del gas natural.
- El abastecimiento de combustible para la generación térmica no está garantizado.
- Existe una importante congestión en troncales de transmisión.
- Existe una importante falta de la capacidad y robustez de la red de transporte de gas natural.
- El relativamente bajo grado de cobertura eléctrica en áreas rurales.
- El escaso desarrollo de otros potenciales energéticos.
- Los bajos consumos de energía por habitante.
- El retorno a un mayor uso de la leña derivado del incremento de los precios del petróleo y derivados entre 2004 y 2008.
- La elevada dependencia de importaciones de crudo y diesel oil.

La matriz energética del 2008 muestra los aspectos siguientes:

Matriz Energética del Perú 2008 - PJ



Nota:

PJ: Peta Joule, 1 PJ = 277 GWh

¹: La Biomasa representa el 47% del total de la Energías Renovables, es decir, 75 PJ.

3 - Proyección de la Matriz Energética 2009 – 2030

3.1 - Criterios y premisas

El escenario base es aquel que describe la situación “deseable”. Es decir la situación en la que se desarrollen las suficientes reservas de gas natural y petróleo de tal forma que se minimice la dependencia externa de dichos energéticos debido a su importación. Asimismo, el escenario base incluye la diversificación de la generación eléctrica con el ingreso de la energía eólica y geotérmica como se ha contemplado en el Plan Referencial de electricidad.

Las consideraciones del escenario Base son:

- Mejoramiento de la Eficiencia Energética en todos los niveles.
- Promoción de Centrales Hidroeléctricas.

- Mejoramiento del transporte y distribución tanto de GN como de derivados de petróleo.
- Promoción de instalación de ciclos combinados.
- Mayor uso del GLP residencial y rural.
- Ingreso de la industria Petroquímica.
- Promoción de la electrificación rural.

Para la elaboración de los escenarios no se ha considerado en ninguno caso el desarrollo de la energía nuclear como fuente de generación eléctrica en el periodo de análisis. Tampoco se ha considerado la exportación de energía eléctrica a los países vecinos. Sin embargo el proyecto de exportación de gas natural (Perú LNG) si se encuentra considerado.

a. Plan de Obras de Generación Eléctrica

Para la previsión de la oferta de generación en el SEIN se ha tomado lo contemplado en el PRE 2008-2017 en el desarrollo de expansión al año 2027 y actualizándolo en el corto plazo con lo propuesto en el proceso de fijación de tarifas en Barra (Mayo 2009).

i. Escenario de Oferta Optimista

Considera un desarrollo mixto en el mediano plazo de generación con turbinas a gas natural en ciclo abierto y ciclo combinado así como centrales hidroeléctricas. En el largo plazo a un desarrollo de la generación sólo basado en centrales hidroeléctricas.

ii. Escenario de Oferta Pesimista

Considera un desarrollo mixto en el mediano plazo de generación con turbinas a gas natural en ciclo abierto y ciclo combinado así como centrales hidroeléctricas. Sin embargo a diferencia del escenario optimista no se considera el ingreso de centrales a gas natural más allá del año 2012. En el largo plazo a un desarrollo de la generación sólo a base de centrales hidroeléctricas.

b. Actualización de la Oferta del Plan Referencial de Hidrocarburos 2009

Según la oferta del Plan Referencial de Hidrocarburos no contempla el desarrollo de nuevas refinerías dentro del periodo de análisis que va desde el año 2007 al 2027.

Se ha considerado que las ampliaciones necesarias para desarrollar y transportar las nuevas reservas de Gas Natural y de Petróleo se darán en los años que se han programado los desarrollos e ingreso como reservas probadas a los recientes descubrimientos.

i. Reservas de Petróleo

La oferta de petróleo se ha configurado en el software LEAP con una cantidad de reservas probadas en el año base equivalente a 414 millones de barriles.

• ***Escenario Pesimista*** de oferta no se ha considerado el desarrollo de nuevas reservas de petróleo. Si bien este escenario es poco probable debido a los recientes descubrimientos de crudo en la selva norte nos permitirá tener una idea del tiempo en el que se acabarían las actuales reservas si no se desarrollan otros descubrimientos y permitirá ir planificando plazos para el desarrollo de reservas de petróleo disminuyendo la importación de crudo.

• ***Escenario Optimista*** se han adicionado reservas en los años 2013 y 2018 la cantidad de 300 millones de barriles en cada año. Estas reservas corresponden a los descubrimientos realizados durante el año 2008 y 2009 de las empresas Talisman y Perenco realizados en la selva norte. Adicionalmente se ha considerado el desarrollo de 300 millones de barriles en el año 2021.

ii. Reservas de Gas Natural

La oferta de gas natural se ha configurado en el software LEAP con una cantidad de reservas probadas en el año base equivalente a 11000 billones de BTU (11 TCF).

• ***Escenario Pesimista*** de oferta no se ha considerado el desarrollo de nuevas reservas de gas natural. Si bien este escenario es poco probable

debido a los recientes descubrimientos de gas natural en los lotes aledaños a Camisea, esta condición nos permite tener una idea del tiempo en el que se acabarían las actuales reservas probadas de gas natural si no se desarrollan los otros descubrimientos y permitirá planificar plazos para el desarrollo de las mismas.

• **Escenario Optimista** se han adicionado reservas en el año 2013 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.

c. Definición de Escenarios

Para la elaboración de los Escenarios se han tomado tres condiciones diferentes que son las siguientes:

1. Tres escenarios de Crecimiento de Demanda (Alto, Medio y Bajo).
2. Escenarios de Oferta de Eléctrica (Optimista y Pesimista).
3. Escenarios de Disponibilidad de Reservas (Optimista y Pesimista).

De la combinación de los escenarios de demanda, oferta y reservas se ha decidido analizar a cinco de ellos, las consideraciones de cada uno se detalla a continuación.

i. Escenario Base (E-1)

Como ya se explicó líneas arriba el escenario base es aquel escenario futuro cuyas condiciones son las “deseables”. Para la elaboración de la demanda, oferta y reservas de energéticos del escenario base se ha considerado que existe una mayor diversificación de fuentes de generación de energía así como el desarrollo de nuevas reservas al nivel de probadas y comercialmente explotables de tal magnitud que minimicen el riesgo de dependencia energética debido a la importación de petróleo y gas natural.

• **Crecimiento Económico y de Demanda Medio:** Corresponde a la demanda proyectada según un crecimiento económico medio según las proyecciones realizadas en el capítulo 1.

- **Oferta de Generación de Electricidad Optimista:** se ha incorporado en la oferta de generación de electricidad los energéticos renovables no convencionales (ERNC) como la energía eólica, geotérmica y pequeñas centrales hidroeléctricas. Esto debido a que se encuentra incluido su desarrollo en el plan referencial de electricidad 2008 – 2017.

- **Reservas de Petróleo Optimista:** Se ha considerado el desarrollo de nuevas reservas de petróleo crudo en el horizonte de análisis, sin embargo no se ha considerado la construcción de nuevas refinerías. Para las reservas de Gas Natural se ha considerado el desarrollo comercial de nuevas reservas de gas natural. En este caso se ha considerado que no existirán las limitaciones de transporte y distribución de gas natural tanto para generación eléctrica ni para otros usos.

ii. Escenario E-2

Sobre el escenario base y sus condiciones de demanda, oferta y reservas de energéticos se ha considerado que para este escenario un cambio en la oferta de generación eléctrica pesimista.

- **Crecimiento Económico y de Demanda Medio:** Corresponde a la demanda proyectada según un crecimiento económico medio según las proyecciones realizadas en el capítulo 1.

- **Oferta de Generación de Electricidad Pesimista:** En este escenario no se ha incorporado en la oferta de generación de electricidad los energéticos renovables no convencionales (ERNC). Se ha considerado que no ingresarán nuevas centrales térmicas usando gas natural más allá del año 2012.

- **Reservas Optimista:** Se ha considerado el desarrollo de nuevas reservas de petróleo crudo en el horizonte de análisis, sin embargo no se ha considerado la construcción de nuevas refinerías. Para las reservas de Gas Natural se ha considerado el desarrollo comercial de nuevas reservas de gas natural. En este caso se ha considerado que no existirán las limitaciones de transporte y distribución de gas natural tanto para generación eléctrica ni para otros usos.

iii. Escenario E-3

Sobre el escenario base y sus condiciones de demanda, oferta y reservas de energéticos se ha considerado que para este escenario un cambio en el desarrollo de reservas de petróleo y gas natural.

- Crecimiento Económico y de Demanda Medio: Corresponde a la demanda proyectada según un crecimiento económico medio según las proyecciones realizadas.
- Oferta de Generación de Electricidad Optimista: se ha incorporado en la oferta de generación de electricidad los energéticos renovables no convencionales (ERNC) como la energía eólica, geotérmica y pequeñas centrales hidroeléctricas. Esto debido a que se encuentra incluido su desarrollo en el plan referencial de electricidad 2008 – 2017.
- Reservas de Petróleo Pesimista: En este escenario no se ha considerado el desarrollo de nuevas reservas de petróleo ni de gas natural.

iv. Escenario E-4

Este escenario contempla las siguientes condiciones de demanda, oferta y reservas de energéticos.

- Crecimiento Económico y de Demanda Alto: Corresponde a la demanda proyectada según un crecimiento económico Alto según las proyecciones realizadas en el capítulo 1.
- Oferta de Generación de Electricidad Optimista: se ha incorporado en la oferta de generación de electricidad los energéticos renovables no convencionales (ERNC) como la energía eólica, geotérmica y pequeñas centrales hidroeléctricas. Esto debido a que se encuentra incluido su desarrollo en el plan referencial de electricidad 2008 – 2017.
- Reservas de Petróleo Pesimista: En este escenario no se ha considerado el desarrollo de nuevas reservas de petróleo ni de gas natural.

v. Escenario E-5

Este escenario contempla las siguientes condiciones de demanda, oferta y reservas de energéticos.

- **Crecimiento Económico y de Demanda Bajo:** Corresponde a la demanda proyectada según un crecimiento económico Bajo según las proyecciones realizadas en el capítulo 1.

- **Oferta de Generación de Electricidad Pesimista:** En este escenario no se ha incorporado en la oferta de generación de electricidad los energéticos renovables no convencionales (ERNC). Se ha considerado que no ingresarán nuevas centrales térmicas usando gas natural más allá del año 2012.

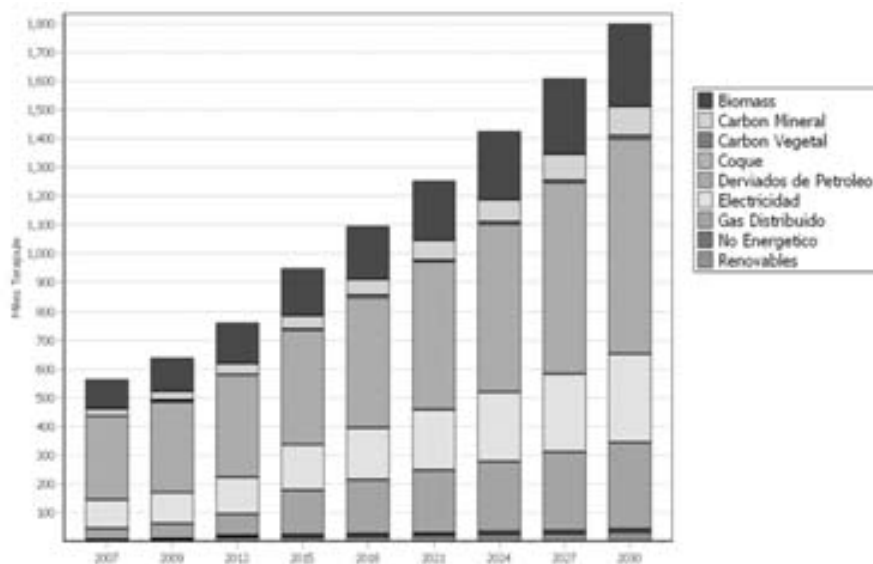
- **Reservas de Petróleo Pesimista:** En este escenario no se ha considerado el desarrollo de nuevas reservas de petróleo ni de gas natural.

d. Resultados del Escenario Base (E-1)

A partir de los supuestos base, 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 7% promedio anual en el periodo 2009-2030, que equivale a un aumento de aproximadamente 1 300 000 Terajoules, destacándose el crecimiento del diesel y gas natural, este último como consecuencia de los precios del gas y del mismo para generación eléctrica. La principal fuente sustituida es la gasolina, la cual se reemplaza por GNV particularmente en el transporte urbano y por Diesel en el urbano e interurbano.

La gasolina disminuye su participación relativa pasando del 8% en 2009 al 5% en el 2030. El Diesel, con una tasa de crecimiento interanual de 5% en el horizonte de análisis, disminuye su participación en la canasta pasando del 24% al inicio del periodo y concluyendo en 2030 con un participación del 20% en el total. La Figura 1 presenta la composición de la canasta de energía final a lo largo del intervalo de estudio.

Figura 1. Demanda de Energía Final



En el Cuadro 1 se muestra la participación sectorial del consumo, donde se puede observar que el sector residencial mantiene un porcentaje de participación de aproximadamente 25% en el período 2009-2030.

Cuadro 1. Participación Sectorial del Consumo

	2007	2009	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030
Residencial	25.2%	25.9%	26.7%	25.4%	25.5%	25.6%	25.5%	25.3%	25.0%
Comercial Servicios y Público	5.0%	4.9%	4.6%	4.2%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%
Agropecuaria e Ingenios	1.1%	1.0%	0.8%	0.7%	0.6%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%
Pesquería	2.2%	2.1%	2.0%	1.9%	1.9%	1.9%	2.0%	2.1%	2.2%
Minero Metalúrgico	9.6%	7.4%	6.7%	5.8%	4.8%	4.1%	4.0%	3.9%	3.8%
Construcciones	0.6%	0.8%	0.8%	0.8%	0.9%	0.9%	1.0%	1.0%	1.0%
Cemento	6.5%	7.2%	8.2%	8.5%	9.5%	10.4%	11.1%	11.6%	12.1%
Industrias	12.4%	12.4%	11.9%	17.7%	17.1%	16.6%	16.0%	15.5%	15.1%
Transporte	29.5%	30.8%	31.1%	28.8%	29.0%	29.5%	30.0%	30.5%	30.9%
Consumo Propio	6.1%	5.9%	5.5%	4.8%	5.0%	4.9%	4.6%	4.2%	3.9%
Consumo No Energético	1.9%	1.8%	1.7%	1.5%	1.5%	1.5%	1.4%	1.4%	1.4%

3.2 - Desarrollo de la Matriz Energética recomendada al 2030.

Al inicio se estableció los supuestos asumidos para el escenario base. Estos incluyen la visión del sector energía como consecuencia de las políticas establecidas y configuran por lo tanto la condición deseable a futuro. Sin embargo, el cambio de las proporciones de requerimientos primarios de la matriz energética tiene que responder la pregunta de en qué plazos queremos lograr y qué queremos alcanzar para el sector energía.

Para visualizar posibilidades en plazos y periodos aproximados se presentan de manera quinquenal los resultados esperados de cambios esperados en la matriz energética como consecuencia del desarrollo de políticas.

A continuación se presentan los resultados de la matriz energética del escenario base por fuente primaria para los escenarios planteados.

Figura 2. Matriz Energética – Escenario Base - Año 2010

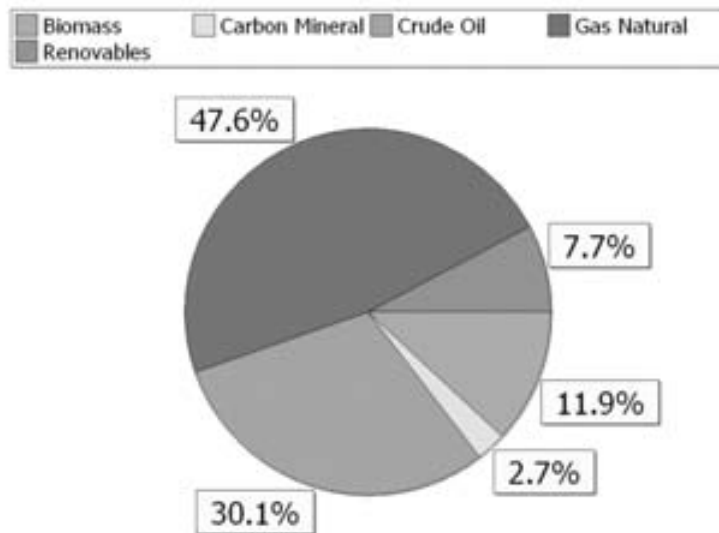


Figura 3. Matriz Energética – Escenario Base - Año 2015

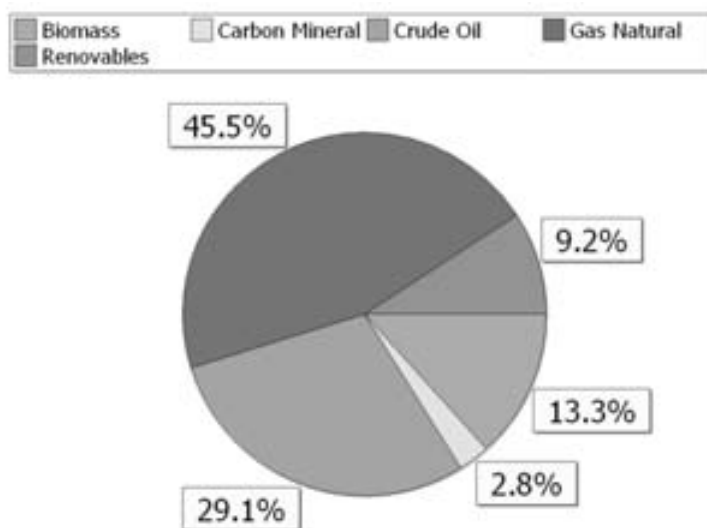


Figura 4. Matriz Energética – Escenario Base - Año 2020

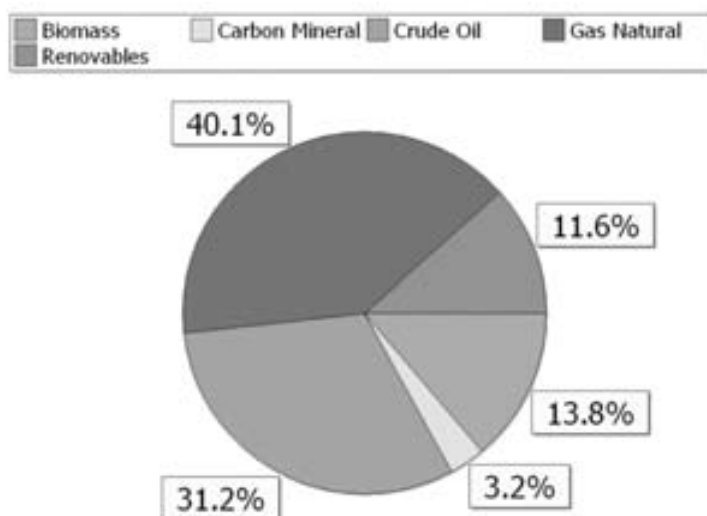


Figura 5. Matriz Energética – Escenario Base - Año 2025

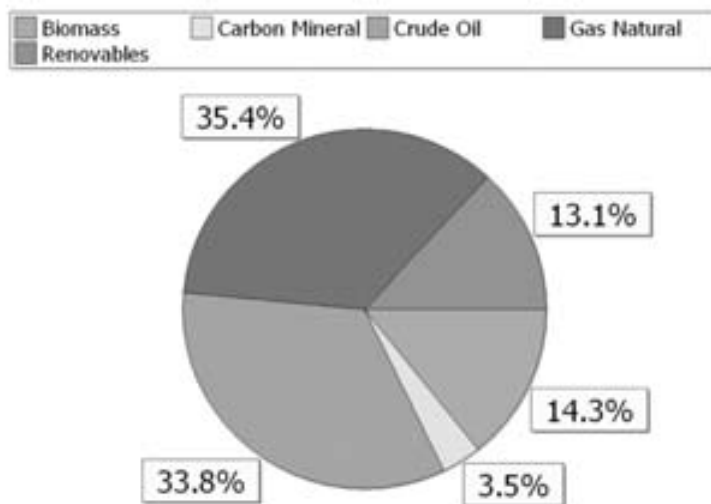
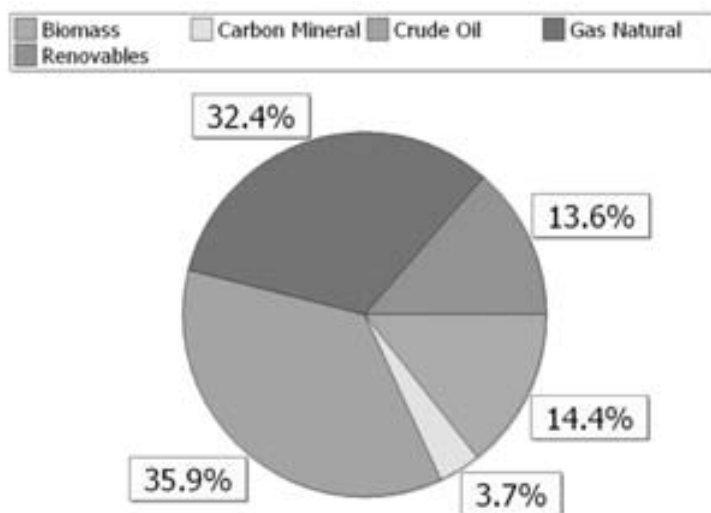


Figura 6. Matriz Energética – Escenario Base - Año 2030



e. Reservas – Por Escenarios

A continuación se presentan los resultados del comportamiento de las reservas proyectadas en el caso base, por fuente primaria para los escenarios planteados.

Figura 7. Reservas – Escenario Base

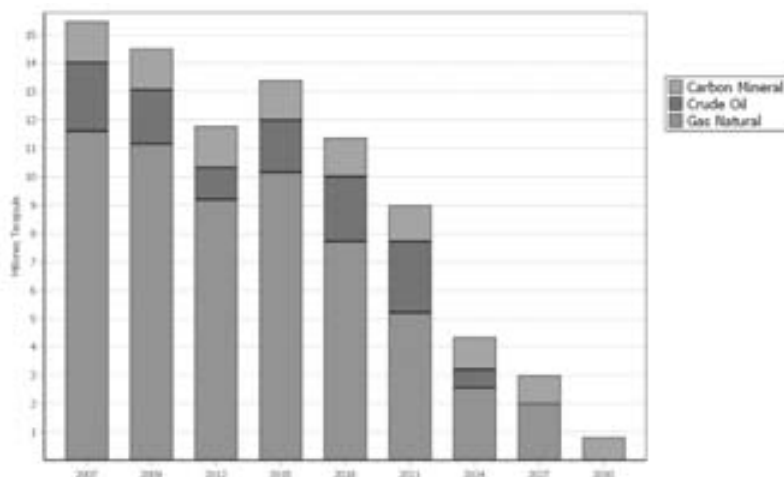


Figura 8. Reservas – Escenario Intervención E-2
(Escenario Base con cambio en generación eléctrica restringida al Gas Natural)

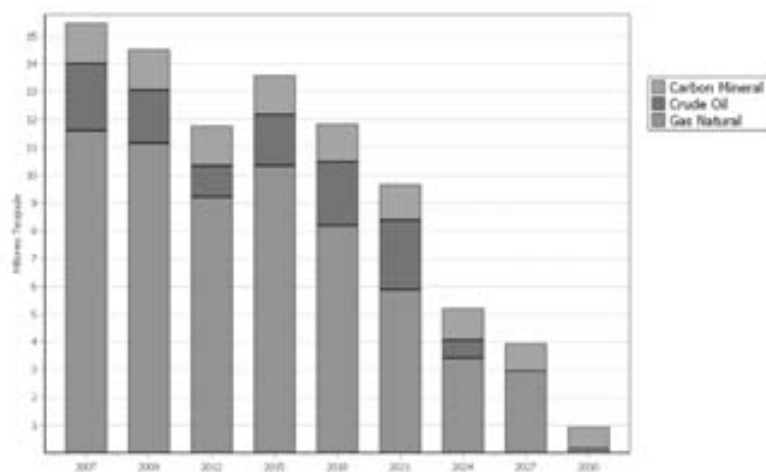


Figura 9. Requerimientos Primarios– Escenario Intervención E-3
(crecimiento alto y generación eléctrica diversificada y sin desarrollo de reservas)

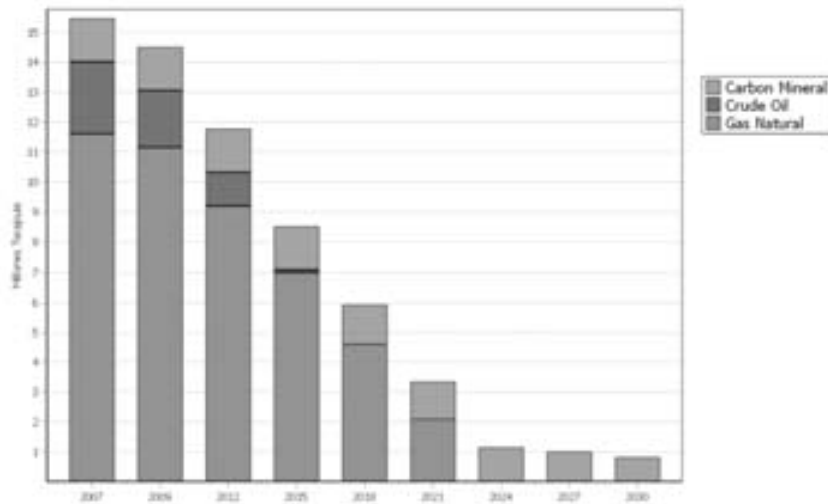


Figura 10. Requerimientos Primarios– Escenario Intervención E-4
(crecimiento alto y generación eléctrica restringida al gas natural y sin desarrollo de reservas)

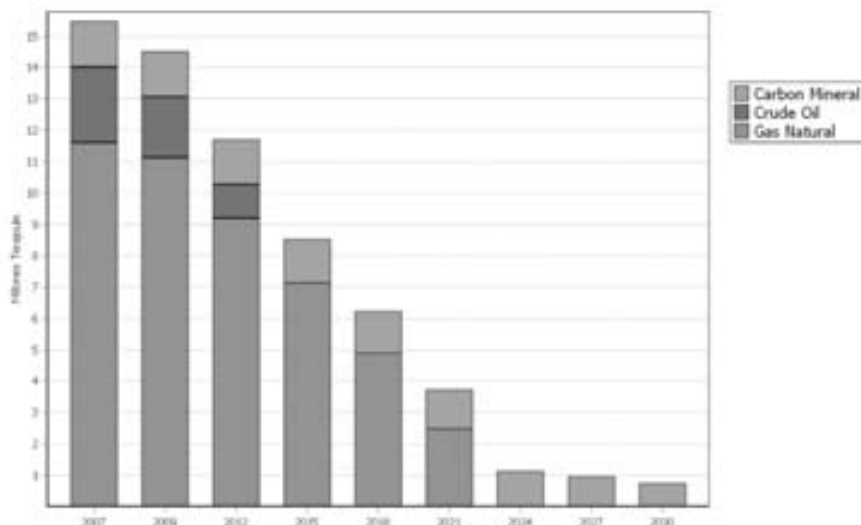
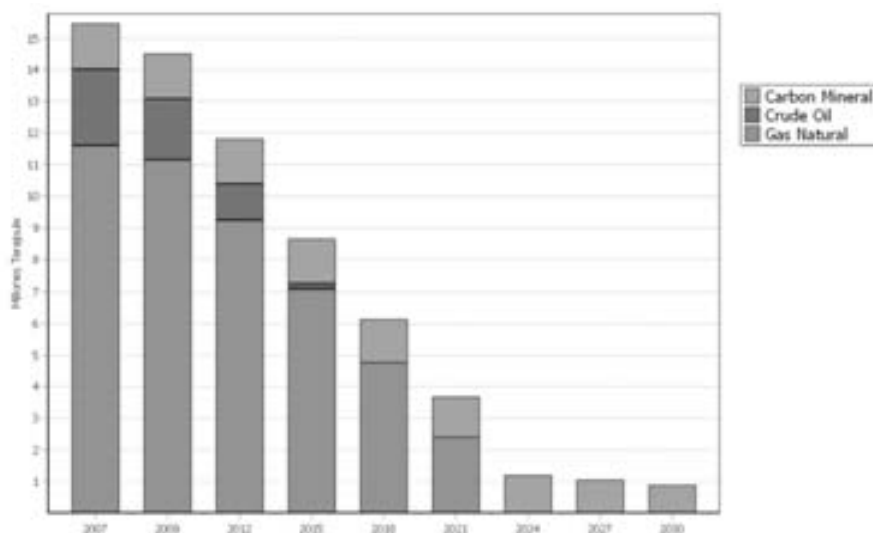


Figura 11. Requerimientos Primarios – Escenario Intervención E-5

(Crecimiento bajo y generación eléctrica diversificada y sin desarrollo de reservas)



3.3 - Sumario de Resultados.

1) Si bien se ha considerado como año base para las simulaciones con el software LEAP el año 2007 y luego de analizar los archivos base se observa que el año base para la mayoría de los factores utilizados continua siendo el año 1998 en el que se elaboró el balance de energía útil. Por ello consideramos que se requiere elaborar un balance de energía del país detallado que permita actualizar las bases de datos de:

- Los recursos de energía con que cuenta mediante una gran recopilación a nivel nacional y nuevas evaluaciones de potenciales energéticos.
- Las estructuras de producción, transformación y consumo de energía.
- El consumo de energéticos por sectores de consumo.

Mientras más nos alejamos del año base (1998) las conclusiones y medidas se encontrarán más alejadas y por lo tanto se tendrá un mayor grado de error en las proyecciones que se puedan realizar.

Por ello el sector debería ejecutar tareas de recolección y elaboración de datos y de modelos de análisis, que se pueden encomendar a entidades académicas nacionales;

2) Un punto importante en el desarrollo del sector energético es la seguridad energética, que se verá amenazada por el agotamiento alguna fuente relevante de energía como podría ser el gas natural o el petróleo. En el caso peruano se busca como política de Estado el hacernos menos dependientes de combustibles fósiles, ante la escasez de los mismos y por su efecto negativo sobre el cambio climático. Por ello se está buscando modificar la matriz de requerimientos primarios de forma tal que se disminuya la dependencia de los combustibles fósiles;

3) El cambio de matriz energética es una tarea de magnitud mayor y de largo plazo; se ha simulado en un horizonte de análisis hasta el año 2030 obteniéndose como resultado que los requerimientos primarios agotarían en esos años las actuales reservas de gas natural y petróleo antes del 2030 por lo que es necesario desarrollar las reservas probadas de crudo y gas natural de forma tal que se minimice la dependencia de abastecimiento externo;

4) Es necesario implementar de forma rápida la promoción del uso eficiente de la energía cuyo impacto mayor será en la demanda y el consumo. Para este informe si bien se ha considerado eficiencia energética en todos los sectores de consumo, esto podría no darse y por lo tanto la magnitud de demanda crecería por lo que se ha simulado un escenario de crecimiento de consumo alto acorde con el desarrollo económico;

5) El gas natural en el Perú puede escasear si no se desarrollan las reservas descubiertas en los últimos años. Por otro lado es importante no continuar con una política que promueva su uso en generación eléctrica en ciclo simple y a precios bajos;

6) Para tener un espectro de análisis de la demanda futura de energía se ha establecido escenarios, que dependen principalmente de las proyecciones del crecimiento económico;

7) La utilización de energías renovables no convencionales en el presente estudio es mínima debido a que no se ha contemplado un desarrollo mayor en el plan referencial de electricidad. Asimismo, el desarrollo de la energía hidroeléctrica en todas las escalas desde la pequeña, mediana y grandes centrales es necesaria y urgente ya que el gas natural no aseguraría en el largo plazo la independencia energética.

4 - Lineamientos de política

4.1 - Objetivos

El objetivo del presente trabajo es establecer los lineamientos de política que deben orientar el desarrollo energético del Perú y estimar los requerimientos energéticos, así como su abastecimiento al año 2021.

En lo que sigue se plantea en forma resumida la visión del sector energía y las principales estrategias y acciones del Plan de Energía.

4.2 - Visión del Sector Energía

Desarrollo de un sistema energético sostenible, confiable y económico que utilice de manera eficiente los recursos energéticos del país, abasteciendo oportuna y adecuadamente los requerimientos de la población y de los sectores productivos, maximizando la contribución del sector energía al desarrollo sostenible del país. Protegiendo el medio ambiente y garantizando el bienestar social.

4.3 – Hidrocarburos

4.3.1 - Abastecimiento de Petróleo

Lineamiento 1: Promover y apoyar el esquema de Concesión de Lotes para exploración y desarrollo de reservas de petróleo con participación de empresas especializadas internacionales y esquemas de Asociación de dichas empresas con las empresas nacionales para aprovechar la experiencia y el conocimiento nacional en estas materias.

Lineamiento 2: Promover alianzas estratégicas entre empresas especializadas de los sectores público y privado, nacional e internacional, para el desarrollo de la actividad de transporte de crudo desde las áreas promisorias hasta las refinerías como medio de fomentar la actividad petrolera en dichas áreas.

Lineamiento 3: Modernizar los sistemas existentes de refinación del Perú y mejorar su flexibilidad para producir derivados con calidad aceptable. Estudiar la conveniencia de inversiones en nueva capacidad de refinación con participación de empresas especializadas internacionales tomando en

consideración las características del crudo nacional y las posibles ventajas estratégicas y logísticas asociadas al abastecimiento nacional de los derivados.

4.3.2 - Abastecimiento de Gas Natural

Lineamiento 4: Promover y apoyar el esquema de Concesión de Lotes para exploración y desarrollo en las áreas promisorias para nuevas reservas de gas natural con participación de empresas especializadas internacionales para la búsqueda de reservas adicionales que aseguren el abastecimiento del mercado nacional. Condicionar al cumplimiento del abastecimiento nacional, la contratación de Lotes para apoyar exportaciones adicionales.

Lineamiento 5: Planificar y desarrollar en forma coordinada la expansión de la oferta y la demanda en los sectores de Gas Natural y Electricidad, incluyendo el incremento de la hidroelectricidad en sustitución del desarrollo de la termoelectricidad a gas como diversificación posible y deseable de la matriz energética peruana e incluyendo opciones para utilizar combustibles líquidos duales en las térmicas a gas.

4.3.3 - Transporte de Gas Natural

Lineamiento 6: Institucionalizar en un organismo la capacidad operativa de planificación, diseño y desarrollo de la red nacional de gasoductos, en concordancia con la expansión de los sistemas de generación y transmisión de electricidad, así como de uso industrial y petroquímico, para establecer un plan normativo de expansión de la red nacional de gasoductos que pueda ser ejecutado utilizando un esquema tipo subasta para adjudicar los proyectos que lo conformen. Este organismo estará a cargo de realizar los estudios necesarios para introducir el concepto de confiabilidad en la actividad del transporte de gas.

4.3.4 - Precios de derivados de petróleo

Lineamiento 7: Mantener la política de paridad internacional en los precios nacionales de los derivados del petróleo y estudiar los ajustes requeridos en el FEPC para garantizar la estabilidad de los precios para los consumidores y la sostenibilidad de sus operaciones financieras. Establecer

los niveles de precios para el suministro del GLP en las zonas rurales y en la periferia de las ciudades que garanticen el suministro económicamente eficiente de este combustible.

4.3.5 - Precios de Gas Natural

Lineamiento 8: Reorientar la evolución de los precios mayoristas del gas natural hacia niveles representativos de sus costos de oportunidad considerando, en particular, la estructura de sus costos fijos y variables con el objeto de reflejarla en los precios y condiciones asociadas a sus usos como combustible para la generación de electricidad.

Lineamiento 9: Estudiar y promover la metodología de cargos de transporte de gas natural independientes de distancia con el objetivo de lograr una mayor penetración de este energético y crear una mayor competitividad para el desarrollo pleno de su mercado interno e incrementar la eficiencia económica en el despacho de las centrales a gas.

4.3.6 - Integración de Mercados de Hidrocarburos

Lineamiento 10: Propender por el fortalecimiento de la institucionalidad, armonización regulatoria e iniciativas de acuerdos comerciales en materia de Hidrocarburos y Petroquímica dentro de las instancias internacionales donde participa el Perú.

Lineamiento 11: Establecer las condiciones de exportación de GNL y acordar anticipadamente las posibles condiciones de flexibilización contractual ante eventuales situaciones de escasez interna del Gas Natural.

Lineamiento 12: Estudiar la conveniencia económica de la separación de materias primas básicas petroquímicas en las corrientes del gas natural extraído en el Perú para su aprovechamiento en la industria petroquímica y producción de productos exportables.

4.3.7 - Cobertura de Hidrocarburos con Desarrollo

Lineamiento 13: Estudiar la utilización de electricidad, gas natural, GLP y otras fuentes según criterios de costo y beneficio con el fin de conformar proyectos y programas que permitan ampliar la cobertura y mejorar la eficiencia energética a nivel nacional.

Lineamiento 14: Promover el uso económico del gas natural y del GLP en los sectores residenciales y comerciales por parte de clientes conectados y potenciales incluyendo a los actores institucionales públicos y privados, posibilitar al sector residencial el acceso a créditos blandos para las nuevas conexiones (cocina y agua caliente) y para la adquisición de equipos de gas domésticos (en el caso del gas natural), incrementar el conocimiento y difusión acerca del uso de estos energéticos para fines domésticos, y para realizar campañas de información sobre las ventajas económicas, técnicas, de seguridad y ambientales en el uso de los mismos.

4.3.8 - Fortalecimiento Institucional y Normativo

Lineamiento 15: Institucionalizar una instancia adecuada que permita fortalecer las capacidades de planeamiento energético integrado, participativo y descentralizado, e implementar y actualizar periódicamente el Plan Referencial de Energía (electricidad, hidrocarburos, energías renovables, electrificación rural y ahorro de energía) de manera que se consideren las principales políticas públicas del Estado, incluyendo su consulta con todas las instancias involucradas. Este Plan permitirá asignar el papel a las fuentes de energía renovables, especialmente a la hidroenergía, en el desarrollo energético del país con el objetivo de propiciar la conformación de una matriz de energía racional y diversificada que apoye a la competitividad sostenible del país a largo plazo.

Adicionalmente deberá conformar un Sistema Integrado de Información Energética que permita contar oportunamente con información adecuada en materia energética a los agentes públicos y privados que participan en el sector de la energía.

Lineamiento 16: Implementar mecanismos de intervención subsidiaria del Estado para asegurar una inversión adecuada en infraestructura energética, cuando se detecte que la iniciativa privada no tiene interés para asegurar el desarrollo de esta infraestructura. Estos mecanismos pueden incluir la propuesta de normas regulatorias complementarias a las existentes y la licitación de obras con financiamiento del Estado en caso se demuestre la insuficiencia previsible de provisión del bien público de seguridad en el abastecimiento.

4.4 - Electricidad

4.4.1 - Expansión de la Cobertura del Servicio

Lineamiento 1: Ampliar en la medida de lo posible, todos los programas de electrificación para aumentar el acceso, en particular a las zonas rurales. Debido a las condiciones topográficas del país, los programas de electrificación deben incorporar fuentes de energía renovables para zonas remotas. Estos programas deben ir acompañados de acciones de promoción para aumentar el consumo promedio de electricidad en las zonas rurales, en particular para usos productivos.

4.4.2 - Abastecimiento y Seguridad de Suministro

Lineamiento 2: Aplicar las medidas más importantes que se proponen en el DL 1041, para mejorar la disponibilidad de generación, y las acciones de emergencia complementaria. Estas medidas deben ser temporales y centrarse claramente para evitar cualquier impacto negativo a largo plazo en el marco normativo, la eficiencia de generación o de los precios de la electricidad.

Lineamiento 3: Aplicar normas específicas en el marco jurídico para garantizar la seguridad del suministro, la aplicación claramente definida de intervenciones del sector público, es decir, en relación con los márgenes de reserva, y otros parámetros importantes del sistema.

Lineamiento 4: Continuar temporalmente la implementación de los programas de transmisión diseñados por el MEM, a través de la intervención de Proinversión, hasta que el mecanismo de transmisión del sistema de planificación establecido en la ley 28832 esté plenamente desarrollado. Las intervenciones de Proinversión deben estar plenamente coordinadas con el regulador OSINERGMIN, para evitar que las condiciones contractuales resulten en condiciones especiales no previstas en el reglamento de transmisión.

Lineamiento 5: Elaborar la planificación centralizada de la transmisión llevada a cabo por el COES y su implementación mediante los mecanismos de remuneración establecidos en la Ley 28832.

4.4.3 - Mercado y la Corrección de Deficiencias

Lineamiento 6: El MEM y OSINERGMIN deben seguir de cerca el comportamiento del mercado de los grandes usuarios de electricidad,

que representan aproximadamente el 50% de la demanda total del país, es necesario la reintroducción de la señal de precios de este mercado en la formación del precio de la electricidad en general. Como en otros países, es conveniente incorporar un grupo independiente de seguimiento del mercado para realizar la evaluación permanente del mercado de electricidad y hacer recomendaciones orientadas a la mejora de su funcionamiento.

4.4.4 - Parque Económico-Eficiente de Generación.

Lineamiento 7: Es necesario analizar la combinación óptima económica de recursos para la generación eléctrica. Para ello hay que analizar la opción más económica de continuar utilizando el gas natural para cubrir las puntas del sistema con las consecuentes ineficiencias que esto acarrea, tanto en la infraestructura de transporte de gas como en la capacidad de producir más energía a igual volumen de gas natural. Una consecuencia de ello podría ser, dependiendo del análisis económico que debe realizarse, la utilización de ciclos combinados para trabajar como centrales de base y más bien operar centrales hidroeléctricas para cubrir las puntas del sistema eléctrico.

Lineamiento 8: Asegurar que la producción y la capacidad de transporte del gasoducto de Camisea coincidan lo más posible con la demanda, teniendo en cuenta los requisitos particulares a firme e interrumpible tanto de suministro como de transporte. Cabe señalar que la demanda a corto plazo de gas natural se prevé superior a la oferta disponible, por lo tanto las medidas a corto plazo deben ir acompañadas de acciones a largo plazo para incrementar la producción y el transporte.

4.4.5 - Fuentes Renovables

Lineamiento 9: Promover el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables del país, la investigación y el empleo de tecnología fomentando el desarrollo sostenible. Esto debe realizarse a medida que cada forma energía renovable se haga cada vez más competitiva y deberán ingresar paulatinamente mediante mecanismos de mercado e ir dejando de lado gradualmente las actividades de promoción de las mismas.

4.4.6 - Importación – Exportación

Lineamiento 10: Para el caso de exportaciones el derecho a disponer de la energía en ambos países debe de ser equitativo, es decir cada país debe tener una disponibilidad de uso de hasta el 50% de la energía total producida. Luego de satisfecha los requerimientos de un país se pueden subastar los excedentes al otro país.

Lineamiento 11: Realizar una evaluación económica de los efectos de la exportación/importación en ambos países para medir el impacto en el mercado eléctrico correspondiente o en la economía de los dos países.

Lineamiento 12: Desarrollar inicialmente un esquema que implique una menor integración/armonización regulatoria, limitando el cambio regulatorio a lo estrictamente necesario para viabilizar los intercambios (simetrías mínimas). Dejar para el más largo plazo la integración eléctrica.

4.4.7 - Planificación Coordinada.

Lineamiento 13: Implementar un esquema de planificación más coherente entre el sector energía y el subsector electricidad y que contenga un proceso de monitoreo más efectivo. Lograr la institucionalización de la planificación mediante una unidad especializada de planificación independiente a través del MEM.

Lineamiento 14: Limitar en el tiempo y el alcance de la “promoción” precio del gas natural de Camisea, en particular para el sector eléctrico, para evitar distorsiones de la eficiencia en la generación térmica y las barreras adicionales a la competencia de fuentes alternativas de energía como la generación de energía hidroeléctrica.

Lineamiento 15: Fortalecer el papel de los planes indicativos y la promoción de proyectos de generación eléctrica. El Estado debe establecer las necesidades y el mercado y sus agentes deben ejecutar los diversos proyectos.

4.4.8 - Marco Institucional y Regulatorio

Lineamiento 16: Se debe delinear claramente los roles de cada una de las instituciones del sector y evitar que los cambios a las leyes no afecten el orden institucional y regulatorio. Evitando que se produzcan soluciones económicas ineficientes en el suministro de energía.

Lineamiento 17: Completar el marco regulatorio establecido en la reforma de la Ley 28832, la emisión de todos los reglamentos de detalle y las normas y evitar las intervenciones puntuales en el sistema regulador. Si es necesario, complementar la Ley 28832 con las necesarias nuevas normas o ajustarse.

4.4.9 - Rol empresarial del Estado

Lineamiento 18: Evitar la prolongación del plazo de “transición” en las políticas de gestión de las empresas estatales del sector y definir claramente su futuro sea hacia un rol activo empresarial libre del control estatal de gobierno ó a través de la administración privada ya que la indefinición del rol genera deterioro en las condiciones económicas y financieras de las empresas.

4.5 - Fuentes Renovables

4.5.1 - Hidroelectricidad

Lineamiento 1: Propulsar el reordenamiento y fortalecimiento del sector de planeación energética de hidroeléctricas y la creación de un ente relacionado con el área de desarrollo de emprendimientos hidroeléctricos centralizada, ágil y operativa de decisiones de planificación y su seguimiento.

Lineamiento 2: Impulsar la modificación de las políticas de promoción hacia el desarrollo del gas natural , que ha traído como consecuencia la postergación de las inversiones de generación hidroeléctrica

Lineamiento 3: Promover que los estudios de potenciales hidroeléctricos deberán considerar sus previsibles impactos ambientales y las medidas de mitigación para que sean viables. En este sentido estos estudios también deberán incluir los posibles impactos del cambio climático sobre el recurso hídrico de los ríos a ser aprovechados.

Lineamiento 4: Promover estudios de proyectos hidroeléctricos ubicados en las cuencas de los ríos amazónicos.

Lineamiento 5: Promover las Licitaciones de grandes proyectos hidroeléctricos para el Largo Plazo, con la finalidad de garantizar el suministro en el SEIN.

4.5.2 - Bioenergeticos

Lineamiento 6: Implementar programas y legislación para fomentar su uso eficiente e incorporación al Balance Nacional de Energía como combustible comercial.

Lineamiento 7: Promover programas dirigidos a los agentes económicos sobre posibilidades para su uso competitivo frente a otras fuentes de energía renovable y no renovable.

4.6 - Eficiencia Energética

Lineamiento 1: Promover la implementación de acciones de eficiencia energética en todos los sectores de consumo a través de las buenas prácticas y el uso de tecnología eficiente, en coordinación con todos los actores de la sociedad, con el objetivo de mejorar la competitividad y coadyuvar al desarrollo sostenible, en beneficio de la población del país

4.7 - Medio Ambiente y Gestión Social

4.7.1 - Medio Ambiente

Lineamiento 1: Velar y promover la protección y conservación efectiva del ambiente en el desarrollo de las actividades de electricidad e hidrocarburos.

Lineamiento 2: Promover la actuación responsable de las empresas energéticas para una adecuada relación con la población de las comunidades o localidades aledañas a las actividades energéticas para prevenir conflictos.

Lineamiento 3: Formular la realización de los procesos de consulta de manera oportuna y transparente antes del otorgamiento de derechos para la exploración y explotación de las actividades energéticas (electricidad e hidrocarburos).

4.7.2 - Gestión Social

Lineamiento 4: Formulación de políticas y normas legales necesarias para promover el desarrollo sostenible a favor de las poblaciones involucradas con la actividad.

Lineamiento 5: Prevención y manejo de conflictos a través de la promoción del diálogo y la concertación, así como efectuar un seguimiento a

los compromisos sociales que asumen las titulares minero energéticas con las poblaciones involucradas.

Lineamiento 6: Fomentar preferentemente el empleo local, brindando las oportunidades de capacitación requeridas, así como también promover que las empresas energéticas adquieran preferentemente los bienes y servicios locales para el desarrollo de sus actividades y la atención del personal.

5 - Conclusiones

Las principales apreciaciones generales muestran lo siguiente:

- A pesar de los esfuerzos por establecer una matriz deseable en el largo plazo, el modelo de desarrollo socioeconómico del país lo hace dependiente de los hidrocarburos y fundamentalmente del petróleo y el gas natural tanto para la industria como para el transporte. En consecuencia solo un amplio debate nacional sobre el futuro energético permitirá realizar cambios importantes que mitiguen la vulnerabilidad de la importación de hidrocarburos.
- Los nuevos recursos disponibles en el país se hallan en la Amazonía y requieren de licencia ambiental y social. Hasta el momento los esfuerzos de concertación han sido nulos y se requiere un amplio dialogo y el desarrollo de proyectos que no solo beneficien a los inversionistas sino permitan un desarrollo social armonioso de las comunidades locales.
- A pesar del potencial de recursos en gas natural aprovechable en el futuro, se considera que la estrategia del sector eléctrico debe basarse en el largo plazo en el desarrollo de hidroeléctricas y en el corto plazo de eliminar el precio subsidiado del gas de Camisea a fin de propiciar la competencia con otros energéticos. Es evidente que los intereses particulares no pueden prevalecer sobre los intereses nacionales.
- Después de 20 años de un modelo de inversión en exploración y explotación del petróleo desintegrado muestran signos de poca eficacia para el desarrollo del país y se debe poner en debate el fortalecimiento de la empresa nacional integrada como son todas las transnacionales.
- El marco institucional del sector, así como la planificación integrada debe ser revisado a fin de posibilitar su fortalecimiento para desarrollar la matriz deseable.
- Es claro los beneficios que da la integración energética con los países vecinos, pero además de definir las reglas de mercados, se debe evaluar las

JOSÉ KOC RUEDA, RICARDO ALEJOS GARCÍA

ventajas que pueden obtener los agentes nacionales tanto privados como público. La falta de una visión integral de la relación energética Perú- Brasil hoy en día es una debilidad que debe afrontarse con apoyo de la Banca Multilateral.

14. La Matriz Energética, el Reto del cambio

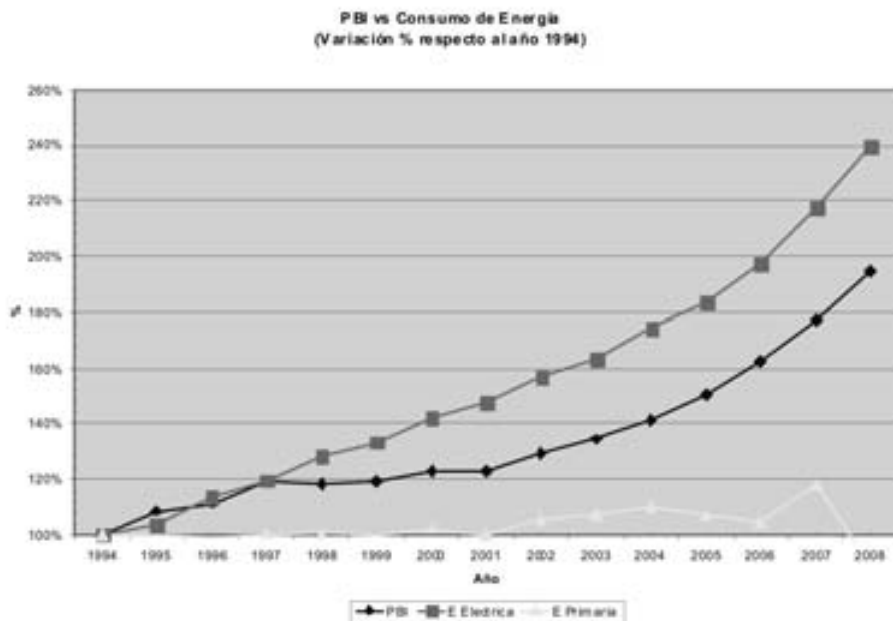
Raúl Del Rosario

Fernando Jiménez

1 - Introducción

El Suministro de Energía es fundamental para el desarrollo económico y el consecuente bienestar de la población, lo que implica considerar la disponibilidad y variedad de los recursos energéticos; así como el uso racional de los mismos. Esta situación se observa en la gráfico 1 al comparar el crecimiento del PBI de la economía peruana y el crecimiento del consumo de energía eléctrica desde la década pasada.

Gráfico 1



Fuente: Ministerio de energía y Minas, Balance Nacional de energía 2008.

Por ello, “Toda política energética debe considerar su efecto sobre la sustentabilidad del proceso económico buscando la Seguridad y la Calidad del abastecimiento, así como una mayor eficiencia en la producción y utilización de la energía. Una cobertura adecuada de los requerimientos básicos de energía de la población para alcanzar una calidad de vida aceptable. La explotación racional y uso eficiente de los recursos energéticos que contribuya a atenuar el impacto ambiental de las actividades económicas de producción y consumo”¹.

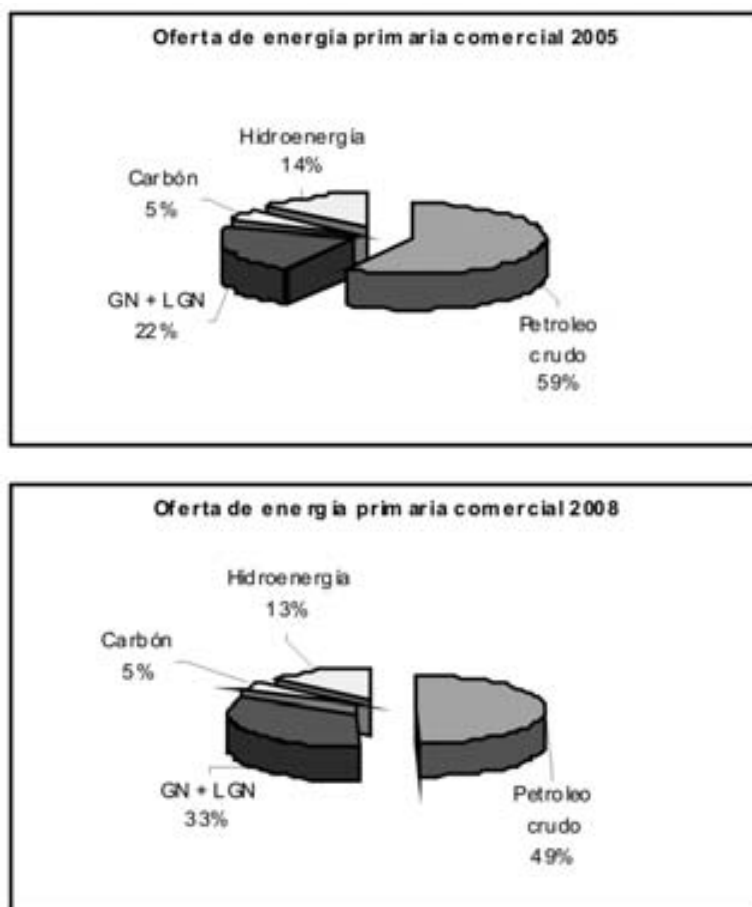
2 - Evolución de la matriz energética del Perú

La matriz energética del Perú ha finales de los años 90 presentaba un alto porcentaje de consumo de hidrocarburos líquidos con relación a las otras

¹ Pag. 16 Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe – Guía para la formulación de Políticas Energéticas, OLADE, Santiago de Chile 2003.

fuentes de energía. Recientemente, la disponibilidad del gas de Camisea nos ha inducido a cambiar la estructura de la matriz energética con la finalidad de reducir nuestra dependencia de los hidrocarburos del extranjero, aprovechando las reservas de gas natural de Camisea y con ello disminuir el impacto de la variación del precio del petróleo en nuestra economía. Paulatinamente se ha estado logrando este propósito, tal como lo muestra el gráfico 2.

Gráfico 2. Estructura de la matriz energética – Oferta de energía comercial



Fuente: Balances Nacionales de Energía 2006 y 2008- MINEM.

Para ello, se llevo a cabo una serie de acciones con la finalidad de crear un mercado interno para el gas natural de Camisea, entre las cuales se pueden mencionar:

- La promoción de la generación eléctrica con gas natural, a través de un precio preferencial para esta actividad.
- El fomento de su consumo por parte de las industrias intensivas en uso de energía térmica y precios regulados para los consumidores domésticos y comerciales.
- El financiamiento de la conversión de vehículos de transporte público de gasolina a gas natural vehicular.

Estas medidas crearon un mercado con una demanda creciente, cuya magnitud ha determinado que la participación del gas natural sea cada vez más importante en la matriz energética del país.

2.1 – La Oferta y la Demanda de Energía Eléctrica

La producción de energía eléctrica ha aumentado sostenidamente desde el año 2000, acompañando el crecimiento económico del país, tal como se muestra en la tabla 1, en donde se destaca un aumento del 85,5 % de la producción de la generación térmica desde el año 2006 al año 2008. Y una estructura de la producción de energía que en el año 2000, tenía una participación del 81,2% de la generación hidráulica y 18,8% de la generación térmica, a una nueva distribución en donde la generación hidráulica ha visto reducida su participación al 58,6% y el aumento de la participación del generación térmica al 41,6%, siendo una gran proporción de esta última basada en el uso del gas natural.

Tabla 1 – Evolución de la Producción de Energía para el Mercado Eléctrico 2000 – 2008 por tipo de origen (GWh)

Año	Hidráulica (GWh)	Térmica (GWh)	Eólica (GWh)	Total (GWh)	Crecimiento (%)
2000	16 176,05	3 745,80	0,85	19 922,70	
2001	17 614,78	3 169,74	1,23	20 785,75	4,33%
2002	18 040,12	3 940,97	1,23	21 982,32	5,76%
2003	18 533,74	4 388,41	1,23	22 923,38	4,28%
2004	17 525,35	6 740,49	1,23	24 267,07	5,86%
2005	17 977,01	7 531,52	1,23	25 509,76	5,12%
2006	19 594,35	7 774,28	1,23	27 369,86	7,29%
2007	19 548,78	10 393,03	1,23	29 943,04	9,40%
2008	19 039,87	13 402,26	1,23	32 443,36	8,40%

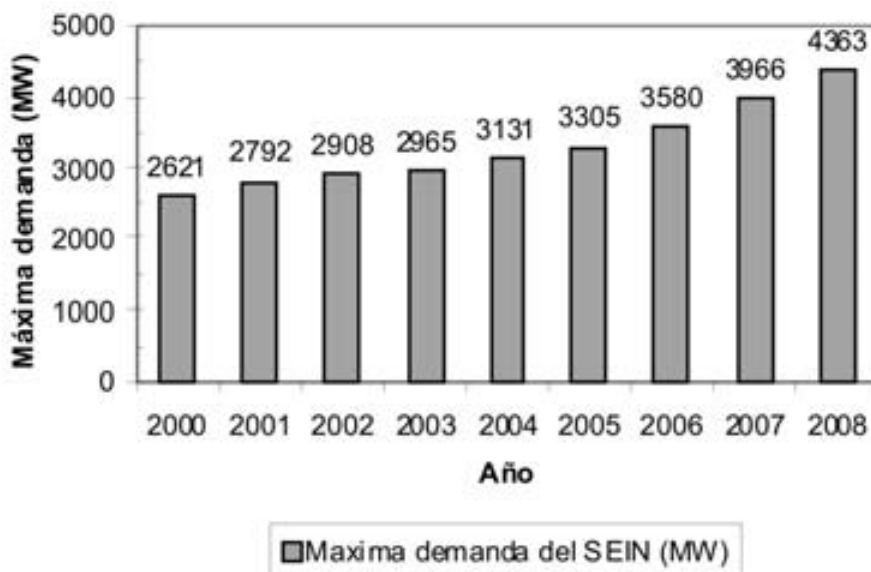
Fuente: Plan referencial de electricidad 2008 – MINEM.

Es evidente que la participación de las centrales térmicas es cada vez mayor junto con su requerimiento de combustibles. Y si consideramos que la utilización del gas natural distribuido durante el 2008, se destinó en un 60,6% para la generación de electricidad, un 18,5% para el sector industrial y el sector pesquero en conjunto y tan solo un 4% para el sector transporte². El gas distribuido es actualmente la principal fuente de energía para la generación de electricidad en las centrales eléctricas del servicio público aportando el 76,1% de la misma, en comparación del 14,4% del petróleo industrial, el 9,5% del diesel oil y el 0,1% del petróleo diesel.

Simultáneamente, la demanda de energía eléctrica ha experimentado un aumento sostenido desde el año 2000, con una tasa anual de crecimiento promedio del 8,1% para el período 2004 al 2008. Tal como lo muestra el gráfico 3.

² Datos tomados del Balance de Energía 2008 – MINEM.

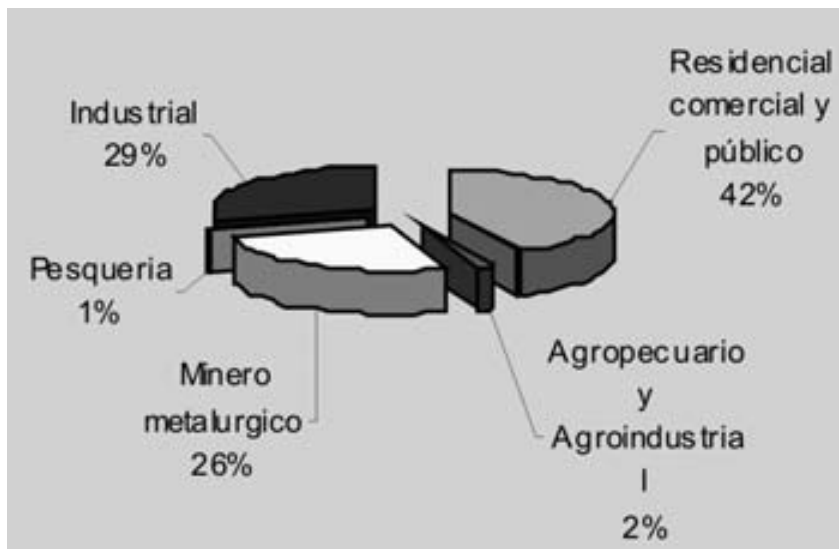
Gráfico 3 – Máxima demanda del Sistema eléctrico interconectado (SEIN)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas 2008.

En el caso de la electricidad producida en el año 2008, la distribución del consumo por sectores es mostrada en el gráfico 4 destacándose el consumo del sector industrial y el minero metalúrgico del 54,8% en su conjunto, en comparación con el consumo de los sectores doméstico, comercial y público del 43%.

Gráfico 4 - Distribución del consumo de energía eléctrica por sectores en el año 2008.



Fuente: Balance Nacional de Energía 2008 – MINEM.

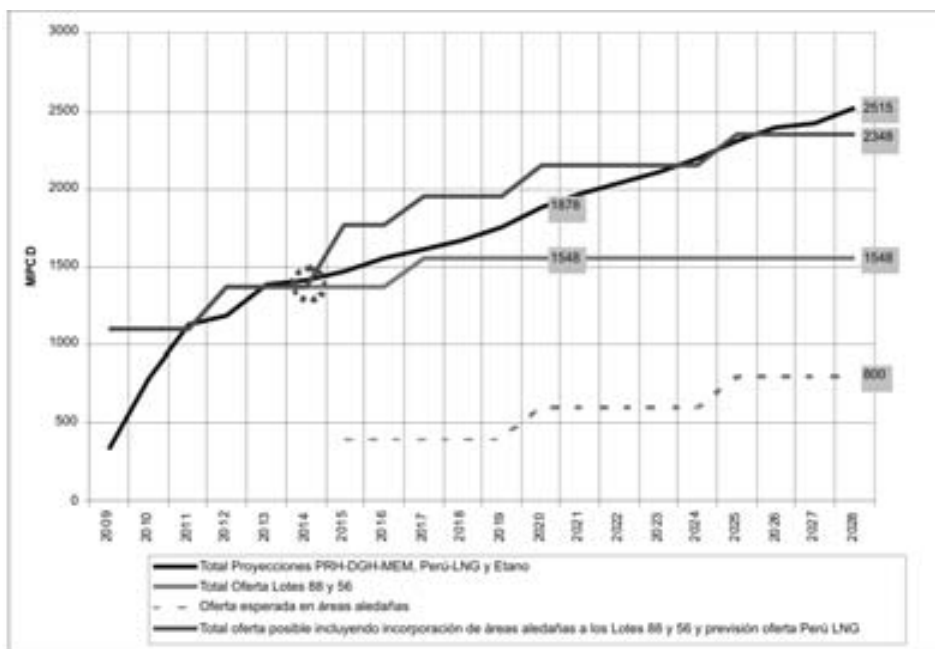
2.2 - La oferta y la demanda del gas natural

La disponibilidad del gas natural de Camisea determinó la política energética de los primeros años de esta década, con una visión de disponibilidad “abundante” de gas y la necesidad de desarrollar un mercado para el mismo. Por ello, la asignación de precios preferenciales para la generación eléctrica impulsó la instalación de centrales térmicas de ciclo abierto inicialmente y la consecuente mayor oferta de energía, posteriormente se buscó la instalación de centrales de ciclo combinado con la finalidad de mejorar la eficiencia del uso del gas. Junto con ello, la asignación del gas natural para exportación y el crecimiento del mercado de gas natural nos condujeron a alcanzar cuatro años antes, la demanda prevista de gas para el año 2012.

La proyección de la oferta y la demanda del gas para los próximos años muestran una situación de “escasez”, aun cuando se incorpore a la producción de áreas aledañas a los lotes 88 y 56. Tal como se puede apreciar en el

gráfico 5. La demanda no sería satisfecha a partir del 2014, de no ampliarse la oferta.

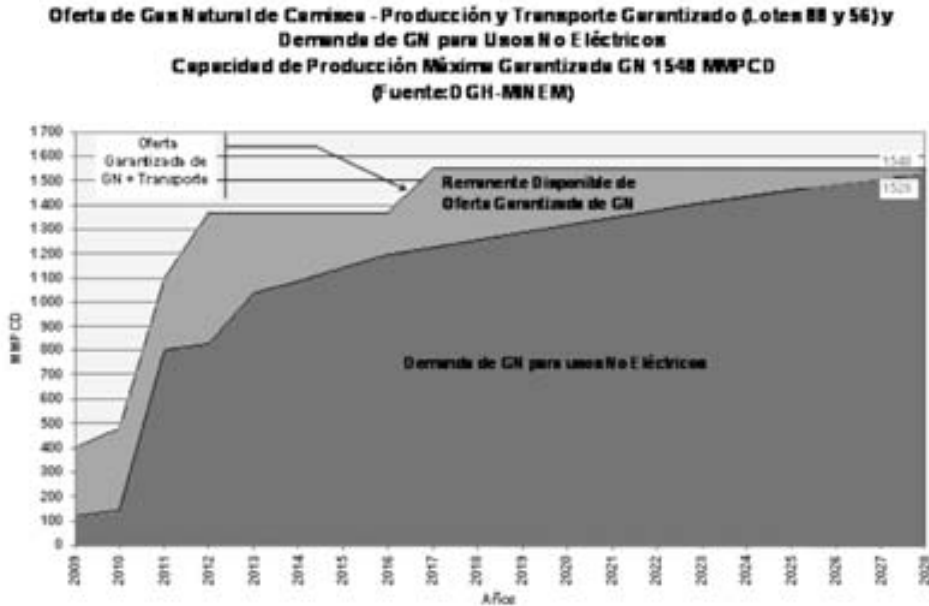
Gráfico 5 – Demanda proyectada y oferta de los lotes 88 y 56 de Camisea + áreas aledañas



Fuente: Estrategia para el Desarrollo del sector Energético del Perú, OSINERGMIN, 2009.

En un escenario más optimista, tomando en cuenta las reservas comprobadas, la demanda de gas para usos no eléctricos deja una oferta para la generación de energía eléctrica limitada, tal como se muestra en el gráfico 6 tomado del plan referencial de electricidad 2008.

En ambos casos, esta restricción de la oferta gas y la dependencia creciente de la generación térmica de la misma, nos obliga a incorporar acciones fomenten el uso eficiente del gas.

Grafico 6

Fuente: Plan referencial de electricidad 2008 – MINEM.

3 - Seguridad energética

El sostenimiento del crecimiento económico del país requiere de un suministro energético seguro, para lo cual se deben considerar los siguientes temas fundamentales:

- La diversidad de las fuentes de energía.
- El uso eficiente de la energía que ellas proveen.

Es evidente que sería deseable lograr la mayor independencia energética posible, sin embargo solo podemos tratar de minimizar el impacto de una falla del suministro de un energético, sea petróleo, gas o hidroenergía, compensándola con el correspondiente costo adicional que implica su reemplazo. Esta situación ha sido afrontada recientemente por nuestro país, cuando el suministro de gas natural de Camisea experimentó los problemas

de saturación del ducto principal ante la gran demanda en el 2008 o anteriormente durante los períodos de sequía de la década de los noventa. Así como prever que los precios actuales del petróleo no se mantendrán y recuperarán los niveles por encima de US\$ 140,00 por barril en un futuro, con el correspondiente impacto en nuestra economía.

3.1 - La Búsqueda de la diversidad de las fuentes de energía

La búsqueda de la diversidad en la matriz energética ha sido parte de la política energética peruana con diferentes objetivos a lo largo del tiempo, producto de ello es la participación actual del gas natural en la oferta de energía primaria. En la producción de energía eléctrica, inicialmente se promovió el ingreso de centrales térmicas de ciclo simple con la finalidad de lograr una rápida instalación de las mismas, sin considerar que este tipo de centrales tiene un eficiencia del 35% en comparación con las centrales de ciclo combinado cuya eficiencia llega al 55% y con ello un uso más eficiente del combustible. Posteriormente, se ha modificado esta posición para promover la instalación de centrales de ciclo combinado. Además, el precio del gas para usos eléctricos está por debajo de los precios internacionales y distorsiona los costos reales de generación desincentivando el uso de otros energéticos.

En el caso de la utilización de la hidroenergía, el aumento de la capacidad efectiva de generación hidráulica fue de 377 MW (14,5%) desde el año 2000 al 2008, lo cual comparado con el potencial técnico estimado de 58 000 MW, resulta ser relativamente pequeño. Sin embargo, esto es resultado de la política seguida en los finales de los años 90 y que posteriormente cambia mediante la Ley de Promoción de Concesiones Hidroeléctricas en el 2001.

En el año 2007, el Ministerio de Energía y Minas presento una cartera de proyectos de generación que incluye proyectos hidroeléctricos con concesión cuya potencia asciende a 1 655 MW y proyectos sin concesión cuya potencia asciende a 5 535 MW, entre los cuales se encuentran los proyectos de Paquitzapango, Cumba y Rentema, los cuales han sido solicitados en concesión por Electrobras. El reciente Acuerdo de suministro de electricidad al Perú y exportación de excedentes al Brasil establece un marco para la realización de los proyectos a concesionar.

La incorporación de las energías renovables en una mayor escala en la producción de energía eléctrica es promovida a través del Decreto legislativo

1002 de Promoción de la Inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables del 2008, en donde se incluyen los recursos eólicos, solares, geotermales y las centrales hidráulicas cuya capacidad es menor de 20 MW. Este dispositivo legal busca obtener una participación del 5% del consumo de energía eléctrica y recientemente se realizó la subasta de 500 MW mediante las energías renovables, cuyos resultados permitirán cubrir 411,7 MW en los próximos 2 años.

Las reales posibilidades de las fuentes primarias renovables de energía de cubrir la demanda depende, entre otros factores, de la confiabilidad del recurso específico, razón por la cual la evaluación del potencial de cada fuente debe considerar tanto su comportamiento estacional como futuro.

En relación al comportamiento estacional es evidente que para el análisis de un recurso esta consideración es gravitante desde la concepción de un proyecto, como es el caso de la hidroenergía y si bien es cierto para otras fuentes, como la eólica, solar y biomasa, se tienen otras escalas de tiempo igualmente son partes del análisis.

Por otro lado, el comportamiento de la demanda también tiene elementos de periodicidad y tendencias, el cual es consecuencia del uso final que cada uno de los consumidores define, en base a las formas de energía de las que dispone como usuario. Así, la demanda global es una consecuencia de la suma de las decisiones individuales de los miembros de cada uno de los sectores de consumo, como el residencial, comercial, transporte o industrial, entre otros, normalmente basada en la tecnología de los dispositivos que desea emplear para cada actividad en particular, la cual puede ser de ocio o productiva.

En consecuencia la matriz energética es el reflejo de un comportamiento de mercado y su análisis debe contemplar las fuerzas involucradas, tanto por el lado de la oferta como el de la demanda.

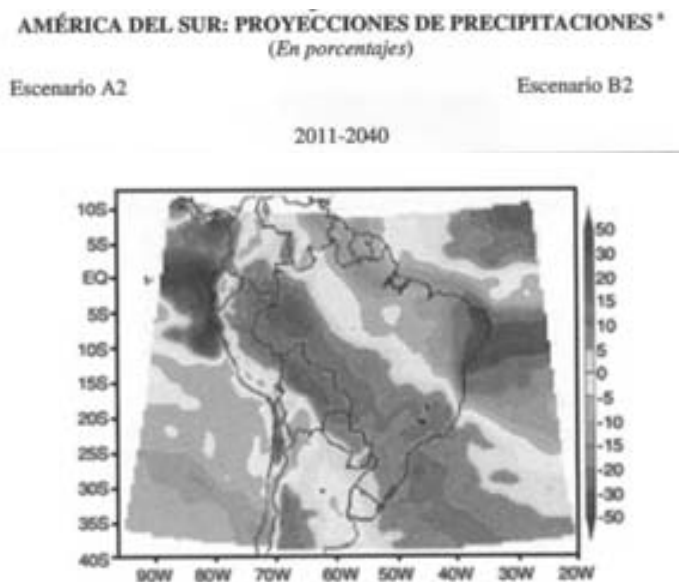
En relación al lado de la oferta, para el caso de la hidroenergía es conocido el análisis para el manejo de la estacionalidad del recurso. Más bien habría que observar el comportamiento futuro del recurso en una escala de tiempo de al menos 50 años, que es el tiempo de vida normalmente empleado para una hidroeléctrica y esto nos lleva a considerar los efectos que se predicen sobre el cambio climático y la disponibilidad de agua.

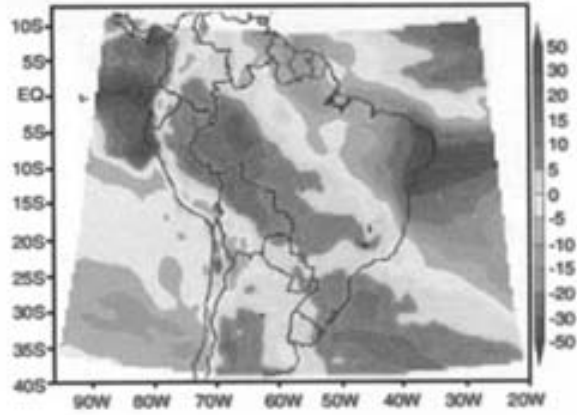
En la actualidad existen estudios regionales sobre el cambio climático, como el descrito por CEPAL, La Economía del Cambio Climático de América Latina y el Caribe, 2009, que plantea básicamente dos escenarios, el primero

de bajas emisiones ambientales (B1) y otro de altas emisiones (A1). Si bien es cierto significan incrementos de temperatura promedios para la región de entre 1 y 4 °C y entre 2 y 6 °C respectivamente y un incremento de las precipitaciones promedio del orden de 10%, lo importante es observar que en ambos escenarios los climas extremos se acentuarán.

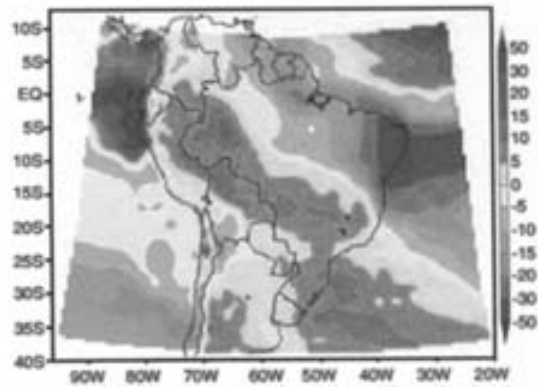
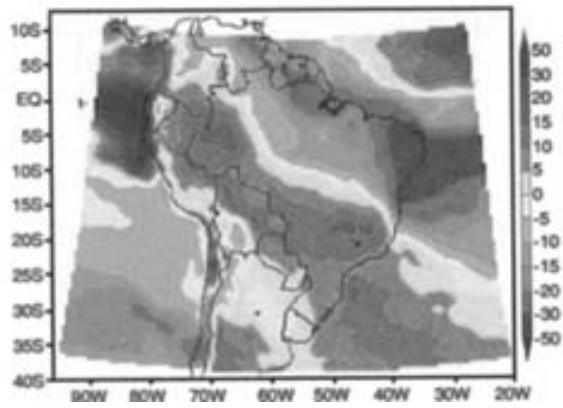
En la figura 1 se puede apreciar que para todos los periodos las zonas de mayor precipitación se encontrarán, para el caso del Perú en la zona de la selva, acentuándose a partir del año 2040. Esta realidad futura puede ser considerada como un problema, por el fuerte impacto social y ambiental que generarán sino se elaboran y ejecutan proyectos de mitigación. Sin embargo, con una visión más amplia, puede ser considerada también una gran oportunidad para planificar proyectos de desarrollo sostenible para estas zonas y para el país. Proyectos de infraestructura que combinen la mitigación del impacto ambiental y social, así como de mejora de la calidad de vida de las comunidades potencialmente afectadas por el cambio climático, así como estos mismos proyectos sean la base del aprovechamiento racional del recurso hídrico, que tendrá un comportamiento diferente al observado hasta la actualidad que requerirá soluciones tecnológicas diferentes a las normalmente empleadas.

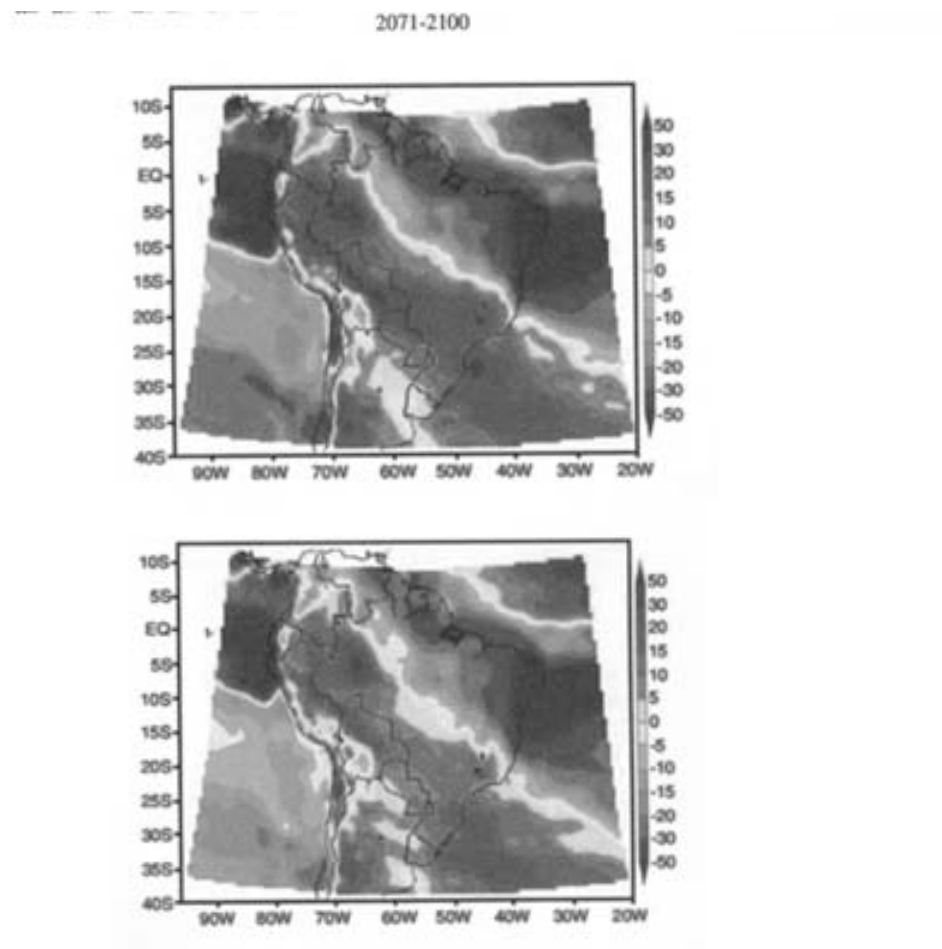
Figura 1





2041-2070





Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) sobre la base de información del Instituto Nacional de Investigaciones Espaciales (INPE) del Brasil.

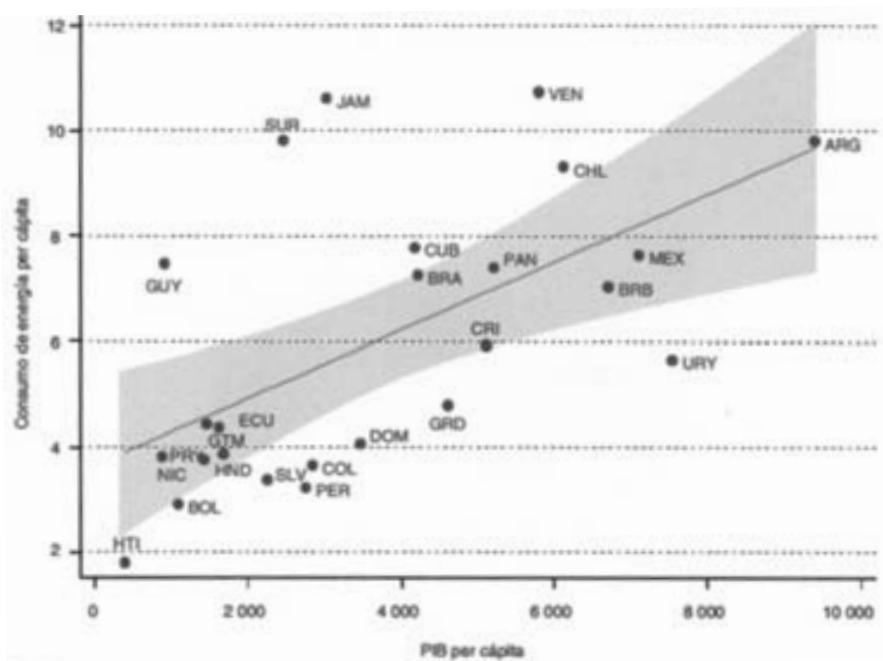
* Cambios proyectados en la precipitación para 2011-2040, 2041-2070, 2071-2100 correspondientes a los escenarios A2 y B2, derivados del modelo HadRM3P. La escala cromática se muestra a la derecha de cada panel.

Por el lado de la demanda hay que tener en cuenta el actual uso de la energía en el país y sus proyecciones en el contexto de un consumidor que se desenvolverá más un mundo más globalizado y mercados con cada vez menos restricciones.

Se puede tomar la intensidad energética como un indicador de la forma como se utiliza la energía en un país, principalmente será función de la estructura sectorial productiva, pero a la vez es consecuencia de factores como precios, eficiencia, poder adquisitivo de la población, entre otros. En el Gráfico 7 se puede ver la posición del Perú, respecto a la región, en función de la relación entre PBI per-cápita e intensidad energética y en la Gráfico 8 respecto al consumo de energía per-cápita.

Gráfico 7

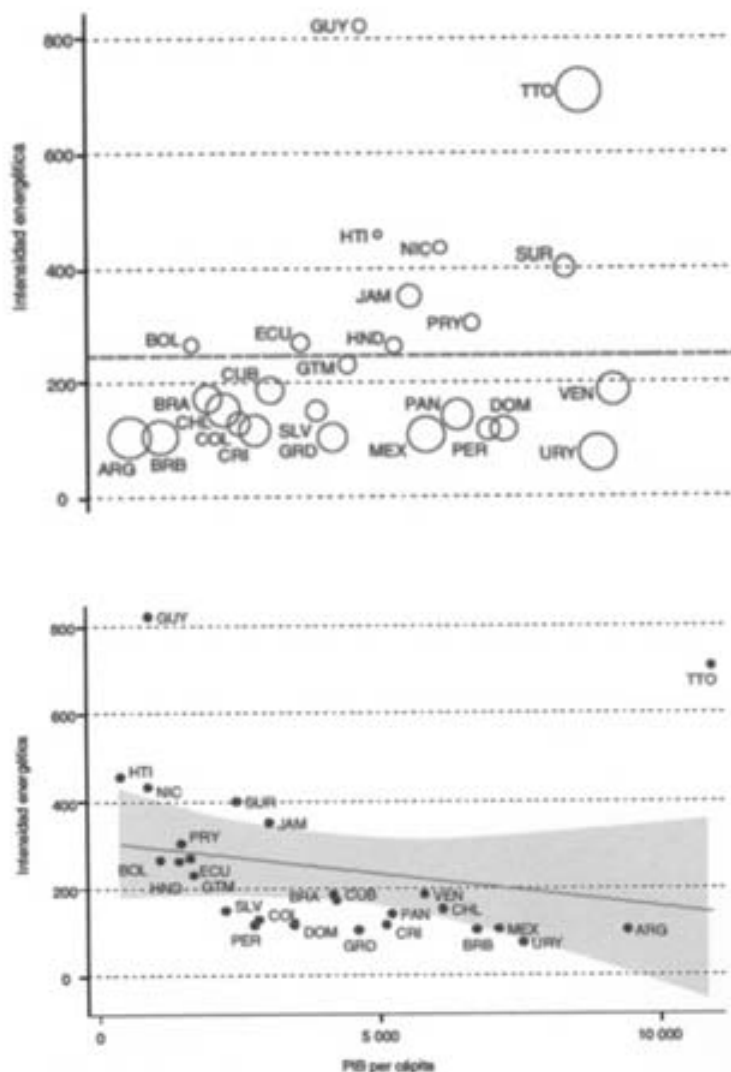
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: RELACIÓN ENTRE CONSUMO DE ENERGÍA PER CÁPITA Y PIB PER CÁPITA, 2007
(En barriles equivalentes de petróleo y dólares de 2000)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el Sistema de Información Económica Energética (SIEE) para las estadísticas de consumo total de energía y la Base de Estadísticas e Indicadores Económicos (BADECON) para los datos de PIB per cápita a precios constantes de 2000.

Gráfico 8

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: PIB PER CÁPITA E INTENSIDAD ENERGÉTICA, 2007*
(En barriles equivalentes de petróleo y dólares de 2000)



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el Sistema de Información Económica Energética (SIEE) para las estadísticas de consumo total de energía y la Base de Estadísticas e Indicadores Económicos (BADECON) para los datos de PIB per cápita a precios constantes de 2000.

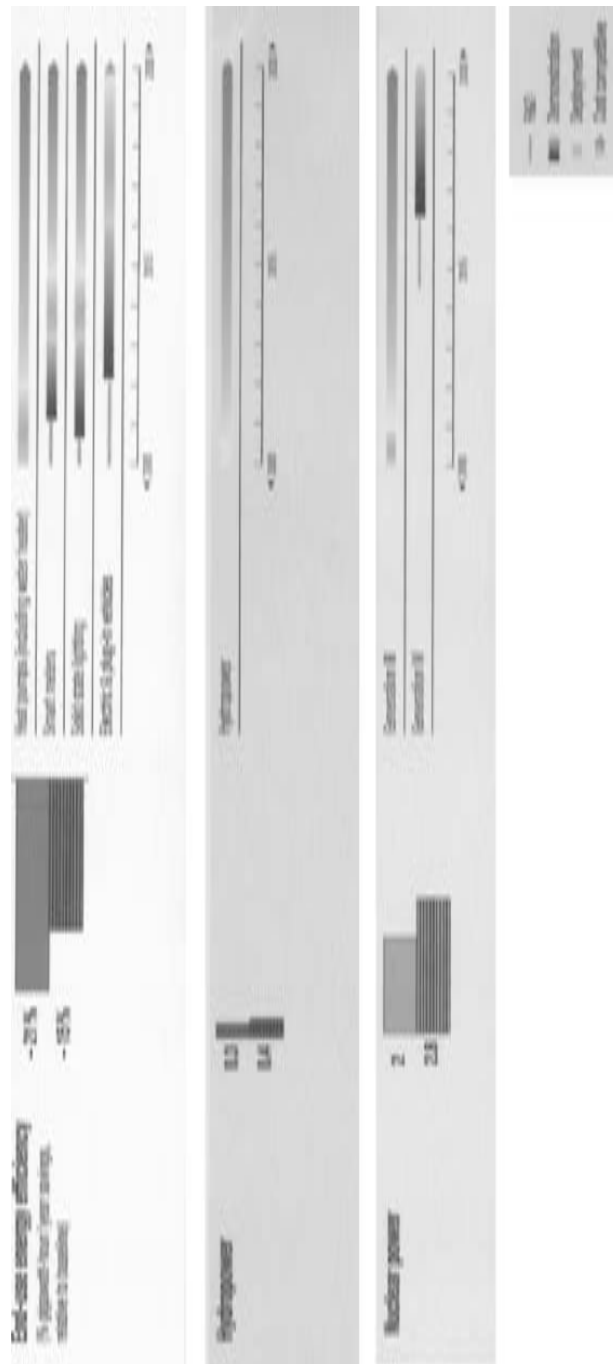
* El tamaño de las circunferencias del gráfico VII.7a es relativo al PIB per cápita de cada país.

Una lectura que se puede obtener del análisis de esta comparación es que hay mejora económica y se incrementa el consumo de energía, pero también el consumo de energía por habitante es de los más bajos de la región. Esto puede significar, en una visión muy restringida pero que será base de un planteamiento posterior, que hay un comportamiento de la demanda que no necesariamente es energéticamente eficiente y hay sectores de la población que no han alcanzado bienestar.

En relación a la evolución de la demanda habría que revisar, mediante un análisis prospectivo, las tecnologías que se están desarrollando y el impacto que generarán al mediano y largo plazo. El análisis vinculado solamente a indicadores económicos y energéticos podría llevar a plantear escenarios muy diferentes a lo que podrían resultar en una proyección que tenga en cuenta aspectos tecnológicos y sociales.

La World Business Council for Sustainable Development en su publicación *Powering a Sustainable Future*, 2006, plantea como un escenario al 2050 que por el lado de la demanda habrá un dramático ahorro de energía así como alta eficiencia de generación y transmisión, así como un proceso acelerado de electrificación desplazando a otras formas de energía. La misma institución publica *Power to change*, en el 2008, donde se muestra algunos tecnología que cambiarán al sector energético. En la figura 2 se puede apreciar, por ejemplo, que la bomba de calor, conocida académicamente desde hace siglos, aparece como una tecnología madura y económicamente competitiva para el calentamiento de ambientes e inclusive de agua. También la aparición de medidores inteligentes, para control y transacciones, iluminación por diodos y vehículos eléctricos que toman energía de la red eléctrica ya se proyectan en este escenario. La WBCSD publica, en el 2010, *Vision 2050* en la que plantea que existirá un incremento de la demanda global de la energía pero en el marco de energía segura, de bajo carbono ampliamente disponible y usada eficientemente, con energía cero en los edificios, movilidad para todos y alta eficiencia en los vehículos de transporte eléctricos y aviones.

Figura 2



Interesante es observar que por el lado de la oferta solamente la hidroenergía y la nuclear aparecen como competitivas en la actualidad para afrontar el reto de la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, estando en desarrollo la tecnología para hacer competitiva comercialmente la explotación de la energía solar y eólica, entre otras.

Por lo expuesto es de vital importancia comprender la evolución del aprovechamiento de las fuentes primarias de energía disponibles potencialmente en el país, pero en función de las formas de energía requeridas por los consumidores, siendo conscientes que esta evolución es diferente para cada país y no es recomendable importar soluciones que corresponden a realidades sociales, económicas, culturales y de disponibilidad de recursos muy diferentes a la nuestra.

Basta tomar un ejemplo para el caso peruano, tomando las últimas cifras disponibles del Balance Nacional de Energía para el año 2008, y haciendo grandes simplificaciones. Así, la oferta de electricidad mediante Centrales Hidroeléctricas fue de 85 818 TJ y el consumo final del sector transporte fue de 176 031 TJ. Para fines de ese año la capacidad instalada que generó hidroelectricidad fue de 3242 MW, es decir para abastecer al sector transporte en una primera observación se podría pensar que se requeriría el equivalente a un poco más del doble de la capacidad hidroeléctrica instalada, algo de 6400 MW adicionales. Un mayor análisis, en base a las consideraciones de eficiencia de los vehículos empleados en el sector transporte en la actualidad, que son bastante bajos en el país, y la relativa alta eficiencia de los sistemas eléctricos para los vehículos eléctricos, se podría pensar, conservadoramente, que la potencia instalada requerida debe estar alrededor de la mitad, es decir unos 3000 MW. Así, una sola Central Hidroeléctrica podría servir para abastecer de energía a la sustitución de todo el parque automotor del país. Cabe mencionar que 3000 MW representan alrededor del 5 % del potencial de capacidad instalada inventariada nacional, por lo que no habría limitaciones técnicas para su aprovechamiento.

Por otro lado, la electrificación de los consumidores finales parece una tendencia que redefinirá la matriz energética y hay que intervenir para que tanto el comportamiento de la oferta como el de la demanda energética encuentren un equilibrio técnico, económico, social, cultural y ambiental.

Solamente si se toma consciencia que la energía es un tema de seguridad nacional se podrá sostener la idea de intervenir en este mercado

imperfecto, donde las soluciones de cada uno de los actores son racionales para ellos mismos, pero no por eso se puede asegurar que el conjunto del mercado es racional. Son justamente los actores del sector y sus stakeholders, como el estado y la sociedad civil, los que deben encontrar espacios de diálogo para identificar escenarios para el sector energético al largo plazo.

Solamente así se podrá definir uno de estos escenarios como deseable socialmente, construible en base al potencial de los recursos energéticos existentes en el país y probable de ocurrir en un entorno interno y externo altamente dinámico, con una visión de largo plazo y es en base a este futurible que se debe concertar y así tomar socializadamente el cambio de la matriz energética.

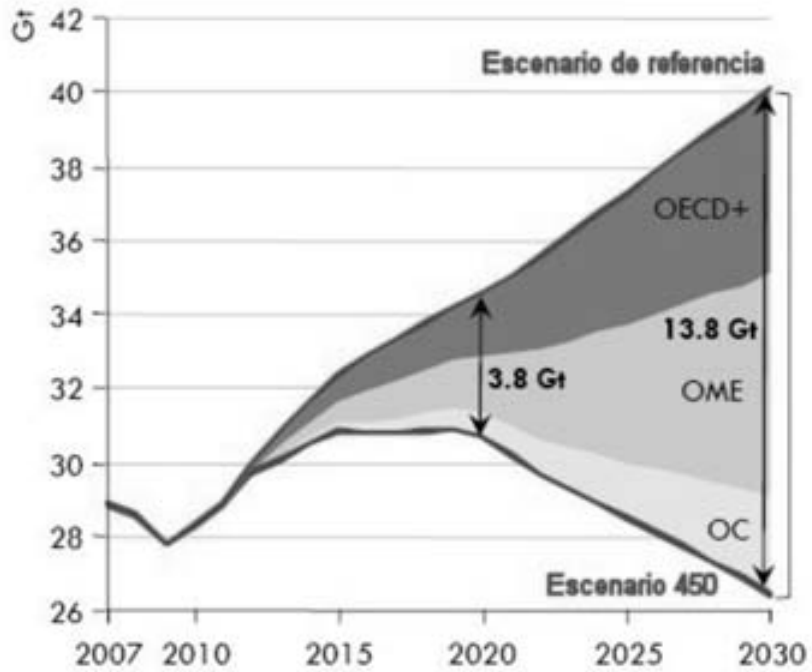
3.2 - Uso eficiente de la energía

La sostenibilidad de todo recurso energético debe estar asegurada con el uso eficiente de la energía producida. Por ello, la eficiencia energética al requerirse menos energía para lograr los mismos beneficios económicos se traducirá en menores requerimientos del suministro eléctrico con sus correspondientes ahorros de recursos energéticos y la reducción de emisiones asociados a su transformación.

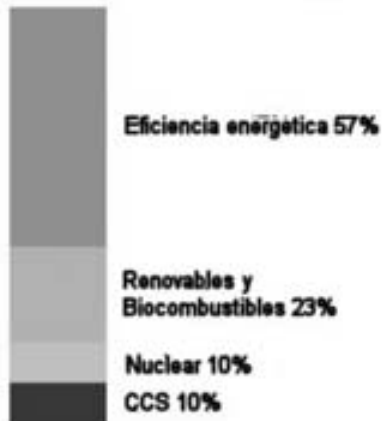
La Agencia Internacional de la energía considera que la eficiencia energética en el uso final de la energía permitirá una menor demanda de energía y será la mejor acción para la reducción de emisiones a la atmosfera en el 2030³. El gráfico 9 muestra la disminución de las emisiones de CO2 equivalentes, donde es posible apreciar que las acciones de eficiencia energética constituyen el 57% de la reducción.

³ EIA, World Energy Outlook 2009.

Gráfico 9



Mundo, reducción por tecnología, 2030



Los escenarios planteados son un escenario de referencia, en el cual los gobiernos no introducen ningún cambio en sus políticas y acciones actuales, y otro escenario con un cambio y acción colectiva con la finalidad de limitar a largo plazo las concentraciones de gases de efecto invernadero a 450 ppm de CO₂ equivalente.

Se debe destacar que la **tecnología eficiente** en el sector transporte permitirá reducir las emisiones de CO₂, se espera que los vehículos con motor de combustión interna representaran solamente el 40% de las ventas y los vehículos híbridos/eléctricos el resto en un escenario con cambio, en comparación con el escenario de referencia sin cambio en donde el 90% de las ventas los constituyen los vehículos con motor de combustión interna. Si este cambio ocurre, la demanda de electricidad aumentaría.

El Programa de Ahorro de Energía (PAE) desde 1994 hasta el 2001, logro disminuir la demanda de energía eléctrica a través de la promoción de uso eficiente de la energía en los sectores residencial, comercial e industrial. Las principales actividades desarrolladas fueron:

- Sector residencial y comercial, se promocio y logro el reemplazo lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas (LFCs) en el sector residencial, el cambio de fluorescentes T12 de 40 W por T8 de 36 W y se concientizo a la población a cambiar sus hábitos de consumo.
- Sector industrial, se proporciono información y capacitación al personal de empresas. Se promovió la formación de expertos en eficiencia energética con la finalidad de establecer un mercado de ESCOs. Se midieron índices de consumo específico de energética en industrias.
- Sector estatal, se establecieron comités de ahorro de energía y se definieron los ahorros potenciales.
- La elaboración de normas técnicas relacionadas con la eficiencia energética a través de Comités técnicos de normalización. Los primeros productos ha normar fueron las lámparas fluorescentes compactas, los motores eléctricos, las termas eléctricas y solares; así como los calderos industriales.

Los resultados en el período 1995 – 2000 fueron una reducción de la demanda prevista de 238 MW y el ahorro de 1 126 GWh⁴.

⁴ Julio Cesar Romani, Perú: Experiencia del Programa de ahorro de energía 1995-2001. Exposición para la Academia Nacional de Ciencias.

En el año 2000, se promulga la Ley de Promoción del Uso eficiente de la energía con la finalidad de asegurar el suministro de energía, la protección del consumidor y reducir el impacto ambiental del uso de los conductores. En este dispositivo legal se destaca la elaboración de un plan referencial de eficiencia energética y el derecho a la información de los equipos consumidores de energía. Sin embargo el reglamento de esta ley se aprobó en el año 2007.

El primer plan referencial de eficiencia energética ha sido aprobado en octubre del 2009, se plantea la promoción e instalación de **tecnologías eficientes** en los sectores residencial, productivo y servicios, el sector público y el transporte. Se espera que la implementación del Plan referencial de Eficiencia Energética 2009–2018 permita una reducción total del consumo de energía de 372,4 GJ y ahorros de 5291 millones de dólares. En el Gráfico 10 se ve la evolución esperada de la demanda de energía.

Gráfico 10



Fuente: Plan Referencial de Eficiencia Energética 2009-2018 – MINEM.

Se debe observar que los consumidores buscan el resultado del uso de los equipos eficientes, sea esté iluminación adecuada, la producción de calor o el transporte, mas allá de la energía consumida o de los equipos por si mismos. Por ello, es fundamental que la información este a su alcance para evaluar la energía usada por el equipo eficiente y la inversión necesaria para su adquisición.

La incorporación de la tecnología más moderna estará asociada a la eficiencia energética, por lo que consideramos los siguientes temas como pertinentes:

- El etiquetado energético de los productos eficientes.
- La cogeneración en la industria.

El Etiquetado energético de los productos eficientes.

La elaboración de normas técnicas para definir la eficiencia de equipos se ha desarrollado desde finales de los años 90s, al formarse el comité técnico de normalización en uso racional de la energía, con la finalidad de establecer las especificaciones de eficiencia energética de los equipos. Actualmente existen las siguientes normas relacionadas con la eficiencia energética, las cuales son mostradas en la tabla 2.

Tabla 2 – Relación de normas técnicas de eficiencia energética

Id de Norma	NOMBRE DE LA NORMA	Fecha de Aprobación
NTP 399.450:2008	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, de propósito general, potencia nominal de 0,746 kW a 149,2 kW. Límites y Etiquetado.	2008.12.17
NTP 350.301:2004	Calderas Industriales. Niveles mínimos de eficiencia térmica.	2004.08.04
NTP 399.483:2007	Eficiencia energética en artefactos refrigeradores, refrigeradores-congeladores y congeladores para uso doméstico.	2007.03.15
NTP 399.400:2001	Coletores solares. Métodos de ensayo para determinar la eficiencia.	2001.11.03
NTP 399.484:2008	Sistemas de calentamiento de agua con energía solar (SCAES). Límites y Etiquetado.	2008.03.26
NTP EN 50294:2006	Método de medida de la potencia total de entrada de los circuitos balastos-lámparas.	2006.12.30
NTP 370.102:2008	Dispositivos de control de lámpara. Balastos para lámparas fluorescentes – Sistema de Codificación Energética.	03/05/2008
NTP 370.100:2008	USO RACIONAL DE ENERGÍA. Lámparas fluorescentes compactas integradas (LFCIs) – Definiciones, requisitos y rotulado.	2008.10.26

NTP 370.101-1:2008	Etiquetado de eficiencia energética para lámparas incandescentes y similares de uso doméstico.	2008.10.26
NTP 370.101-2:2008	Etiquetado de eficiencia energética para lámparas fluorescentes compactas, circulares, lineales y similares de uso doméstico.	2008.10.26
NTP IEC 60379:2006	Métodos para medir eficiencia de calentadores de agua eléctricos de acumulación para uso doméstico.	2006.02.04
NTP 370.502:2009	Eficiencia energética en calentadores de agua eléctricos tipo con tanque de almacenamiento para propósitos domésticos. Rangos de eficiencia y etiquetado.	2009.02.21
NTP 370.503:2009	ARTEFACTOS A GAS. Estándares de eficiencia y etiquetado de calentadores de agua por paso continuo que utilizan combustibles gaseosos.	2009.10.29
NTP 370.504:2009	EFICIENCIA ENERGÉTICA. Artefactos eléctricos fijos de calentamiento instantáneo de agua para uso doméstico. Clasificación del consumo energético y etiquetado.	2009.11.07

Las normas técnicas especifican el desempeño de los equipos que debe ser evaluado por laboratorios de ensayo, el producto que no cumple con lo ofrecido crea desconfianza en el consumidor y reticencia a su futuro consumo, lo que dificulta su presencia en el mercado. En el 2006, el Instituto Nacional de Tecnología de la Argentina, realizó un estudio sobre las lámparas LFCs debido a quejas de usuarios relacionadas con el nivel de iluminación y la vida útil e informó “El resultado de la investigación indica que hay lámparas que iluminan menos que lo especificado en los envases; que hay lámparas que duran mucho menos que la cantidad de horas que figura en la caja contenedora; que algunas lámparas no son eléctricamente seguras y podrían ser causantes de incendios tal como se observó en los análisis; y por último con algunas lámparas de bajo consumo se ahorra más energía que con otras (comparando las 17 marcas entre ellas)”⁵. Esta situación se puede repetir cuando se introduzcan en gran escala los LEDs o cualquier tecnología eficiente.

Las etiquetas energéticas informan al usuario rápidamente el nivel de eficiencia y las ventajas comparativas de un producto con respecto a otros. La primera etiqueta energética adoptada en el Perú en el año 2003, fue la de lámparas basada en la etiqueta usada en la unión europea, sin embargo solo recientemente se ha logrado su incorporación en los productos comercializados en nuestro país, gracias al hecho que esta etiqueta es usada en la Argentina, el Brasil y en Chile, por lo que el producto que se importa a Perú tiene incorporada la etiqueta. En el caso de los motores, las calderas, los equipos calefactores

⁵ INTI, Noticiero Tecnológico Semanal No. 20, 26 de setiembre del 2006.

y los refrigeradores, el etiquetado es aún voluntario, sin embargo se esta en la etapa de hacer obligatoria su inclusión en la presentación de los productos.

La información disponible para el usuario es fundamental para una decisión acertada, los fluorescentes T8 de 36 W fueron promocionados por el PAE en los años 90, sin embargo se importaron 2,26 millones de lámparas T12 de 40 W en comparación con 1,510 millones de lámparas T8 de 36 W en el año 2007⁶. Nos encontramos ante un ejemplo apreciación errada del usuario, aún cuando la información está disponible. El establecimiento de límites de eficiencia mínimos, la obligatoriedad del uso de etiquetas energéticas y la promoción del uso de tecnologías de alta eficiencia son parte de las acciones que garantizan el uso eficiente de los recursos energéticos y la sostenibilidad de los mismos.

La Cogeneración en la Industria

La Cogeneración permite obtener simultáneamente a partir una fuente “primaria” de energía, como el gas natural, el carbón o la biomasa, varias formas de energía útil como energía eléctrica y energía térmica, obteniéndose una eficiencia global mayor que la que se habría obtenido a partir de procesos individuales para la generación de dichas energías útiles. Por ello su utilización en procesos industriales, sistemas comerciales y de servicios, representa una tecnología más eficiente del uso de los combustibles o de la biomasa. Y que además permite lograr los siguientes beneficios:

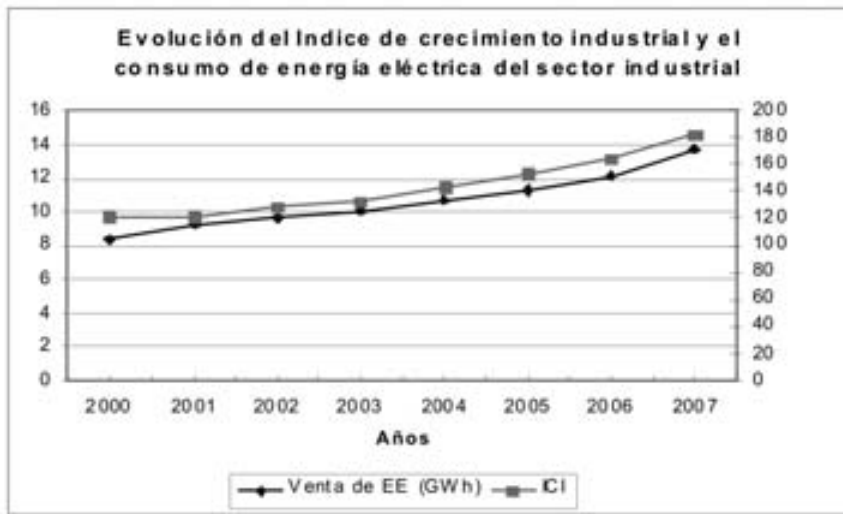
- Aumento de la eficiencia global de producción de las energías requeridas por el proceso de hasta del 85%.
- Reducción de las emisiones producidas por la generación de ambos energéticos.
- Reducción de los costos de la matriz energética debido al ahorro de energía primaria cuando se reemplaza petróleo importado por gas natural o biomasa de desecho, como es el caso del uso de bagazo u otros restos orgánicos.
- Producción de energía térmica y eléctrica de acuerdo a las necesidades del usuario, con la posibilidad de venta de los excedentes a la red de distribución y en algunos casos vapor de proceso a usuarios localizados cerca al cogenerador.

⁶ Raul Del Rosario, Informe sobre limites de eficiencia energética de lámparas, 13 de marzo 2008.

- Reducción de las pérdidas en la red de transmisión y distribución al estar localizadas cerca al consumidor o consumidores. Además aportan energía reactiva al sistema.

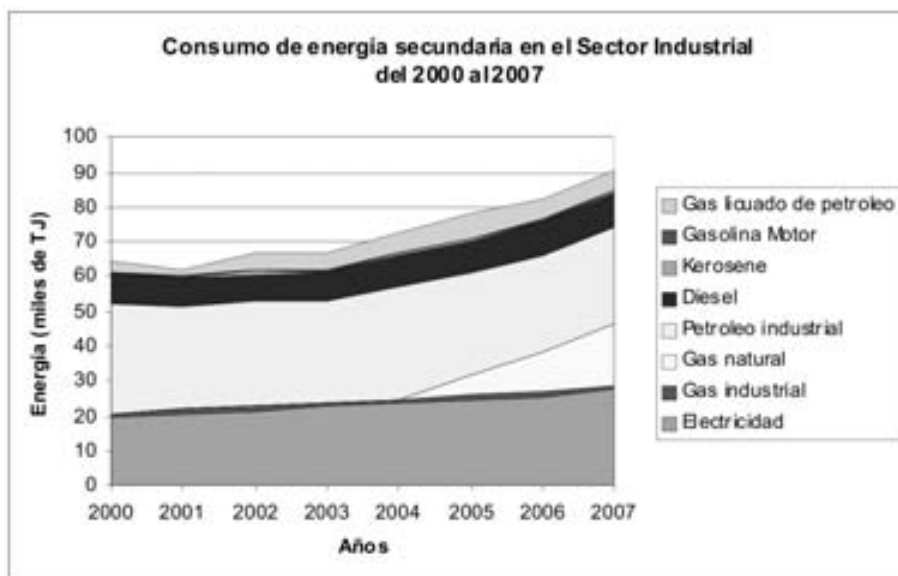
El Plan referencial de Eficiencia Energética considera que su implementación en el sector de industrial y de servicios permitirá el ahorro de 196 MW, sin embargo esta estimación es conservadora y se basa en un estudio realizado en el año 1999. Si observamos en los gráficos 11 y 12 que el crecimiento de la industria es acompañado por un crecimiento del consumo de energéticos, especialmente aquellos usados para la producción de calor de proceso, es de esperar que exista un potencial de cogeneración mayor. Recientemente los resultados de la World Alliance of Distributed Energy WADE, han estimado un potencial tecnológico de 547 MW.

Gráfico 11



Fuente: Datos de Ministerio de la Producción y Ministerio de Energía y Minas, 2008.

Gráfico 12



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Balance energético 2007.

Existe el marco legal para el desarrollo de la cogeneración formado por el Reglamento de Cogeneración actualizado en el 2009, la Ley para promover el Uso Eficiente del Gas Natural y las Inversiones en Centrales Hidroeléctricas y el Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de Electricidad con el uso de energías renovables. Sin embargo, la utilización de la cogeneración en nuestro país se ha limitado a la industria azucarera, la refinería de zinc de Cajamarquilla, la refinería de la pampilla (10 MW) y la empresa Sudamericana de Fibras (33 MW).

La implementación de mayores instalaciones de cogeneración en el país requerirá de acciones relacionadas con:

- El perfeccionamiento del reglamento de Cogeneración y la creación del Reglamento de Generación distribuida.
- La disponibilidad y precio relativo de los combustibles usados.
- Los precios relativos de la electricidad.

- La existencia de financiamiento apropiado mediante fondos de promoción.
- Los precios de compra de la energía eléctrica excedente.

4 - Conclusiones

- La necesidad de una matriz energética que asegure el desarrollo sustentable de nuestra economía y la seguridad del suministro, hace necesaria la diversificación de los recursos energéticos, por ello es importante que utilicemos los recursos hidroenergéticos cuyas reservas conocemos.
- El uso eficiente de la energía producida a partir de los recursos energéticos permite extender su disponibilidad en el tiempo.
- La electrificación de los consumidores finales parece una tendencia que redefinirá la matriz energética en el largo plazo y hay que intervenir para que tanto el comportamiento de la oferta como el de la demanda energética encuentren un equilibrio técnico, económico, social, cultural y ambiental.

Bibliografía

1. Ministerio de Energía y Minas, Balance Nacional de Energía 2008, Oficina de Planeamiento, Inversiones y Cooperación Internacional, Ministerio de Energía y Minas, Julio 2009.
2. CEPAL, Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe, Guía para la formulación de Políticas Energéticas, Naciones Unidas, Santiago de Chile, Diciembre del 2003.
3. Rudnick Van de Wyngard, Hugh, Seguridad Energética en Chile: dilemas, oportunidades y peligros, Dirección de Asuntos Públicos, Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Noviembre del 2006.
4. Ministerio de Energía y Minas, Plan Referencial de Electricidad 2008-2015, Dirección General de Electricidad, Lima, Noviembre del 2006.
5. Ministerio de Energía y Minas, Plan Referencial de Eficiencia Energética 1009-2018, Dirección General de Electricidad, Lima, Octubre del 2009.
6. Ministerio de Energía y Minas, Guía de la Etiqueta de Eficiencia Energética, Dirección General de Electricidad, Lima, Enero del 2009.



15. Las Interconexiones Eléctricas Internacionales en la Mejora de la Utilización de los Recursos Energéticos Hidráulicos y Térmicos en el Perú

Eduardo Antúnez de Mayolo Ramis¹

Resumen

En el presente trabajo se analiza, de manera genérica, el efecto que las interconexiones eléctricas internacionales tienen sobre la utilización de recursos energéticos hidráulicos y térmicos en el Perú, y mediante un caso de integración eléctrica internacional específica evalúa las potencialidades que podrían desarrollarse en la utilización de los recursos energéticos mencionados, en el largo plazo en el Perú. Se realizan simulaciones energéticas y presentan resultados de mejoras en la utilización de los recursos energéticos en mención, para el sistema eléctrico interconectado peruano y para los de los otros países estudiados. Se concluye con una recapitulación de beneficios potenciales que las interconexiones internacionales podrían brindar para el logro de la mejora de eficiencia en el uso de recursos energéticos.

1 - Introducción

Es conocida la gran disponibilidad de recursos energéticos aprovechables para generación eléctrica con los que cuenta el Perú, que comparada con las estimaciones de proyección de la demanda del país,

¹ Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional COES-SINAC (Perú).

brindarían un amplio horizonte de cobertura de este importante suministro, a costos competitivos. Sin embargo, el aprovechamiento de algunas de las más importantes fuentes de estos recursos como son la energía hidráulica y el gas natural, presenta restricciones muy particulares en su utilización, que tienen un significativo impacto, de carácter económico y técnico, en la definición de la expansión de generación y transmisión eléctrica del país.

Por otro lado, el aún relativo pequeño tamaño del mercado eléctrico peruano, en términos de demanda y capacidad, pero de gran cobertura geográfica, obliga a que se vaya, en corto tiempo, dentro del contexto de largo plazo con que maduran los proyectos de suministro eléctrico, de periodos de bajos costos y gran capacidad de reserva de generación a otros de altos costos, y limitada reserva. Esto nos conduce a dar mayor importancia a una mayor confiabilidad y disponibilidad de la oferta eléctrica, a precios competitivos, como factores determinantes para acompañar el crecimiento económico de un país de rápida expansión, como es el Perú.

En los últimos años, se han realizado estudios que han analizado el desarrollo de la generación en la red eléctrica nacional hacia el largo plazo, y la mayoría de ellos señalan la urgente necesidad de iniciar ya la explotación de los ingentes recursos hidráulicos con que cuenta el país.

Sin embargo, la mayor parte de las cuencas hidrológicas peruanas, debido a la accidentada geografía de los Andes a lo largo del país, presentan restricciones estructurales muy propias, que hacen muy difícil la construcción de grandes reservorios de regulación anual y multianual.

Con expansiones importantes de generación hidráulica bajo este esquema, ya en el mediano plazo se presentarán variaciones estacionales pronunciadas en este tipo de generación lo que llevará, a su vez, una variación estacional igualmente pronunciada en la generación térmica complementaria.

Todo indica que la generación térmica, complementaria a la hidráulica, en un esquema de expansión hacia el mediano y largo plazo en el Perú, estará basada principalmente en el gas natural, debido a la disponibilidad y costo de éste energético en el país.

Entonces, la estacionalidad en el uso del gas natural para generación eléctrica obligará, a su vez, a una irregular e ineficiente utilización de la infraestructura de producción y transporte de este recurso, cuyas negativas repercusiones en la industria de gas natural son evidentes.

El panorama antes expuesto se presenta en un escenario de largo plazo, como en el que hasta hace poco se ha venido contemplando: sin integración energética internacional importante del Perú con los países vecinos. Esto es, sin interconexiones eléctricas ni con gasoductos. Menos aún con éste último energético, debido al desarrollo reciente de esa actividad en el Perú, y de similar modo en los países vecinos.

En el razonamiento anterior de que varios de los problemas antes mencionados que se presentan en el sistema eléctrico interconectado peruano son propios debido a las particularidades de sus fuentes energéticas o su tamaño de mercado, las interconexiones eléctricas internacionales podrían sugerir una mejora en los problemas presentados.

El presente trabajo tiene por objeto exponer los resultados de un análisis del impacto que interconexiones eléctricas internacionales puedan tener en la utilización de los recursos energéticos en la generación eléctrica en el Perú en un horizonte de largo plazo.

El análisis se realiza para el escenario de interconexión Perú – Ecuador/ Colombia, pero muchas de las conclusiones pueden ser extensivas a otros escenarios de interconexión del Perú con otros países limítrofes que cuenten con recursos hidráulicos o con capacidad de regulación importante.

La razón de desarrollar las simulaciones de la interconexión con los países escogidos solo es la de demostrar que en general las interconexiones internacionales mejoran la utilización de los recursos energéticos de un país, y los complementan con los de los otros países.

El presente trabajo tiene un carácter netamente técnico profesional y presenta el tema desde el punto de vista del autor, y no necesariamente representa una opinión o posición del COES-SINAC sobre el mismo.

2 - La Oferta Eléctrica en el Perú

La oferta eléctrica hacia el largo plazo para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú ha sido analizada en varios estudios recientes [1], [2]. Ellos concluyen en que el país cuenta con ingentes recursos energéticos hidráulicos y que la expansión de la generación eléctrica para el largo plazo conduce al aprovechamiento de los proyectos de grandes centrales hidráulicas con el que el país cuenta en las vertientes orientales de los Andes que conforman la cuenca amazónica.

Los referidos estudios también señalan que para el mediano plazo se deben implementar proyectos medianos y menores que actualmente cuentan con mayor grado de maduración para su ejecución, y de manera complementaria, aunque limitada, la generación térmica a gas natural, y adicionalmente la generación a partir de recursos energéticos renovables no convencionales (RER).

En la presente sección se analizará la oferta eléctrica del Perú en un contexto de largo plazo, a fin de identificar problemas que afecten una adecuada utilización de los recursos energéticos hacia ese horizonte.

2.1 - La Estacionalidad de la Generación Hidráulica

Los Andes peruanos, región en cuyas cuencas se localiza la casi totalidad de los aprovechamientos hidroeléctricos con que cuenta el país, presenta una geografía accidentada, con pendientes pronunciadas que en general dificulta o encarece la construcción de grandes reservorios de regulación anual y multianual.

Actualmente el mayor reservorio de regulación anual del sistema eléctrico peruano es el Lago Junín, con una capacidad útil de 441 MMC, que alimenta el mayor complejo hidroeléctrico del país de 1008 MW de capacidad instalada, la capacidad de afianzamiento hídrico estacional restante lo componen reservorios menores en lagunas altoandinas.

Los proyectos hidráulicos conocidos no cuentan con capacidades de regulación de similar magnitud, que el Lago Junín, relativas al tamaño del aprovechamiento eléctrico y a la magnitud del sistema cuando se desarrollen. Existen prospecciones de proyectos hidráulicos en la zona amazónica con embalses importantes, planteados en estudios prospectivos desarrollados a finales de los años 70 [5], pero que podrían ser limitados bajo las regulaciones ambientales y sociales actuales.

Lo anterior lleva a proyectar que la generación hidráulica en el sistema eléctrico peruano mantendrá similar o mayor estacionalidad hidráulica que en el sistema actual, lo que implica, que con el crecimiento del parque generador los requerimientos de complementación estacional térmica igualmente crecerán en el tiempo, y de manera más pronunciada cuantos mayores sean los proyectos hidráulicos que se implementen.

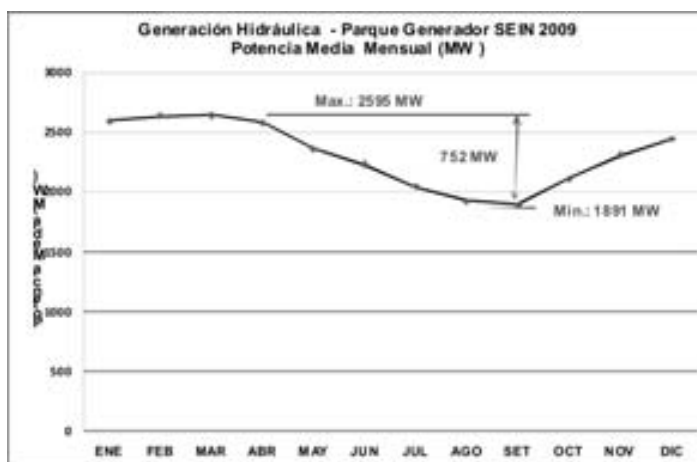
Esquemáticamente la expansión del parque generador hacia el largo plazo del SEIN puede apreciarse en la Figura 1, para el Escenario de Crecimiento de Demanda Medio [1] (No incluye proyectos de generación RER).

Figura 1. Expansión de la Generación Escenario Medio (Plan Referencial de Electricidad 2008-2017)[1].



La estacionalidad del parque generador hidráulico actual se estima en más de 700 MW, como se muestra en la Figura 2 (potencias promedio mensuales, bajo una simulación de hidrología media con el modelo Perseo de la Fijación de Tarifas en Barra 2010) [3].

Figura 2 – Estacionalidad Hidráulica Parque Generador del SEIN – 2009 – Simulación Perseo Fijación de Tarifas en Barra 2010 – OSINERGMIN[3].



De la Figura 1 se puede apreciar que en los próximos 10 años se estima un crecimiento importante de la generación hidráulica que podría duplicar la capacidad actual. Dadas las rigideces en la regulación de los proyectos, se espera que la estacionalidad del parque generador hidráulico del SEIN se incremente en similar proporción, en ese horizonte.

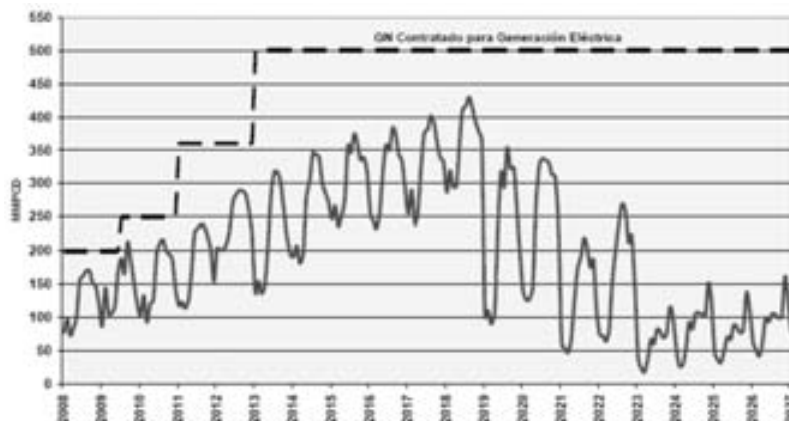
2.2 - La Generación a Gas Natural

La estacionalidad hidráulica del SEIN, deberá ser cubierta con generación térmica complementaria. Actualmente, y al menos durante los próximos 10 años, el gas natural se presenta como el energético más económico para satisfacer ese requerimiento [1].

Sin embargo, se estima que el suministro de gas natural en el Perú para uso en generación eléctrica, será limitado debido principalmente a la baja utilización de la infraestructura de producción y transporte de gas natural que ocasiona la pronunciada estacionalidad hidráulica del SEIN.

Lo anterior puede apreciarse en las simulaciones de consumo de gas natural en generación eléctrica de la Figura 3, tomado de la referencia [1], en donde se aprecia las variaciones estacionales de consumo promedio mensual de gas natural en generación eléctrica; que alcanzan hasta 200 MMPCD en un año hidrológico medio. También se observa la alta dependencia de ese consumo con el ingreso de las centrales hidráulicas al SEIN.

Figura 3 – Consumo Promedio Mensual de Gas Natural de Camisea para Generación Eléctrica – Escenario de Demanda Medio (Plan Referencial de Electricidad 2008-2017[1]).



Es conocido que en la industria del suministro del gas natural la alta variabilidad del consumo de gas es penalizada, ya que lleva a sub utilizar la infraestructura de producción, transporte y distribución. Los excedentes o faltantes de gas que conllevaría una alta variabilidad de consumo difícilmente podrían ser colocado si es que no se cuenta con un mercado “spot” de gas natural con suficiente capacidad como para administrar esas variaciones.

Dado lo incipiente del mercado de gas en el Perú, e inclusive en la región, no sería posible afrontar un uso alterno estacional de gas natural suficiente como para absorber las variaciones estacionales producidas. Entonces dadas las limitadas opciones, el mantener la variabilidad del consumo de gas natural asumiendo el perjuicio que ocasionaría sería la opción elegida.

Sin embargo, ésta variación sería tolerable hasta cierto nivel de consumo luego del cual se limitaría el uso del gas natural en generación eléctrica, aunque se cuente con disponibilidad suficiente.

3 - La Integración Eléctrica Perú – Ecuador/Colombia

3.1 - Consideraciones Generales

La disponibilidad de recursos energéticos en tipo, cantidad y locación generalmente difiere mucho de país a país debido a las diferencias geográficas, climatológicas, y de la existencia de yacimientos de recursos fósiles o renovables. Por esta razón una integración energética internacional brinda, por lo general beneficios a todos los países que participan en ella, aprovechando la complementariedad entre la producción y uso, ubicación y transporte. Éstos al final brindarán beneficios de carácter técnico, económico, de mejora de la calidad o de la confiabilidad de suministro. Sin embargo, los costos de los enlaces de interconexión son los contraponen a esos beneficios y son los limitantes en la viabilización económica de la integración.

Para el presente trabajo se han realizado simulaciones energéticas de interconexión eléctrica utilizando el modelamiento de integración, del Estudio del Comité de Integración Regional CIER, del Perú y Ecuador/Colombia, desarrollado para el proyecto CIER 15 por el Consorcio Mercados Energéticos Consultores S.A - SYNEX Ingenieros Consultores - PSR Consultoria Ltda.[4].

El análisis se ha realizado bajo escenarios de expansión de largo plazo, en los que se consideren sistemas de transmisión robustos y confiables con gran cobertura geográfica dentro de los países, y con alcance a las zonas de frontera. Todo esto con la finalidad de poder apreciar el potencial que las interconexiones internacionales brindarían a los sistemas eléctricos interconectados, con bajas restricciones de transmisión.

El análisis se ha realizado para el escenario de interconexión eléctrica plena (con amplia capacidad de transferencia) en el largo plazo entre el SEIN del Perú y Ecuador/Colombia. Este escenario contempla la integración eléctrica del Perú, con Ecuador y Colombia, teniendo en cuenta que estos dos últimos países mantienen ya un alto grado de integración eléctrica. Para poder evaluar el potencial de las interconexiones internacionales se considera una alta capacidad de interconexión entre los sistemas eléctricos interconectados de Perú-Ecuador y Ecuador-Colombia de 2000 MW.

Se realizaron simulaciones para cada escenario de los sistemas de los países “aislados” e “interconectados” a fin de apreciar los beneficios de la interconexión.

Solo para fines de simulación, se han considerado los años 2015 al 2017 del caso analizado en el Proyecto CIER 15 [4]. Este considera para el SEIN el desarrollo, hasta el año 2017, de 1900 MW en unidades a gas natural, 2000 MW de centrales hidráulicas menores y medianas, y el ingreso de la central de Inambari de 2000 MW de la cuenca amazónica sur del país, limítrofe a Bolivia y Brasil, en el año 2017. En los lados ecuatoriano y colombiano también consideran la inclusión de centrales hidráulicas importantes.

Es claro que para una interconexión plena Perú-Ecuador/Colombia será viable cuando se desarrollen grandes centrales de la cuenca amazónica pero en la zona Norte y no en el Sur como es el caso de Inambari, pero para fines del presente ejercicio energético se minimiza el efecto de la transmisión interna del SEIN.

También, a fin de que se mantenga una uniformidad de criterios en el despacho eléctrico, se ha considerado la armonización de algunos de los principales precios de combustible derivados del petróleo, para todos los sistemas, de manera que el orden de méritos de costos variables se base sobre criterios uniformes.

3.2 - Simulaciones de Despacho Económico

En esta parte se presentan los resultados de las simulaciones de la interconexión Perú – Ecuador/Colombia bajo los supuestos y consideraciones mencionadas en la sección 3.1.

El despacho económico del SEIN para los Casos “Aislado” e “Interconectado” con el Sistema Ecuador /Colombia se presentan en las Figuras 4 y 5, respectivamente.

Se observa, para el caso “Aislado”, que en la época de avenidas del año de entrada del proyecto Inambari se presenta vertimiento de agua en el SEIN por lo que la generación térmica a gas natural es nula en esa estación. Por lo contrario para el caso “Interconectado” la utilización de la generación hidráulica y térmica a gas natural es plena.

3.3 - Producción de los Sistemas Eléctricos Interconectados

La producción hidráulica y térmica del SEIN para los Casos “Aislado” e “Interconectado” con el Sistema Ecuador /Colombia se presentan en las Figuras 6 y 7, respectivamente.

Figura 4 – SEIN “Aislado” - Despacho Económico.

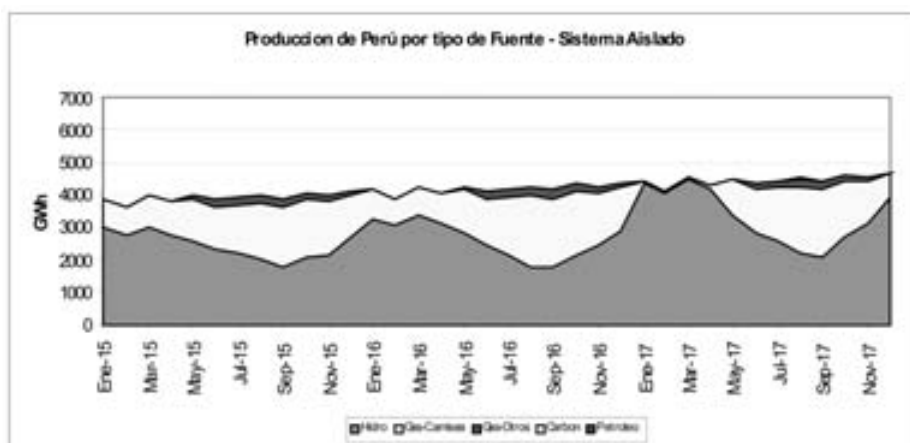
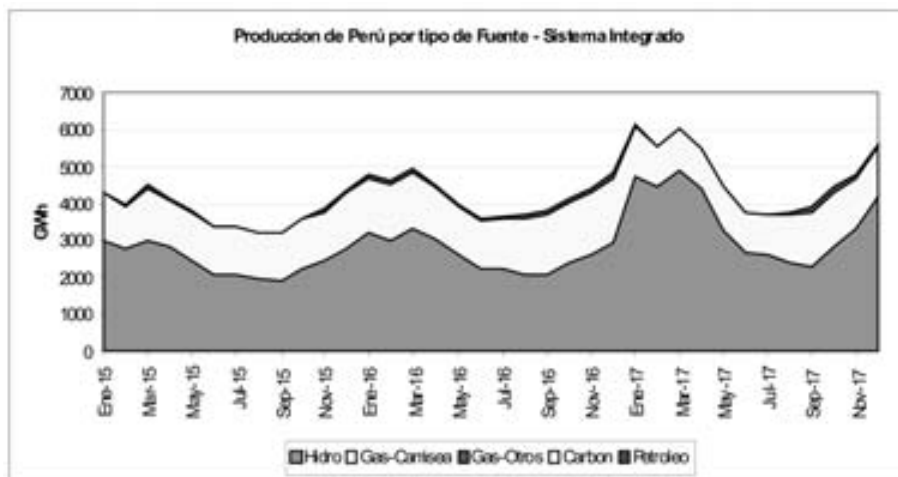


Figura 5 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia - Despacho Económico.



Se observa que las producciones hidráulicas del SEIN para los casos “Aislado” e “Interconectado” son muy similares, lo que indica una rigidez en la utilización del recurso hídrico debido a su limitada capacidad de regulación anual.

En cuanto a la producción térmica del SEIN “Aislado” e “Interconectado”, se observa que en éste último caso se mantiene el nivel de utilización de las centrales térmicas aún ante el ingreso de las grandes centrales hidroeléctricas, mientras que para el caso “Aislado” esta utilización es muy variable y dependiente del ingreso de la entrada de proyectos de generación hidroeléctrica.

Figura 6 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia - Generación Hidráulica.



**Figura 7 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia
Generación Térmica.**



La variabilidad de la producción térmica antes mencionada puede apreciarse mejor en la Figura 8, donde se presenta el consumo del gas del yacimiento Camisea para el SEIN “Aislado” e “Interconectado”. Se observa que en el caso aislado con el ingreso de grandes centrales, la utilización del energético, y consecuentemente de la infraestructura que lo produce, transporta y distribuye es muy baja estacionalmente en época de avenidas. Esta última apreciación puede hacerse extensiva también al parque generador de plantas a gas en ciclo combinado.

También una alta variabilidad del consumo de gas inviabilizaría técnica y económicamente la expansión de la generación eléctrica a gas limitándolo solo hasta un cierto nivel tolerable por los agentes productores, transportistas del gas y, aunque de manera muy limitada, los consumidores de gas estacionales. Por el contrario con el SEIN “Interconectado” la utilización de la infraestructura de gas es muy alta que sustentaría contratos de suministro firmes a largo plazo.

Por otro lado, se observa una complementariedad hidrológica estacional más pronunciada entre Perú y Ecuador, como se puede apreciar en la Figura 9, donde se observa que el “estiaje” del Ecuador corresponde a la “avenida” del Perú.

Figura 8–SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia - Consumo de Gas de Camisea.

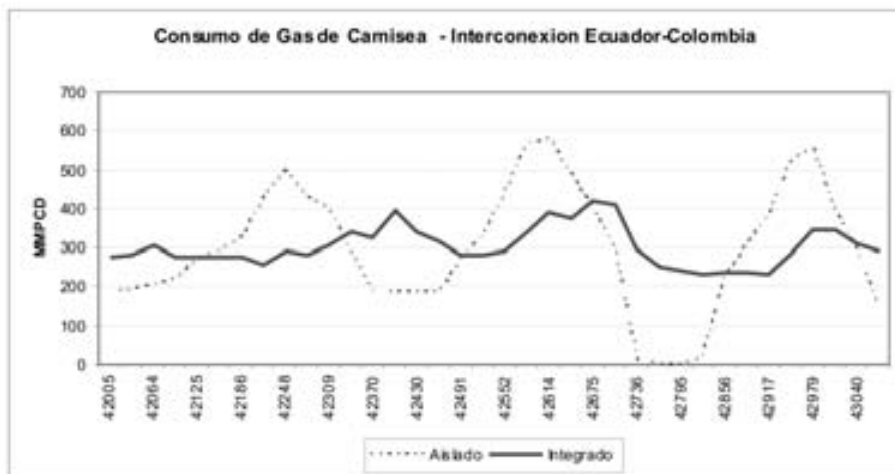


Figura 9 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia - Producción Hidráulica de Ecuador.

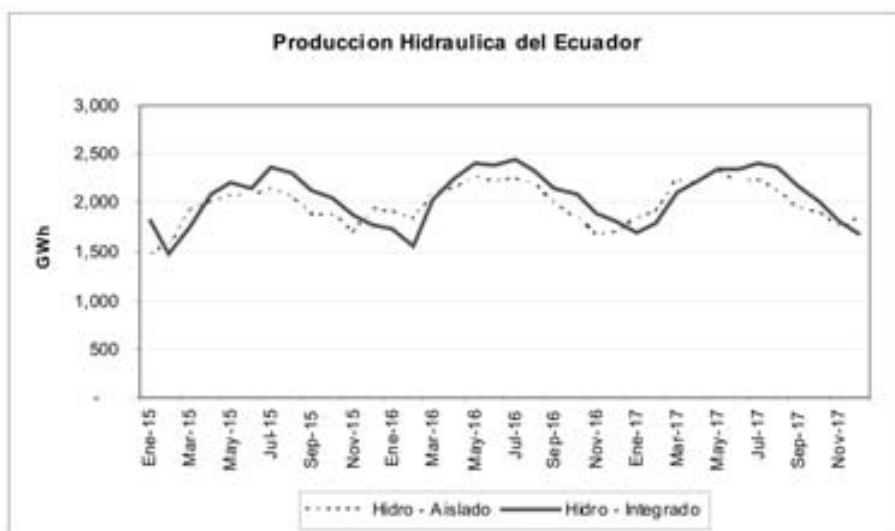
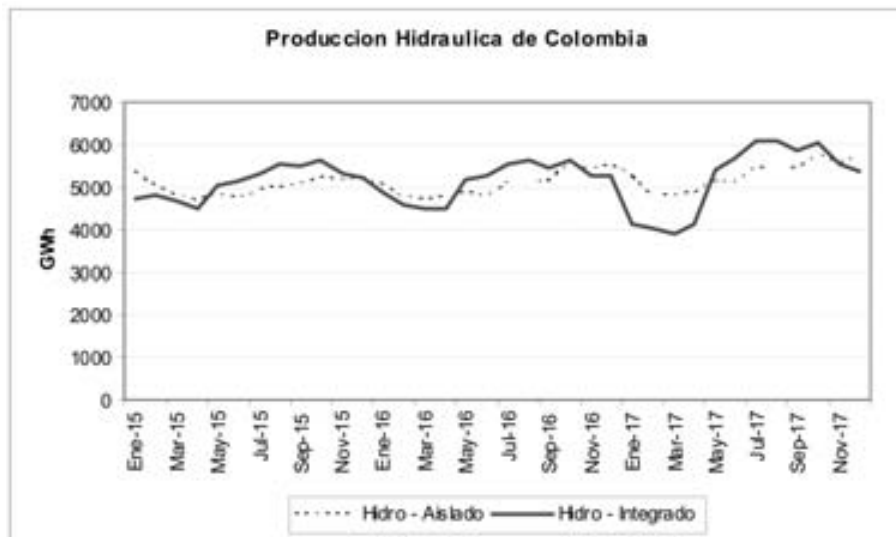


Figura 10 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia - Producción Hidráulica de Colombia.



En el caso de Colombia, como se muestra en la Figura 10, su sistema ofrece una mayor capacidad de regulación hídrica anual que los otros dos países por que al final en el despacho presenta una regulación contra cíclica al del SEIN.

3.4 - Intercambios entre Sistemas Eléctricos Interconectados

En la Figura 11 se presenta un gráfico de las exportaciones netas de Perú a Ecuador/Colombia donde se apreciaría, en este caso, una complementariedad hidráulica muy alta entre los parques generadores de ambos sistemas dando como resultado una importación al SEIN en época de estiaje, y de exportación en época de avenidas, incrementándose este último nivel, desde el lado peruano con el ingreso de una gran central como Inambari.

Por otro lado, las exportaciones netas de Ecuador y Colombia se presentan en las Figuras 12 y 13 respectivamente, y en donde se observa que Ecuador se presenta como un país netamente exportador hacia el Perú en períodos estaciones de estiaje del SEIN, y a Colombia con similar patrón. Asimismo, Ecuador importa del Perú y Colombia pero en menor magnitud relativa. En

cuanto a Colombia se presenta como un fuerte importador a partir del ingreso de grandes centrales hidráulicas en el Perú.

3.5 - Balances Oferta – Demanda - Exportación/Importación

Como resultado de los intercambios se presentan los diagramas de abastecimiento de las demandas de Perú, Ecuador y Colombia, y las importaciones y exportaciones que conlleva, mostradas en las Figuras 14, 15 y 16 respectivamente.

Los resultados de los balances oferta – demanda – exportación/importación indican que el SEIN estaría abastecido básicamente por recursos energéticos hidráulicos y térmicos locales con un intercambio menor de exportación/importación de generación hidráulica y térmica.

Si bien se tendría una relativamente pequeña exportación de electricidad por despacho térmico a gas durante las épocas de avenida del SEIN-Perú, este despacho garantizará la firmeza de los contratos de suministro de gas a la generación eléctrica, aparte de brindar beneficios económicos por venta de energía.

Figura 11–SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia - Exportaciones netas del Perú.



Figura 12 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia - Exportaciones netas del Ecuador.



Figura 13 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia - Exportaciones netas de Colombia.



Figura 14 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia – Abastecimiento de la Demanda del SEIN–Perú.



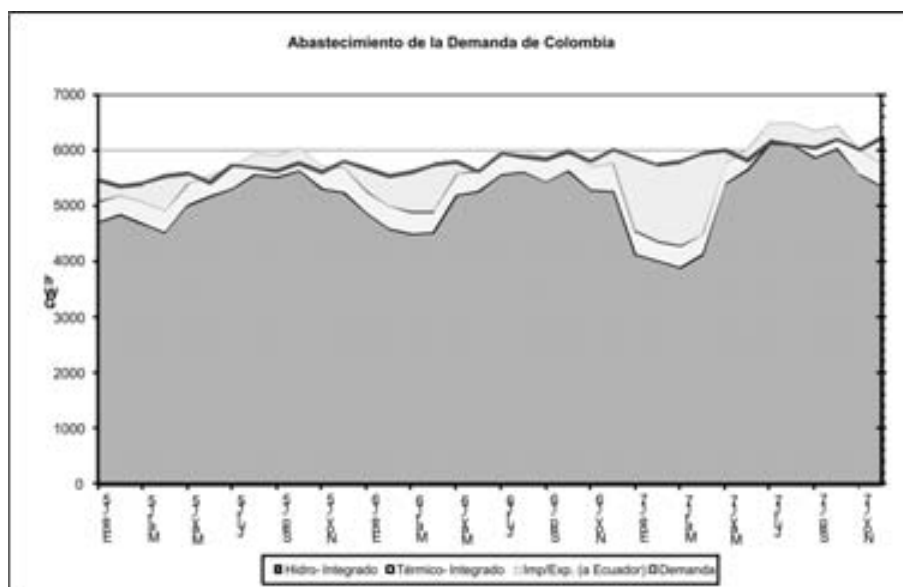
Figura 15 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia – Abastecimiento de la Demanda del Ecuador.



En el caso de Ecuador, debido a la alta estacionalidad de su oferta hídrica, y el contar con limitada oferta a gas natural, y mayor generación térmica cara con derivados de petróleo, el abastecimiento de su demanda lo realiza con una base hidráulica, con inclusive, en el caso presentado, excedentes de exportación hidráulica en avenida, y convirtiéndose en importador neto en estiaje.

Finalmente para el caso de Colombia, el contar con apreciable capacidad de regulación hídrica, su oferta y la exportación/importación se adecua a la optimización de recursos de los tres países, y cubriendo su demanda con una amplia base hidráulica, su generación térmica de bajo costo e importaciones y exportaciones.

Figura 16 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia – Abastecimiento de la Demanda de Colombia.



3.6 - Costos Marginales

En la Figura 17 se presenta el gráfico de comportamiento de los costos marginales promedios mensuales de los sistemas de Perú, Ecuador y Colombia, operando de manera aislada e interconectada. Se observa que los costos

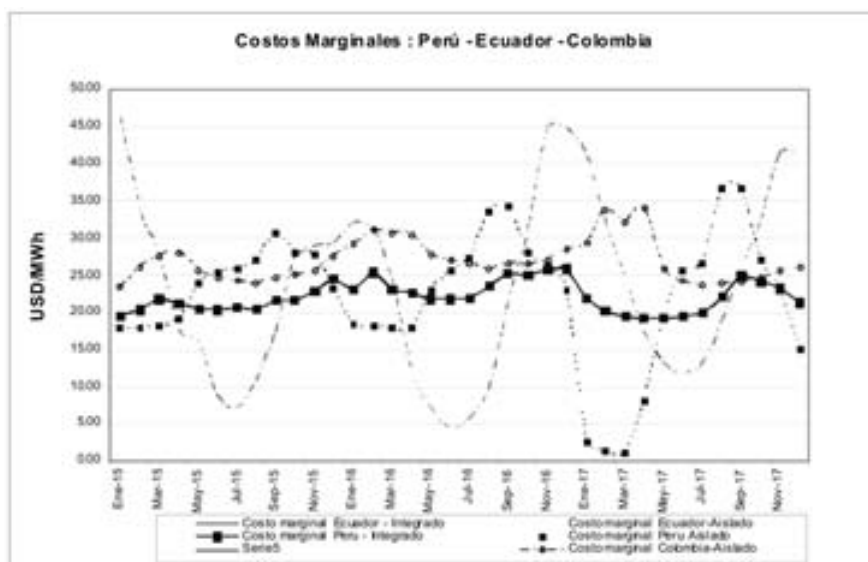
marginales se unifican para los tres países cuando se encuentran interconectados. Esto quiere decir que las capacidades de transferencias entre los tres países son lo suficientemente amplia que no permita restricciones de transmisión (asumido 2000 MW) lo que es válido para realizar el análisis del potencial de beneficios que brindaría una interconexión eléctrica en el largo plazo, cuando se cuente con un sistema de transmisión mas desarrollado.

Para el caso del SEIN - Perú la interconexión representa, ante el ingreso de grandes centrales hidroeléctricas, una recuperación del nivel de precios “spot”, como se observa que para el año 2017, el nivel de costos marginales es muy bajo, por el ingreso de la central de Inambari, y con la interconexión se mantienen los costos marginales a niveles similares a antes del ingreso de esta gran central. Esto trae como beneficio una señal adecuada y estable para la expansión de la generación del país.

En el caso de Ecuador, sin interconexión se presentan costos marginales con gran fluctuación, mientras que la interconexión origina la estabilización de precios “spot”.

En el caso de Colombia, si bien los costos marginales operando en forma aislada son relativamente estables, la interconexión permite seguir manteniendo similar estabilidad pero a un menor nivel de costos marginales.

Figura 17 – SEIN “Interconectado” a Ecuador/Colombia – Abastecimiento de la Demanda de Colombia.



4 - Conclusiones

4.1 - Conclusiones Generales

a) Se ha realizado un análisis del impacto que una interconexión eléctrica internacional plena tendría en la mejora de la utilización de los recursos energéticos hidráulicos y térmicos en el Perú, en un contexto de largo plazo.

b) Solo para fines de análisis se escogió el escenario de interconexión plena (con una amplia capacidad de transferencia entre los países) entre Perú, Ecuador y Colombia. Si bien el caso escogido de interconexión presenta algunas particularidades propias de los países que se analizan, el foco principal del análisis es el de abordar los problemas típicos de utilización de recursos energéticos que adolece el SEIN operando de manera aislada.

c) Se entiende que la condición de interconexión plena se lograría cuando los sistemas eléctricos sean lo suficientemente maduros y con sistemas de transmisión lo suficientemente desarrollados, cercanos al área de frontera, que permitan amplios intercambios de bloques de energía; condición alejada aún de la situación actual del desarrollo del SEIN y la de los países vecinos. Por lo anterior, el escenario de análisis se alcanzaría en el largo plazo.

d) Se considera que los problemas de utilización de recursos del SEIN puedan ser atendidos, en mayor o menor grado, ampliando la diversidad y disponibilidad de recursos, y esto se logra ampliando el sistema a uno interconectado con los de los países vecinos.

e) Se han identificado los siguientes problemas en el uso de los recursos energéticos en generación eléctrica del SEIN en el futuro:

- i) Alta variabilidad estacional de la generación hidráulica en el SEIN por limitada capacidad de regulación hídrica anual y multianual de los proyectos hidráulicos con que cuenta el país.
- ii) A consecuencia de la variabilidad hidráulica se presentaría también una alta variabilidad de generación térmica a gas natural, y éste, a su vez, la del consumo de gas natural en generación eléctrica.

- iii) La alta estacionalidad del consumo de gas natural para generación eléctrica impide el uso eficiente de la infraestructura de producción, transporte y distribución del gas natural.

4.2 - Conclusiones Específicas

a) Se concluye que la interconexión eléctrica del SEIN con sistemas interconectados de los otros países vecinos puede brindar los siguientes beneficios:

- i) El problema de estacionalidad hidráulica del SEIN, puede ser abordado mediante el aprovechamiento de las siguientes características de la oferta eléctrica con que cuentan los sistemas de otros países que difieren a los del SEIN:
 - Estacionalidad hidrológica complementaria al del SEIN, teniendo las estaciones de avenida y estiaje en un patrón contra cíclico entre las ofertas de los parques de generación hidráulicos de los países que los conforman.
 - Amplia capacidad de regulación hídrica que permita “absorber” en parte las variaciones estacionales del SEIN.
- ii) El problema de la alta variación estacional del consumo de gas natural en el SEIN puede reducirse mediante dos formas de operación con los sistemas eléctricos de otros países deficitarios de generación térmica a bajo costo:
 - Intercambio de generación a gas por generación hidráulica de manera de realizar de manera indirecta la “regulación” hídrica mediante el intercambio de “gas” por “agua” para mantener un consumo promedio de gas establecido. El “agua” que el SEIN importaría sería proveniente de la complementariedad estacional de la oferta hidráulica del otro país.
 - Aprovechamiento de la capacidad de regulación hídrica estacional del sistema del otro país, a fin de modular la generación hidráulica del SEIN.

b) Las interconexiones internacionales logran estabilizar los costos marginales bajos y con alta variabilidad, que generalmente se presentan con el ingreso de grandes centrales hidráulicas. Esto permitiría una señal de precios “spot” lo suficientemente estable como para sustentar la operación económica de los proyectos de generación en el SEIN.

c) Las conclusiones de mejora potencial de largo plazo para el SEIN a la que se arriba el presente análisis, que comprende la interconexión eléctrica del Perú con Ecuador y Colombia (que en conjunto alcanzan más de 20 000 MW), podrían ser, en gran parte, válidas para similares interconexiones del Perú con otros países limítrofes, siempre que cuenten con ya sea: estacionalidad hídrica complementaria, o con gran capacidad de regulación hidrológica.

Agradecimiento

El autor agradece el apoyo del Ing. Edward Angelino, del COES-SINAC, en la realización de las simulaciones energéticas desarrolladas para el presente trabajo.

Referencias

- [1] Plan Referencial de Electricidad 2008-2017, Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica, Capítulo No 3, Julio 2009.
- [2] “Estudio para elaborar la estrategia para el desarrollo del sector Energético”, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN, Consorcio CENERGIA - Fundación Bariloche, Abril 2009.
- [3] Fijación de Tarifas en Barra 2010, Prepublicación, OSINERGMIN, Marzo 2010., Ian Referencial de Electricidad 2008-2017, Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica, Capítulo No 3. Prepublicación Julio 2009.
- [4] Proyecto CIER 15 Fase II, Módulo I – Base de datos y costo de la energía, Consorcio Mercados Energéticos Consultores S.A - SYNEX Ingenieros Consultores de Chile - PSR Consultoria Ltda.
- [5] “Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional”, Ministerio de Energía y Minas, Sociedad Alemana de Cooperación Técnica - GTZ, Consorcio Lahmeyer-Salgitte, año 1979.





<i>Formato</i>	<i>15,5 x 22,5 cm</i>
<i>Mancha gráfica</i>	<i>12 x 18,3cm</i>
<i>Papel</i>	<i>pólen soft 80g (miolo), duo design 250g (capa)</i>
<i>Fontes</i>	<i>Times New Roman 17/20,4 (títulos), 12/14 (textos)</i>