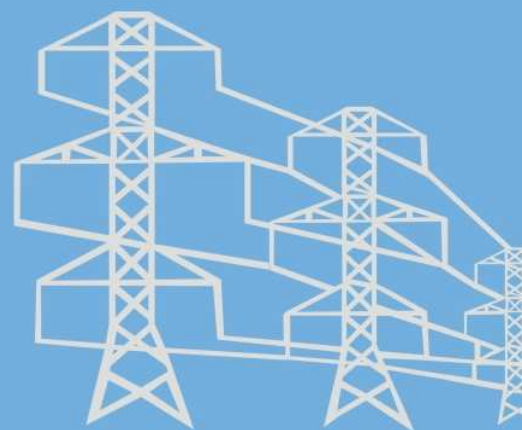


**COMISIÓN DE INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL**

**SERIE:
DOCUMENTOS
DE ANÁLISIS Y
DISCUSIÓN**

**SEÑALES REGULATORIAS
PARA LA INVERSIÓN EN
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN**

NOVIEMBRE 2007



**INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO CIER 08
“REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO”**

**SECRETARÍA EJECUTIVA
MONTEVIDEO - URUGUAY**



Área Corporativa - Regulación del Sector Eléctrico

Actividades realizadas

- **Seminario Internacional: Subastas Reguladas de Energía en Mercados Eléctricos. Una nueva fórmula de estimular la inversión – 2007, San Salvador - El Salvador**
- **Regulación de la Transmisión y el Transporte de Interconexión – Documento de Análisis y Discusión – Noviembre 2006**
- **Remuneración del Generador y Diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España – Documento de Análisis y Discusión – Setiembre 2005**
- **Foro Internacional: Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional - Julio, 13-15/ 2005, Lima - Perú**

Foro con presencia de Reguladores, Delegados Empresariales, Especialistas, Inversores, Agentes del Mercado y público en general.
- **Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica: Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas - Documento de Análisis y Discusión - 2004**

El documento describe las principales interconexiones eléctricas regionales de Sudamérica: sus aspectos técnicos, razones que dieron motivo a su concreción, marco legal y comercial, derechos y responsabilidades de los inversores, resultados de la interconexión, lecciones aprendidas y recomendaciones para futuros proyectos.
- **Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2003.**

Presenta los puntos relevantes de la normativa con impacto en la rentabilidad del negocio de distribución
- **Foros Virtuales en varios temas - 2003**

Complementado la actividad que se llevó a cabo en el 2003, se realizaron foros virtuales vía Web en diversos temas.
- **Conferencia: La Crisis en el Sector Eléctrico Sudamericano (transmisión en vivo, vía Web, con el apoyo de la Universidad Internacional de Florida - FIU) - 2003, Uruguay**

Conferencia Virtual en vivo y en transmisión simultánea vía Web. La conferencia se llevó a cabo utilizando una tecnología informática de vanguardia y con la participación de la Universidad Internacional de Florida (FIU) – Centro para la Energía y Tecnología de las Américas (CETA).
- **Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2002**

Presenta los puntos trascendentes de la regulación que incentiva la expansión de los sistemas.
- **II Seminario Internacional: Regulación, Acceso al Mercado y Competencia - 2002, Asunción - Paraguay**

Asistieron representantes de casi todos los países de la CIER y Canadá.
- **Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2001**

Primer trabajo del Grupo CIER 08 con lo cual se realiza un relevamiento completo del marco legal y reglamentario del sector para los países de la CIER y España.
- **I Seminario Internacional: Regulación, Acceso a los Mercados y Competencia en el Sector Eléctrico Sudamericano - 2001, Santiago - Chile**

Fueron tratados temas tales como: desempeño de los Mercados Mayoristas, la competencia por clientes servidos desde redes de distribución, la seguridad y calidad de servicio, el caso California, la protección del medio ambiente, la protección de la competencia y la coyuntura del sector eléctrico brasileño.
- **Integración y constitución del Grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" con el cometido de analizar de manera interdisciplinaria la regulación sectorial - 2000**

Se integra el grupo de trabajo con la coordinación técnica del Ing. Helio Mitsuo Sugai de la empresa COPEL. El grupo esta formado por aproximadamente 30 especialistas de los países de la CIER y España.



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

Autoridades de la CIER

1^{er} Vicepresidente
Ing. Guillermo Escovar
Venezuela

Presidente
Dr. José Antonio Vargas Lleras
Colombia

2^{do} Vicepresidente
Ing. Alfonso Toro
Chile

Director Ejecutivo
Ing. Plínio Fonseca
Brasil

La CIER está integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica Ibérica en Calidad de Miembros plenos.

Participan también con carácter de Miembros Asociados: UNESA (España), y como Entidad Vinculada: CNFL de Costa Rica, DELSUR y AES El Salvador, ETESA de Panamá, URSEA de Uruguay, Ege Haina, Ede Este de la República Dominicana, ICE de Costa Rica, INDE de Guatemala.

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay
Teléfonos: (+598-2) 709-5359; 709-0611 – Fax: (+598-2) 7083193
E-mail: secier@cier.org.uy – Internet: www.cier.org.uy



Servicios del Área Corporativa a disposición de empresas y organismos del Sector

Área Corporativa en la CIER

A partir del año 2000 el Área Corporativa de la CIER ha trabajado con el objetivo de proveer servicios de valor agregado a empresas eléctricas y organismos del sector. Foco de atención en dirección y gestión estratégica de los procesos corporativos, regulación y medio ambiente.

Servicios a disposición de las empresas y entidades CIER:

- Facilitador de proyectos de Benchmarking de procesos corporativos.
- Facilitador de proyectos con potencial de acceso al Mercado del Carbono.
- Cursos para Ejecutivos en Finanzas, Estrategia Corporativa y Regulación.
- Cursos a medida para empresas u organismos.
- Acceso a estudios en temas regulatorios.
- Acceso a la red de profesionales del área.
- Consulta y contacto con especialistas en temas regulatorios.
- Acceso a estudios y documentos técnicos sobre experiencias aprendidas.
- Servicio de Foro Virtual en temas de interés – a requerimiento de las empresas.
- Acceso al banco de datos de información sectorial a través del Comité Nacional.
- Organización de seminarios y reuniones en temas del área.
- Facilitador de proyectos a través de Grupos de Trabajo – solicitud de empresas.

En todos estos servicios la CIER participa como una entidad sin fines de lucro, independiente, abocada al apoyo de la gestión de las empresas y mejoramiento de la competitividad y promover la integración de los mercados energéticos.

Apoyo continuo y permanente

Más información se puede obtener en nuestro sitio web: www.cier.org.uy Consulte al Coordinador Nacional de su país o al Coordinador Internacional.

Nombres y direcciones en la web.

Montevideo-Uruguay Teléfonos: (+598-2) 709-5359; 709-0611, E-mail: secier@cier.org.uy



SEÑALES REGULATORIAS PARA LA INVERSIÓN EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

DOCUMENTO DE ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

NOVIEMBRE 2007





EL FUNCIONAMIENTO DE LA CIER

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) es una organización internacional sin fines de lucro que agrupa a empresa e instituciones del área de la energía eléctrica, cuyo objetivo principal es promover y estimular la integración del sector energético de América del Sur, satisfaciendo las necesidades de sus miembros en relación con la integración, intercambio y comercialización de bienes y servicios, a través del desarrollo de proyectos, eventos y productos de información.

La CIER atiende las necesidades del sector y sus Miembros a través de una organización por áreas típicas: Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y procesos del Área Corporativa, todo ello para mantener la CIER como:

- Una organización de gran prestigio en la región, útil para apoyar el desarrollo del Sector y la competitividad empresarial.
- Un Organismo con una presencia internacional, reconocido tanto por las organizaciones de tipo similar, entidades financieras y de promoción de inversiones. Por ello se mantiene una activa presencia en eventos de relevancia internacional, con contactos institucionales tales como el Banco Mundial, la Corporación Andina de Fomento (CAF), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Eurelectric de la Unión Europea, el departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de América, IEA, WEC, CIGRE, CIRED y otros.
- Un Organismo dispuesto a brindar información sobre noticias, oportunidades y actividades del Sector Eléctrico, siempre dispuesto a servir a sus miembros a través de sus bancos de datos, Internet y foros de discusión.

La Comisión se estructura en Comités Nacionales, que agrupan a las empresas y organismos del Sector eléctrico en sus respectivas naciones abarcando a los 10 países de raíces ibéricas en la América del Sur, más los Miembros Asociados y Entidades Vinculadas.

El órgano de máxima decisión de la CIER es el Comité Central, donde participan las autoridades de los Comités Nacionales. El Presidente conduce la organización durante un período de dos años con el apoyo de dos Vicepresidentes con quienes constituye la Mesa Directiva.



INDICE

| | |
|---|-----------|
| PRESENTACIÓN | 11 |
| AGRADECIMIENTOS | 12 |
| INTRODUCCIÓN | 14 |
| RESUMEN EJECUTIVO Y PERSPECTIVAS | 15 |
| 1 BOLIVIA | 18 |
| 2 BRASIL | 21 |
| 3 CHILE | 30 |
| 4 COLOMBIA | 38 |
| 5 ECUADOR | 47 |
| 6 ESPAÑA | 56 |
| 7 PARAGUAY | 63 |
| 8 PERÚ | 67 |
| 9 URUGUAY | 76 |
| 10 VENEZUELA | 84 |
| TABLA DE RESUMEN | 85 |



PRESENTACIÓN

Los Grupos de Trabajo en la CIER son uno de los pilares fundamentales de nuestra organización para abordar temas relevantes y muchas veces claves para el sector eléctrico sudamericano. Participan de varias formas aportando el conocimiento invaluable de sus Delegados en proyectos, estudios e informes técnicos. Sus integrantes son especialistas en los temas más diversos y complejos, nombrados por su competencia y reconocimiento en el medio nacional e internacional, designados por los Comités Nacionales que integran la CIER.

Por esta razón, tenemos el agrado de presentar un nuevo informe que ha preparado el Grupo de Trabajo “Regulación del Sector Eléctrico” que ha trabajado de manera continua desde el año 2000. Es una satisfacción para la CIER poder entregar un informe preparado por especialistas de empresas del quehacer energético, lo que nos permite asegurar un contenido de excelente calidad, consistencia y relevancia, atributos que aseguran un documento ineludible para entender el marco conceptual y práctico regulatorio de Sudamérica y España.

Con éste documento y los informes preparados desde el año 2000 se han podido abordar la regulación de la generación, distribución, transmisión, interconexiones y mercados internacionales de energía eléctrica, así como el marco institucional general sectorial.

En nuestro objetivo primordial de responder a las necesidades de integración energética regional, eficiencia empresarial y apoyo brindando información estratégica a las empresas miembro de la CIER, nos congratulamos por la entrega de este informe y agradecemos a los integrantes del grupo y a la Coordinación Internacional del Área Corporativa por el apoyo brindado a través de sus experiencias y aportes en la concreción y entrega de este importante trabajo.



Ing. Plínio Fonseca
Director Ejecutivo



AGRADECIMIENTOS

La Comisión de Integración Energética Regional (CIER) agradece a los Delegados y Representantes Invitados que integran el grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación del Sector Eléctrico", y autores de informes que se incluyen en este documento, por el tiempo, conocimientos y talento profesional que en forma voluntaria han dedicado para elaborar el presente Documento de Análisis y Discusión. El aporte intelectual de los profesionales que indicamos en la siguiente página, nos ha permitido ofrecer al lector esta información considerada de interés relevante para las empresas, organismos e instituciones. También agradecemos a las empresas, organismos e instituciones por la generosidad en asignar el tiempo de dichos profesionales para desarrollar este importante trabajo.



GRUPO DE TRABAJO – CIER 08 "Regulación del Sector Eléctrico"

Coordinador Internacional - Área Corporativa: Cr. Juan Carlos Belza
Especialista Técnico – Ing. Mario Ibarburu
Edición del Documento – Sra. Jacquelin Branca

COORDINADOR TÉCNICO INTERNACIONAL

Coordinador Principal:

Ing. Helio Mitsuo SUGAI
Analista de Negocios en el Planeamiento de la Expansión de la Generación – COPEL

DELEGADOS

Argentina

Lic. Marcelo BIACH
ENRE

Brasil

Dr. Luiz Geremias DE AVIZ
Abogado-COPEL

Chile

Dr. Rodrigo PÉREZ STIEPOVIC
PPL Global, LLC - EMEL

Colombia

Ing. Omar SERRANO RUEDA
Gerente de Regulación - CODENSA S.A.

Sr. Jorge Andrés REYES GÓMEZ
ISAGEN

Ecuador

Ing. Juan Vicente SAAVEDRA MERA
Gerente de Producción – HIDRONACION

Ing. Eduardo CAZCO CASTELLI
Director de Regulación – CONELEC

Miembro Asociado UNESA - España

Dr. Alberto BAÑÓN
Director de Regulación

Dr. Fernando URQUIZA
Área Regulación

Paraguay

Lic. Mirna Elizabeth CHAMORRO
Secretaría General - ANDE

Ing. Sixto AMARILLA
Jefe Depto. Ingeniería, Comunicación y Control-ANDE

Perú

Ing. Miguel RÉVOLO ACEVEDO
Gerente de Distribución - OSINERG

Uruguay

Ing. Jorge Gualberto CABRERA LESTEGAS
Gerente Div. Planif. Inv. y Medio Ambiente - UTE

Dra. Ethel RAMON GARCÍA
Sub-Gerente Coordinación Asuntos Indust. – UTE

REPRESENTANTE INVITADO A FORMAR PARTE DEL GRUPO DE TRABAJO

Ecuador

Sr. Geovanny PARDO SALAZAR
CONELEC

Secretaría Ejecutiva: Bulevar Gral. Artigas 1040, (11300) Montevideo, Uruguay
Teléfonos: (+598-2) 7095359-7090611, Fax: (+598-2) 7083193
E-mail: secier@cier.org.uy, Internet: www.cier.org.uy



INTRODUCCIÓN

El documento que presentamos a continuación describe los principales aspectos de los marcos regulatorios que dan señales a la inversión en generación y transmisión en los países de la CIER y España. Partiendo de las características sectoriales de cada país que inciden en la inversión y el abastecimiento, el documento trata sobre el diseño del mercado spot de energía, contratos, precios, mercado de clientes regulados y libres, remuneración de la capacidad instalada, recursos primarios como el gas, incentivos para la generación con fuentes renovables, seguridad jurídica de cobro en el mercado mayorista, la determinación del costo de falla, regulación en situación de abastecimiento y estabilidad de marco normativo.

Desde el punto de vista de la transmisión, complementando el informe de 2006 "Regulación sobre la Transmisión y el Transporte de Interconexión", se estudia el modelo conceptual de la expansión de la transmisión. Ambos documentos, de lectura obligada para empresarios e inversores, presenta el marco regulatorio más actualizado a la fecha en la materia.

La estrategia del Grupo de trabajo CIER 08 "Regulación del Sector Eléctrico" es continuar desarrollando Documentos de Análisis y Discusión en temas específicos regulatorios, con formato ejecutivo y de fácil lectura, así como también, en la medida que sea necesario, participar activamente en las reuniones y proyectos internacionales de la CIER.

El tema que aborda este documento es el séptimo de una serie de trabajos ya realizados y forma parte del análisis regulatorio de los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización, interconexión y mercados regionales, como ser:

- Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Agosto 2001.
- Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica - Octubre 2002.
- Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución - Noviembre 2003.
- Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica - Diciembre 2004.
- Remuneración del Generador y diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España - Setiembre 2005.
- Regulación de la Transmisión y el Transporte de Interconexión – Noviembre 2006.

La CIER cuenta con estudios realizados a partir de varios proyectos, por lo que es altamente recomendable referirse a otros documentos que amplían y profundizan el conocimiento en la materia, como ser: Grupo de Trabajo CIER 02 "Mercados Mayoristas y Factibilidad de Interconexiones", Grupo de Trabajo CIER 06 "Calidad del Servicio de Distribución", Grupo de Trabajo CIER 03 "Interconexiones regionales de los Mercados Eléctricos" en sus Fases I y II, y el proyecto CIER 15 Fase I "Factibilidad de las Transacciones de Electricidad de los Mercados de Centroamérica, Mercado Andino y Mercosur".

Cr. Juan Carlos Belza
Coordinador Internacional
del Área Corporativa

RESUMEN EJECUTIVO Y PERSPECTIVAS

En los últimos cinco años el sector eléctrico de buena parte de los países de América del Sur ha experimentado cambios significativos.

Esos cambios han obedecido a distintos enfoques respecto a la superación de las dificultades preexistentes en sistemas como los de la región, que se caracterizan en general por la elevada participación de la generación hidráulica, altas tasas de crecimiento de la demanda y posibilidad de riesgos de abastecimiento durante las sequías. Todas estas características hacen esencial tomar medidas regulatorias y de planificación y política energética para el aseguramiento de la expansión del sistema en el largo plazo.

En primer lugar, en algunos países se han producido cambios de importancia en la regulación de la generación, si bien dentro del esquema preexistente de mercados competitivos para los generadores. Estos cambios tienen en común el objetivo de lograr remuneraciones aseguradas de largo plazo para los generadores, a través de mecanismos competitivos, y cuyos niveles resulten de valores de mercado.

En Brasil se ha creado a partir de 2004 el llamado Ambiente de Comercialización Regulado, en el que los distribuidores realizan contratos con los generadores, en el marco de "leilões" (licitaciones o subastas) organizadas por las autoridades públicas del sector. En estas subastas el conjunto de las demandas de los distribuidores para abastecer a sus clientes regulados en un horizonte futuro, es vinculado con las mejores ofertas del conjunto de generadores que se presenta a la subasta, con el fin de establecer contratos de largo plazo. Para la expansión de la generación hidroeléctrica, que en parte se dará por la ejecución de enormes proyectos en la región Norte del país, existe una planificación centralizada, realizada por la Empresa de Pesquisa Energetica (EPE), que determina qué centrales hidráulicas serán concedidas en esas subastas, a los oferentes que requieran un menor precio por la energía generada.

Este mecanismo sustituye al anterior, en el que los contratos de los distribuidores resultaban de contratos licitados de manera descentralizada

por cada distribuidor, y en el que no existía planificación centralizada de la expansión hidráulica.

En Chile y Perú también se han modificado, en 2005 y 2006 respectivamente, los procedimientos de licitación que emplean los distribuidores para conseguir nuevos contratos de suministro con los generadores. En ambos casos, la principal modificación ha radicado en el pasaje de precios regulados para los contratos, a precios determinados libremente como resultado de licitaciones, si bien sujetos a topes superiores. Estas licitaciones deben realizarse con anticipación suficiente y plazos de contrato lo bastante largos como para permitir la entrada en el mercado de nuevas centrales.

En Colombia ha tenido lugar un cambio en el procedimiento para la atribución a los generadores de una remuneración a la capacidad de generación. Anteriormente se pagaba el denominado Cargo por Capacidad, cuyo valor se determinaba administrativamente, y que se atribuía a cada central en función de su contribución al abastecimiento en un despacho simulado en el período de verano, el de condiciones hidráulicas más desfavorables del año. A partir de diciembre de 2006 se crearon las Obligaciones de Energía Firme (OEF), por las que el sistema remunera mediante un Cargo por Confiabilidad la capacidad de generación firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Para determinar qué centrales reciben el Cargo por Confiabilidad, se realiza una subasta en la que participan los generadores, que presentan precios para hacerse cargo de las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le ha asignado una OEF como resultado de una subasta, se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supere un umbral previamente establecido por el regulador. El período de vigencia de la obligación adquirida con las OEF, comienza tres años después de realizada la subasta, lo que permite la participación en la misma de proyectos a construirse.

Los cambios descritos en los cuatro países tienen en común el interés de asegurar remuneraciones de largo plazo para los generadores, mediante procedimientos de



mercado, que dan lugar a contratos a precios suficientes para permitir nuevas inversiones. Cabe observar que la regulación de Uruguay también contempla este tipo de mecanismos.

En otros dos países, Bolivia y Ecuador, existen mecanismos para inducir la realización de contratos de largo plazo de los distribuidores con generadores, si bien en ambos casos la regulación establece precios máximos regulados para el traslado de esos costos a los clientes regulados. En la práctica, en Bolivia la mayor parte del suministro se realiza en el mercado spot, mientras que en Ecuador los precios de los contratos vigentes en la actualidad han sido fijados administrativamente ya que vinculan a los generadores y los distribuidores de propiedad estatal.

En general, en todos los países de América del Sur en los que la regulación ha establecido un mercado mayorista, existen remuneraciones a la capacidad de generación (con la excepción de Brasil), y los precios spot resultan de los costos marginales obtenidos de modelos de optimización de la operación, que emplean costos variables de las centrales (con la excepción de Colombia en donde se emplean ofertas de precios de los generadores).

En segundo lugar, en algunos países de América del Sur están teniendo lugar reformas en la estructura del sector o bien puede preverse un reexamen de la misma, que podría conducir a un mayor papel a las empresas estatales integradas verticalmente.

En Venezuela, en mayo de 2007, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto 5330, con fuerza de ley, por el que se creó la Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CEN) como una empresa estatal encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica. El capital social de la CEN será en un 75% del estado venezolano y en un 25% de la empresa estatal petrolera Pdvsa. El Decreto 5330 determinó que las acciones de las empresas eléctricas estatales que sean propiedad del propio estado venezolano, de PDVSA, y de la Corporación Venezolana de Guayana, pasen a la recién creada CEN y que todas las empresas estatales transfieran sus activos a la CEN. Una vez conformada la CEN, el sector eléctrico de Venezuela se constituiría como una única empresa estatal integrada verticalmente.

En Ecuador, luego de algunas reformas recientes dentro del mecanismo de mercado competitivo y particularmente luego del cambio de autoridades en el Poder Ejecutivo, existe un debate acerca de migrar del esquema de mercado competitivo a un esquema verticalmente integrado.

En Bolivia, como parte del Plan Nacional de Desarrollo, el gobierno actual plantea una participación directa del estado en la actividad empresarial del sector a través de la empresa estatal ENDE, y podrían tener lugar modificaciones de la normativa actual.

Cabe observar que el esquema jurídico de empresa única integrada verticalmente es el que rige en la actualidad el sector eléctrico de Paraguay. Por otro lado en Uruguay existe una empresa estatal integrada verticalmente que ejecuta la mayor parte de las actividades del sector, pero la regulación ha creado un mercado mayorista y permite la participación de generadores privados en el mercado.

En cuanto a la regulación de la transmisión, la casi totalidad de los países de la región se caracteriza por la existencia de procedimientos de planificación centralizada determinativa para la decisión de las expansiones.

En gran parte de los países se prevé que la ejecución de las expansiones tenga lugar mediante procedimientos competitivos que adjudican la construcción, propiedad y mantenimiento de las ampliaciones a quien requiera la menor remuneración anual. En el caso de Ecuador en el que la actividad de transporte está a cargo de un monopolio, y en el de los países que como Paraguay y Venezuela tienen o prevén tener una estructura totalmente integrada verticalmente, las expansiones están a cargo del monopolista. En Uruguay, la empresa estatal que es el transportista principal debe ejecutar necesariamente las obras de la llamada transmisión zonal, lo que no incluye la extra alta tensión.

Finalmente en esta reseña se ha incluido también a España. Las características técnicas e institucionales del sistema de generación español son distintas de las de los países de América del Sur, lo que explica las diferencias en los mecanismos regulatorios para el aseguramiento de la generación. En España, los principales grupos empresariales que participan en la generación realizan también actividades de

distribución y la mayor parte de la actividad de comercialización en el mercado de clientes libres. La capacidad instalada actual es predominantemente térmica y la expansión de la generación tiene lugar principalmente mediante centrales térmicas a gas natural.

España y Portugal han constituido un mercado único que comprende:

- Un mercado spot, que se gestiona en Madrid y que incluye el mercado diario y seis sesiones intradiarias.
- Un mercado a plazo, gestionado en Lisboa y en donde los agentes pueden negociar energía a plazo superior al día, bien con entrega física, bien financieramente.

El mercado spot diario es el principal por su volumen. En julio de 2007, la energía negociada en el mercado diario ha representado un 80% de la generación neta del mes.

Adicionalmente desde el pasado mes de junio los operadores principales Endesa e Iberdrola están obligados a subastar parte de su potencia, para permitir que principalmente comercializadores que no tienen generación propia, puedan acceder a la energía

Los distribuidores tienen la obligación de comprar la energía que distribuyen en el mercado spot, con excepción de un 10% que están obligados a adquirir en subastas en el mercado a plazo.

Adicionalmente existe una remuneración por garantía de potencia, de la cual se han excluido, a partir del 1 de enero de 2007, las instalaciones nucleares.

La expansión de la transmisión se realiza a través de una planificación centralizada. La construcción de las expansiones es autorizada directamente a los transportistas actuales o se asigna mediante un procedimiento competitivo.



1 BOLIVIA

El presente texto se redacta por la Secretaría Ejecutiva de la CIER con base en información de su centro de documentación y papers de Seminarios Internacionales.

1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

A partir de 1996, cuando que tuvo lugar una reestructura, privatización y cambios en la normativa del sector, la regulación establece que los distribuidores, que en la actualidad abastecen al 98% de la demanda, tienen la obligación de abastecerse de energía mediante contratos con los generadores por al menos el 85% de la demanda. Por otro lado existen remuneraciones a la energía en el mercado spot, y remuneraciones a la potencia de los generadores.

En cuanto a la transmisión, inicialmente se estableció que las ampliaciones eran responsabilidad de los usuarios que las requerían, debiendo el usuario acordar con un transmisor su financiamiento o pago con la aprobación de la Superintendencia de Electricidad. En la actualidad rige un sistema de peajes con cargo estampillado, en el que las expansiones resultan de los requerimientos del sistema de acuerdo a un plan y su ejecución es licitada.

Como parte del Plan Nacional de Desarrollo, el gobierno actual plantea una participación directa del estado en la actividad empresarial del sector a través de la empresa estatal ENDE, y podrían tener lugar modificaciones de la normativa actual.

1.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

1.2.1 Generación

En el año 2006 la energía generada fue de 4506 GWh, de los que 2131 GWh correspondieron a generación hidráulica y 2375 a generación térmica. El total de la capacidad instalada efectiva de generación es de 1070 MW de la cual aproximadamente el 40% es hidráulica.

Existen diez empresas de generación. Por su capacidad instalada las mayores son EGSA (30%), COBEE (20.3%), EVH (18.8%) y Corani (12.5%). COBEE y Corani son los principales generadores hidroeléctricos y EGSA y EVH los principales generadores térmicos.

1.2.2 Transmisión

Existe una única empresa de transmisión, TDE, que opera las redes de 230 kV, 115 kV y 69 kV.

1.3 Señales de precio y mercados para los generadores

Existe un mercado mayorista para los generadores en el que opera la mayor parte de los generadores y que se describe a continuación.

No obstante, la empresa de generación COBEE es remunerada por un sistema regulado diferente en el que se remunera a la empresa un costo supervisado incluso una utilidad sobre los activos.

1.3.1 Mercado spot

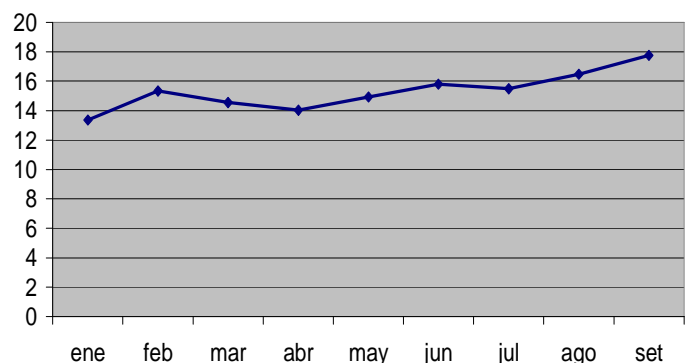
El precio spot está dado por el costo marginal de corto plazo de la energía.

Los costos marginales están determinados principalmente por los costos variables de las centrales a gas, los que a su vez surgen de los precios regulados del gas natural destinado a la generación eléctrica, que varían entre 0.41 US\$/mpc y 1.3 US\$/mpc.

En el gráfico siguiente se muestran los valores promedio mensuales de los precios spot horarios de energía en los primeros meses de 2007.

COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL DE ENERGÍA EN 2007 (US\$/MWh)

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga



1.3.2 Contratos

1.3.2.1 Mercado de generación para los clientes regulados

Los distribuidores tienen la obligación de contratar con los generadores como mínimo el 85% de la demanda bajo su responsabilidad, por un período mínimo de tres años.

Los contratos de suministro de los distribuidores deben ser realizados mediante concurso entre los generadores. El costo que los distribuidores pueden trasladar a las tarifas de los clientes regulados es el precio de nodo. El precio de nodo de la energía es el valor esperado de los costos marginales de generación con un horizonte de un año. El precio de nodo de la potencia resulta de la anualidad de costos fijos de una turbina a gas y es actualmente de 6 US\$/kW-mes.

Pese a la obligación que tienen los distribuidores de contratar la mayor parte de su demanda, prácticamente no se tienen contratos de abastecimiento entre generadores y distribuidores. Esto se debe a que los generadores no han encontrado incentivos para vender al precio de nodo, ya que el precio de nodo de la energía ha resultado en ciertos períodos sistemáticamente inferior al precio spot, en tanto que los distribuidores no pueden contratar a precios superiores a los de nodo sin incurrir en pérdidas, ya que ese precio es el que pueden trasladar a las tarifas.

Por lo anterior, el suministro a los distribuidores se hace en la actualidad a precio spot, y sin la garantía de suministro de medio y largo plazo que proporcionan los contratos.

1.3.2.2 Mercado de generación para los clientes libres

Los grandes consumidores con capacidad instalada superior a 1 MW pueden constituirse como Consumidores No Regulados (CNR) y operar como agentes del MEM. Para constituirse como no regulado el consumidor debe obtener una autorización de la Superintendencia de Electricidad y cumplir con los requerimientos técnicos del CNDC.

Los consumidores no regulados pueden suscribir contratos de abastecimiento con generadores o distribuidores; pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y potencia de punta. Los consumidores no regulados no están obligados a suscribir contratos de suministro. Si un consumidor no regulado no cuenta con contratos de suministro para toda o parte de su demanda, puede comprar energía del mercado spot previa suscripción de un contrato de adhesión con el CNDC en el que se establecen las garantías de pago y otras condiciones definidas por el CNDC.

1.3.3 Remuneraciones a la capacidad de generación

Existe una remuneración de potencia, para cuyo cálculo se determina un precio básico mensual de la potencia de punta, calculado a partir de la anualidad de costos fijos de un MW de turbina a gas, incrementado para tener en cuenta un factor de disponibilidad. El precio de la potencia en cada nodo se calcula multiplicando el precio básico por un factor de nodo.

Para determinar la potencia firme remunerada de cada máquina se calcula el aporte del generador al cubrimiento de la demanda en las horas de máxima carga del año, mediante un despacho económico multinodal, en el que las centrales participan con la potencia efectiva generable en las horas de demanda máxima en el período de estiaje de las centrales hidráulicas.

1.4 Insumos para la generación

Bolivia cuenta con grandes reservas de gas natural que permiten cubrir con holgura los requerimientos que pueda tener la expansión de la generación termoeléctrica, y el país es exportador de gas a Argentina y Brasil. No obstante, las limitaciones en la capacidad de producción actual hacen que en el corto plazo, para permitir el empleo del gas en las necesidades de todos los sectores de consumo local, puedan acotarse las exportaciones.

El potencial hidroeléctrico con que cuenta Bolivia está en el orden de 40.000 MW de potencia por lo que el grado de aprovechamiento actual es muy pequeño.

1.5 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

El derecho a cobrar de los agentes acreedores y la obligación de pagar de los agentes deudores están establecidos tanto en la Ley de Electricidad y su reglamentación, como en los contratos de concesión y licencia de cada uno de los agentes del mercado. Desde el inicio de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista en el año 1996 no se han presentado problemas por falta de pago de los montos establecidos en los documentos de transacciones que mensualmente emite el CNDC.

1.6 Comercio internacional de energía

El país no cuenta con interconexiones eléctricas con los países vecinos.



1.7 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

Inicialmente, luego de la reforma del sector en 1996, se estableció que las ampliaciones eran responsabilidad de los usuarios que las requerían, debiendo el usuario acordar con un transmisor su financiamiento o pago con la aprobación de la Superintendencia de Electricidad. En la actualidad rige un sistema de peajes con cargo estampillado, en el que las expansiones resultan de los requerimientos del sistema de acuerdo a un plan y su ejecución es licitada o encargada a la transportista principal.

1.8 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

Desde 1996 y hasta muy recientemente, la expansión de la generación ha tenido lugar en parte (223 MW) por la ejecución de las inversiones comprometidas en el proceso de privatización de los activos de ENDE (la principal empresa estatal antes de dicho proceso) y en parte por las inversiones de otras empresas (252 MW).

En el pasado el Estado ha elaborado Planes Referenciales de expansión del sector eléctrico, de carácter indicativo.

En el marco de la nueva política gubernamental hacia el sector es posible que la planificación adquiera carácter determinativo.

2 BRASIL

2.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La regulación está diseñada en Brasil para que la expansión tenga lugar por la demanda de contratos de los distribuidores y los grandes consumidores. La expansión de la transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente y de licitaciones para ejecutar las obras del plan.

El mecanismo central para asegurar el abastecimiento en el mercado mayorista de Brasil es la obligación que la regulación impone a los distribuidores de realizar contratos por el 100% de su demanda de energía, que se realizan con una anticipación de uno o tres años para la energía suministrada por centrales ya existentes y de cinco años para la energía suministrada por centrales nuevas a ser construidas. Los generadores deben contar con respaldo de generación asegurado, para la energía que venden en contratos. No existen remuneraciones específicas adicionales a la capacidad de generación.

La ampliación del sistema de transmisión troncal se decide mediante planificación centralizada y la ejecución de las obras es concedida mediante licitaciones.

El estado federal mantiene una participación importante en el sector, a través de la propiedad de las principales empresas de generación hidráulica (el 80% de la generación permanece en manos del estado) y de la mayor parte de la red de transporte troncal. Una parte de los estados de la federación, mantiene la propiedad de empresas de distribución y también la propiedad de empresas de generación y transporte.

Las medidas descritas en lo que sigue presentan la situación a junio del año 2007.

2.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

2.2.1 Generación

El sistema de generación de Brasil tiene una potencia instalada de 99.418 MW y una generación anual de 461.200 GWh, según datos del año 2006. En el período 2005-2006, la energía generada creció a una tasa acumulativa anual del 4.5%. En el Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015, publicado en mayo de 2006 por el Ministerio de Minas

e Energia – MME y por la Empresa de Pesquisa Energética – EPE, se definieron tres escenarios de crecimiento con tasas de aumento de la demanda eléctrica del 3.9%, 4.8% y 5.5% respectivamente.

Existen interconexiones con Paraguay de 50 MW, con Argentina de 2050 MW, con Venezuela de 200 MW (no integrada al sistema interconectado de Brasil) y con Uruguay de 70 MW. En la central de Itaipú Binacional, en la frontera con Paraguay existe capacidad de conversión de frecuencia que permite a Brasil adquirir la energía generada en 50 Hz y no tomada por Paraguay.

En el año 2006 la importación representó 4.4% de la oferta interna de energía eléctrica. Las exportaciones fueron poco significativas, registrándose exportaciones para Uruguay.

El Sistema Interligado Nacional (Sistema Interconectado Nacional) - SIN es un sistema de base hidrotérmica de gran porte, con fuerte predominancia de centrales hidroeléctricas y con múltiples propietarios. Apenas 3,4% de la capacidad de producción se encuentra no interconectada, en pequeños sistemas aislados en la región amazónica.

El SIN está constituido por cuatro grandes subsistemas: Sur, Sudeste/Centro-Oeste (el mayor del país por su demanda y que atiende a la región de mayor población y producción industrial), Norte y Nordeste. La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, sucesora del MAE– Mercado Atacadista de Energia Elétrica, establece precios de la energía diferentes para cada una de los submercados mencionados.

El conjunto de las centrales hidráulicas permite al sistema eléctrico disponer de una gran capacidad para almacenar energía en los años húmedos, y conservarla en previsión de años secos. Esa gran capacidad de almacenamiento debería permitir la administración de las situaciones de escasez potencial con una gran anticipación, disponiendo las medidas de restricción de la demanda o de incentivo de la oferta capaces de resolver los problemas que se prevén. Por otro lado, la capacidad de almacenamiento puede ocultar por algunos años la existencia de un desajuste estructural entre la demanda y la capacidad de generación, al permitir cubrir dicho desajuste por el consumo de las reservas acumuladas en los embalses.

La aleatoriedad de las energías afluentes a las centrales hidráulicas en un año en Brasil, es muy significativa. Por ejemplo, si se observan las energías



afluentes en las series históricas de caudales disponibles desde 1930 en las centrales de la región Sudeste, (la que cuenta con la mayor capacidad instalada en generación) la relación entre la energía máxima y la mínima de la serie es de tres a uno. Para la región Sur, esta relación es de seis a uno. Dado que las centrales hidráulicas de Brasil se encuentran en doce grandes cuencas dispersas en todo el enorme territorio del país, esta aleatoriedad queda mitigada por el aprovechamiento de la complementariedad de los aportes en las distintas cuencas.

El 84% de la producción es de generación hidráulica y el resto térmica. Es previsible que esa gran proporción de energía hidroeléctrica se mantenga en el futuro. Las centrales termoeléctricas operan principalmente cuando los niveles del almacenamiento de energía hidráulica en el sistema caen.

Históricamente, la planificación centralizada del sector, se proponía como objetivo dimensionar la capacidad de generación con el fin de mantener el riesgo de tener algún tipo de falla, por debajo del 5%. Este es el parámetro establecido como premisa en el Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015. El informe “Programa Energia Transparente – Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento”, publicado en la 1ª Edição – Abril de 2007, del Instituto Acende Brasil, estima que el riesgo de déficit para el año 2010, sería del 10%.

2.2.2 Transmisión

Como se indicó, el sistema interconectado de Brasil, SIN, consta de cuatro subsistemas vinculados entre sí:

- Sudeste, Centro-Oeste, que comprende los principales centros consumidores y áreas de población del país, en los estados de Sao Paulo, Río de Janeiro, Minas Gerais, Espírito Santo, Mato Grosso y Goias.
- Norte, que comprende los estados de Pará, Tocantins y Maranhao, en una zona excedentaria en generación hidráulica.
- Nordeste, que incluye los estados de Bahía, Alagoas, Sergipe, Pernambuco, Ceará, Paraíba, Río Grande do Norte y Piauí.
- Sur, que incluye los estados de Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná y Mato Grosso do Sul.

Las interconexiones existentes vinculan a los subsistemas:

- Sur y Sudeste, Centro-Oeste, junto a la central hidroeléctrica de Itaipú, la principal del sistema.
- Sudeste, Centro-Oeste y Norte.

- Norte y Nordeste.

Las interconexiones posibilitan la optimización conjunta de la generación en las diferentes cuencas hidráulicas, aprovechando su diversidad hidrológica. La actual configuración del SIN hace posible transportar la totalidad de la energía generable en cualquiera de los subsistemas hacia la demanda. En 2006 por ejemplo, la región Sur del país experimentó una sequía intensa y prolongada y las interconexiones permitieron la transferencia de hasta 4000 MW hacia ese subsistema en ciertos períodos, procedentes de la región Sudeste Centro-Oeste, evitando racionamientos en el Sur. Las redes de transmisión de tensión 230 kV y superior que constituyen la llamada red básica totalizaban en 2006 más de 80000 km de longitud.

2.3 Señales de precio y mercados para los generadores

La reforma del modelo institucional del sector eléctrico de Brasil ocurrida en 2004 determinó la creación de tres ambientes de comercialización de energía eléctrica:

- Ambiente de contratación regulada (ACR) en el que compran mediante contratos las distribuidoras.
- Ambiente de contratación libre (ACL) donde en contratos bilaterales los generadores, importadores y comercializadores venden a los consumidores libres y exportadores.
- El mercado de corto plazo, donde en la CCEE son realizadas operaciones de ajuste por los saldos de los contratos, a un precio de liquidación de diferencias (PLD), que constituye un mercado spot de energía.

2.3.1 Mercado spot

El Precio de Liquidación de Diferencias, es el utilizado para valorar las transacciones de energía en el Mercado de Corto Plazo, resultantes del apartamiento entre las cantidades contratadas y las realmente generadas o consumidas. El PLD se obtiene a partir de la aplicación por el ONS de los modelos de optimización de la operación del SIN. Estos modelos encuentran la solución óptima de empleo de los embalses, arbitrando entre el beneficio presente por el uso del agua y el beneficio futuro esperado por almacenar agua reduciendo los costos esperados futuros de combustible y de falla.

En Brasil, en situaciones en las que la capacidad de generación es adecuada a la demanda, existe una alta probabilidad de que el costo marginal de generación de energía y los precios spot por lo tanto, tomen valores bajos, e incluso próximos a cero. No obstante, es previsible, si bien mucho menos

probable, la ocurrencia de períodos de sequía prolongados en el país, como consecuencia de los cuales, los costos marginales de generación, subirían durante períodos de uno o más años a valores muy elevados, próximos a los costos de racionamiento.

En base a los datos hidrológicos, de demanda, precios de combustible, costo de falla, disponibilidad de centrales existentes y entrada de nuevas centrales, los modelos determinan, junto al despacho óptimo, los Costos Marginales de Operación (CMO), para cada escalón (patamar) de carga, y para cada uno de los submercados. Los modelos computacionales NEWAVE y DECOMP, producen entre sus resultados el CMO de cada submercado, respectivamente en base mensual y semanal.

El PLD se determina semanalmente para cada escalón de carga y submercado, siendo igual al CMO, limitado por un precio máximo y un precio mínimo (actualmente 16,92 R\$/MWh y 515,80 R\$/MWh respectivamente, equivalentes aproximadamente a 8.9 US\$/MWh y 270 US\$/MWh). Por otro lado, cuando el nivel de energía hidráulica embalsada en cada región es inferior a cierto límite de seguridad, el ONS, organismo encargado del despacho, acciona la llamada Curva de Aversión al Riesgo, y tiene lugar la entrada de centrales térmicas y de importaciones aún cuando el CMO haya resultado inferior al costo de estos recursos. En ese caso el PLD es igual al “costo riesgo”, es decir el precio del recurso energético más caro despachado.

Los modelos con los que la CCEE determina el PLD son los mismos empleados por el ONS para la programación y despacho de carga del sistema, con las adaptaciones necesarias para reflejar las condiciones de formación de precios. En el cálculo del PLD no son consideradas las restricciones de transmisión dentro de cada submercado, de manera que la energía es tratada como igualmente disponible en todo punto del submercado y el precio es único dentro de cada submercado. El cálculo del PLD tiene en cuenta las restricciones de transmisión (límites de intercambio) entre los distintos submercados. En el cálculo del PLD, la parte de la generación de una central que presenta inflexibilidad operativa en el despacho no es considerada para determinar los precios, sino que se toma en cuenta como una reducción en la demanda a ser abastecida. Las centrales generando en período de pruebas tampoco son consideradas en el proceso de formación del PLD.

El cálculo del PLD está basado en el despacho “ex-ante”, es decir que es realizado en base a la programación prevista, anterior a la operación real del sistema.

La liquidación de los ingresos de las centrales hidráulicas en el mercado spot se hace mediante el Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

(Mecanismo de Reasignación de Energía). El MRE parte del concepto de Energía Asegurada de las centrales hidráulicas. La Energía Asegurada de cada una de las centrales hidráulicas, se calcula de modo que el conjunto de las centrales hidráulicas del SIN pueda abastecer la suma de energías aseguradas de todas ellas, con elevada probabilidad, aún en situaciones de sequía. El MRE asegura que todas las centrales hidráulicas reciban ingresos correspondientes al nivel de su Energía Asegurada, independientemente de su producción real de energía, siempre que el conjunto de las centrales hidráulicas esté generando por encima de la Energía Asegurada de todo el sistema. El MRE reduce el riesgo de ingresos para un generador hidráulico que resulta de la aleatoriedad de la generación hidráulica de su central, transfiriendo excedente de aquellas centrales que en un período dado generan por encima de su energía asegurada hacia las que generan por debajo. A su vez, el producido por la existencia de Energía Secundaria, energía generada por encima de la Energía Asegurada del total del SIN, es repartido entre los generadores, en la proporción de sus energías aseguradas.

El PLD puede experimentar oscilaciones muy grandes y en particular puede alcanzar el nivel de los costos de falla en caso de registrarse escasez de energía hidráulica, como ocurrió en el año 2001. La entrada en servicio de “merchant plants” es decir centrales destinadas a la venta en el mercado spot, es poco probable, incluso en períodos como el de la sequía del año 2001 en que los precios del mercado aumentaron, ya que durante el período de construcción de una central, es muy probable que los precios de mercado bajen nuevamente como consecuencia de la aleatoriedad hidrológica. Por lo anterior, la clave para la realización de inversiones de generación consiste en la obtención por anticipado de un contrato de suministro de energía a precios predecibles y estables.

2.3.2 Contratos

La reforma regulatoria en Brasil, a partir de 1998, se propuso transferir a los distribuidores y grandes consumidores la responsabilidad de promover la expansión de la capacidad de generación del sistema, sustituyendo el procedimiento anterior de planificación centralizada. En ese mecanismo se preveía que los distribuidores y grandes consumidores buscaran y pactaran contratos bilaterales con los generadores.

Con la publicación en marzo de 2004 de la ley 10848, reglamentada por el decreto 5163 de julio de 2004, ocurrió una modificación muy significativa en la regulación. La normativa amplió al 100% la obligatoriedad de contratación de la demanda, retomó el procedimiento de planificación centralizado de la generación, realizado por la EPE (Empresa de Pesquisa Energetica) y creó las subastas



centralizadas (leilões) de energía como instrumento principal para el abastecimiento a los distribuidores. Estas subastas son realizadas conforme pliegos (editais) publicados por el Ministerio de Minas y Energía, y son realizadas por la CCEE con el fin de determinar qué generadores abastecerán el mercado regulado de las empresas de distribución eléctrica.

2.3.2.1 Mercado de generación para los clientes regulados

Las autoridades regulatorias determinaron que partir de 1999, todos los contratos preexistentes entre generadores y distribuidores fuesen sustituidos por los llamados Contratos Iniciales, creados en el marco de la transición hacia el nuevo modelo regulatorio implantado en 1998. Los Contratos Iniciales finalizaron su vigencia en diciembre de 2005, por lo que no cumplen ningún papel en la actualidad.

A partir de julio de 2004 (con vigencia de los contratos a partir de enero de 2005) la contratación de los distribuidores con generadores pasó a darse mediante los Contratos de Comercialización de Energía Eléctrica en Ambiente Regulado (CCEAR). Estos contratos resultan de subastas realizadas periódicamente por las autoridades, que son de tres tipos, según la antecendencia de la realización de la subasta respecto al inicio previsto del suministro, de uno, tres o cinco años (contratos A1, A3 y A5 respectivamente).

Las distribuidoras del SIN deben garantizar el abastecimiento de la totalidad de su demanda mediante contratación regulada a través de estas subastas. Cada distribuidora que presenta su demanda en las subastas realiza contratos bilaterales con el conjunto de los generadores que resultan ganadores en las mismas. Las distribuidoras deben presentar sus previsiones de demanda a ser abastecidas por este medio, antes del 1º de agosto de cada año, para abastecer sus necesidades de los próximos cinco años, que no estén cubiertas ya por contratos. Para realizar los CCEARs las distribuidoras deben ofrecer garantías financieras reguladas, mediante un contrato accesorio.

Por lo tanto, las distribuidoras no pueden firmar contratos de compra de energía libremente, sino solamente a través de esas contrataciones reguladas resultantes de las subastas.

Adicionalmente, los distribuidores pueden solicitar a la ANEEL (el organismo regulador del sector eléctrico), la realización de subastas específicas para realizar “contrataciones de ajuste” de su demanda, con plazo de suministro de hasta dos años, con la limitación de que la cantidad de energía contratada por este medio no puede exceder al 1% de la demanda total de la distribuidora.

La regulación establece que los vendedores en los contratos con los distribuidores, deben tener un respaldo (lastro) físico propio u obtenido mediante contratación con otros generadores. En el caso de las centrales hidráulicas, el respaldo se asegura estableciendo que la energía que el generador puede vender en contratos, no exceda la Energía Asegurada de la central.

Por proceder de subastas (leilões) en el ambiente regulado, los costos que los distribuidores experimentan por la obtención de la energía en el mercado mayorista son trasladables a las tarifas, bajo la fiscalización de ANEEL. Para regular el pasaje a las tarifas de los consumidores finales de esos costos, la ANEEL debe calcular un “Valor Anual de Referencia” (VR) de acuerdo a criterios estipulados en los artículos 34 a 46 del decreto 5163. Los reajustes tarifarios a los consumidores finales son realizados anualmente, por disposición legal, y el índice de actualización resulta de ponderar los reajustes de los distintos contratos firmados por el distribuidor.

Las concesionarias de distribución del SIN no pueden participar en otras sociedades de manera directa ni indirecta, ni realizar actividades de generación y transmisión, ni venta a consumidores libres, excepto los que estén localizados en su área de concesión, y en ese caso, bajo las mismas condiciones de tarifas y plazos aplicadas a los clientes regulados cautivos. Las restricciones anteriores no se aplican a las empresas de distribución en el suministro a sistemas aislados, o en la atención al mercado propio siempre que este sea de tamaño inferior a 500 GWh anuales.

2.3.2.2 Mercado de generación para los clientes libres

Respecto a los consumidores libres que acceden en forma directa al mercado, ocurrió un período de transición, estipulado en las Leyes Federales (números 9.074/1995 e 9.648/1998) que previeron una liberación de parte del llamado mercado cautivo de las distribuidoras.

A partir de julio de 2000, los consumidores con carga mayor o igual a 3000 kW, atendidos en tensión mayor o igual a 69 kV, pasaron a estar habilitados para comprar energía a cualquier suministrador.

Con la vigencia de la ley 10848 de 2004, se creó el llamado Ambiente de Contratación Libre (ACL). En el ACL los clientes libres acuerdan contratos bilaterales pactados libremente con los generadores, comercializadores e importadores. Los consumidores libres deben ser agentes de la CCEE, pudiendo ser representados a los efectos de la contabilización y liquidación, por otros agentes de esa cámara.

Si un consumidor libre que ha optado por un suministrador distinto de la distribuidora en el área en la que se encuentra, toma la decisión de retornar a la

distribuidora para comprar su energía, debe formalizar su pedido a la distribuidora con anticipación mínima de cinco años. Se estima que actualmente, el 25% de la demanda del país corresponde al suministro a clientes libres.

En los contratos bilaterales en ambiente libre, el comprador debe constituir garantías financieras para proteger al vendedor.

2.3.3 Remuneraciones a la capacidad de generación

No existen remuneraciones a la potencia instalada de generación, que complementen los ingresos por contratos bilaterales y las ventas en el mercado spot de energía. Existen por otro lado los llamados Encargos de Serviço do Sistema – ESS, que Aneel reglamentó, que pueden reportar remuneraciones a los generadores por la prestación al sistema de distintos servicios asociados.

2.4 Insumos para la generación, en especial gas natural

Si bien Brasil posee un potencial abundantísimo de generación hidroeléctrica aún no explotado, un factor clave para el desarrollo de centrales de generación en el corto y medio plazo es el aprovisionamiento de gas natural para las nuevas centrales térmicas.

Brasil dispone de reservas nacionales de gas natural, pero la principal fuente de abastecimiento en lo inmediato es el gas natural procedente de Bolivia, a través de un gasoducto entre Bolivia y San Pablo. La capacidad de suministro inicial es de 30 millones de metros cúbicos diarios. Algunas dificultades comerciales surgidas recientemente con Bolivia, permiten suponer restricciones a eventuales ampliaciones del suministro desde ese país.

La construcción del gasoducto y la realización de los contratos de aprovisionamiento fue realizada con participación de la empresa estatal de hidrocarburos, Petrobrás. Petrobrás, controladora de la sociedad propietaria del gasoducto Bolivia-Sao Paulo, monopolizó inicialmente el empleo de la capacidad de transporte del gasoducto. Sin embargo, la Agencia Nacional de Petróleo ha permitido a otras empresas el uso de capacidad remanente del mismo. No existe un mercado fuertemente competitivo para el abastecimiento de gas natural a las centrales de generación, ya que el abastecimiento proviene principalmente de Petrobrás.

El Ministerio de Minas y Energía, regula el precio de suministro de Petrobrás a los generadores, del gas importado de Bolivia. El traslado de las variaciones del precio del gas suministrado por Petrobrás a los contratos de generadores con distribuidores, ha sido un punto de discusión que ha dificultado hasta ahora el desarrollo de proyectos de generación térmica.

Existe la expectativa de que sean adelantados los proyectos de explotación de nuevas cuencas de gas natural submarino descubiertas en Brasil, frente a las costas de los estados de São Paulo y Espírito Santo. No obstante, según prevé Petrobrás, la explotación comercial no se dará antes de 2010. Por otro lado Petrobrás está desarrollando dos plantas de regasificación de gas natural licuado, con una capacidad conjunta de alrededor de 30 millones de metros cúbicos diarios.

En junio de 2007, con ocasión de la publicación del Edital (pliego) del Leilão de Energia Elétrica, con inicio de abastecimiento a partir de 2010 y 2012, se previó la participación de generadoras termoeléctricas a gas natural, mediante el compromiso de suministro a ser confirmado por Petrobrás.

En términos generales, la situación en cuanto al desarrollo de centrales termoeléctricas presenta todavía algunas incertidumbres.

2.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

El mayor programa de incentivo a las fuentes alternativas de energía eléctrica es el Proinfa, instituido por la ley 10438, de abril de 2002, y revisado por la ley 10762 de noviembre de 2003, y gerenciado por Eletrobrás (empresa del gobierno federal que es controladora de empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y comercializadoras de electricidad). El programa tiene por objeto incentivar el uso de fuentes renovables no convencionales e incentivar el crecimiento de la industria nacional en ese campo.

Hasta diciembre de 2007 se pondrán en operación 144 proyectos, con un total de 3300 MW de potencia instalada. La energía que producirán será aproximadamente 12000 GWh al año, es decir 3.6% del consumo anual del país. La energía será adquirida en contratos de 20 años por Eletrobrás, luego de licitaciones para determinar los suministradores. Se han contratado aproximadamente 1191 MW provenientes de 63 pequeñas centrales hidráulicas (PCH), 1423 provenientes de 54 centrales eólicas y 685 MW de 27 centrales que queman biomasa. El programa deberá alcanzar inversiones de 9000 millones de reales.

2.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

Según lo informado por la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, actualmente no existen problemas significativos en cuanto a las operaciones de liquidación de obligaciones en el ámbito de la CCEE. Un único caso de insolvencia ocurrido en 2005 se encuentra en proceso judicial.



2.7 Comercio internacional de energía

Se han realizado contratos de importación desde Argentina y Venezuela, los que se realizaron en el marco de la normativa vigente, y existe un acuerdo de compra de la parte de la energía correspondiente a Paraguay en la central binacional de Itaipú, que no es tomada por dicho país.

Los contratos de importación desde Argentina se concretaron junto con la construcción de una interconexión de 2000 MW, entre Garabí (sobre el río Uruguay, frontera entre ambos países) e Itá, mediante dos líneas de 500 kV en 60 Hz, con 2200 MW de capacidad de conversión 50/60 Hz en Garabí. Filiales de Endesa España construyeron las redes de interconexión, adquieren la energía en Argentina y la comercializan en contratos de venta en Brasil.

El origen de estos contratos se remonta a 1998, cuando Furnas y Eletrosul realizaron una licitación para adquirir potencia firme, con opción a la compra de energía desde Argentina, lo que dio lugar a 1000 MW de contratos de importación en los que Furnas y Tractebel actuaban como compradores. Posteriormente se firmaron contratos adicionales donde COPEL, CERJ y otras empresas de Brasil actuaban como compradoras.

Dadas las dificultades en la generación de energía eléctrica verificadas en los últimos años en Argentina, el ONS (operador del sistema de Brasil) redujo en 2006 a cero la garantía física (lastro) reconocida a la importación por Garabí, por lo que es posible que a partir de 2008 esos contratos dejen de existir.

2.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

El mecanismo para la expansión de la red básica de transmisión troncal del sistema brasileño es el de la planificación determinativa centralizada. La construcción, la operación y el mantenimiento de las obras incluidas en la Red Básica, son concedidos al oferente que solicite el menor ingreso anual en las licitaciones realizadas.

La llamada Red Básica incluye las instalaciones de tensión mayor o igual a 230 kV, que están sujetas a libre acceso para cualquier agente del sector, contra el pago de cargos por su empleo.

2.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

2.9.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

Los planes determinativos de generación y transmisión son realizados por la EPE, Empresa de

Pesquisa Energética, creada por la ley 10847 de marzo de 2004, y reglamentada por el decreto 5184 de agosto de 2004.

La EPE está vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME) y realiza estudios, investigaciones y planes para implementar la política energética del MME. Entre las principales atribuciones de la EPE se encuentran: realizar estudios y proyecciones de la matriz energética del país, identificar y cuantificar los potenciales de recursos energéticos, estudiar los aprovechamientos óptimos del potencial hidráulico, obtener la licencia ambiental previa y la declaración de disponibilidad hídrica necesarias para realizar licitaciones de centrales hidráulicas, y obtener las licencias ambientales para las líneas de transmisión y elaborar estudios para el desarrollo de los planes de expansión de la generación y transmisión de energía.

La EPE en acuerdo con el MME y dentro de las directivas del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), elaboró el Plan Decenal de Expansión de Energía Eléctrica – PDEE 2006-2015.

2.9.2 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

Los poderes públicos, a través del Ambiente de Contratación Regulado intervienen directamente en la determinación de los niveles de seguridad del abastecimiento.

Por otro lado, el Comité de Monitoreamiento del Sector Eléctrico – CMSE, creado por el artículo 14 de la ley 10848 de marzo de 2004, y constituido a través del decreto 5175 de agosto de 2004, en el ámbito del MME y bajo su coordinación, tiene la función de vigilar y evaluar permanentemente la continuidad y seguridad del suministro eléctrico en todo el país.

2.10 Requisitos ambientales para la entrada en servicio de instalaciones

Por la importancia de la hidroelectricidad, y dado que los proyectos hidroeléctricos previstos inundan en general grandes superficies, los aspectos ambientales son esenciales en el sistema eléctrico de Brasil. Las principales obras del sector requieren la realización de un informe (relatorio) de impacto ambiental previo.

Existe un órgano regulador ambiental con importantes repercusiones para el sector eléctrico, el Consejo Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), cuyas atribuciones incluyen establecer normas para la realización de estudios de impacto ambiental en obras e instalaciones del sector.

Entre los aspectos tratados en la legislación se encuentran: tratamiento de bienes públicos, crímenes ambientales, desapropiación de tierras, deforestación y poda de árboles, estudios de impacto ambiental,

gestión ambiental, licenciamiento ambiental, reforestación y reposición forestal, reservas, responsabilidad civil y daño ambiental y uso múltiple de embalses hidráulicos.

En 2007, en el ámbito de las discusiones sobre las cuestiones ambientales en la expansión de la oferta energética, ocurrió la reorganización administrativa del Ministerio de Medio Ambiente (MMA) con el objeto, según se anunció, de mejorar la tramitación y evaluación de las licencias ambientales, que tienen gran interés para el sector eléctrico.

Los permisos ambientales han provocando retrasos prolongados en el proceso de construcción de algunos proyectos. A título de ejemplo puede tomarse la central hidroeléctrica de Belo Monte, la mayor proyectada en Brasil, de 11000 MW, cuyo desarrollo se ha visto detenido por dificultades ambientales.

En la actualidad dos grandes proyectos se encuentran en discusión: el complejo hidroeléctrico del Río Madeira, en la región amazónica cercana a Bolivia, de 6500 MW, y la construcción de la central nuclear de Angra III.

2.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

2.11.1 Costo de falla

El costo de falla se incluye como una máquina adicional en la estimación de los valores del agua de los embalses y de los costos marginales de generación resultantes, que determinan el precio spot. El costo de falla empleado durante la gestión del sistema, previa al comienzo de la crisis del año 2001, fue de un único escalón de falla, cualquiera fuese la profundidad de la misma, de 684 reales por MWh, lo que equivalía a aproximadamente a 250 US\$/MWh. Actualmente, el costo de falla está definido en 534,30 R\$/MWh, lo que equivale aproximadamente a 270 US\$/MWh.

No obstante en la determinación de la operación de los embalses, junto a los costos de falla se consideran restricciones adicionales de seguridad, que surgen de una curva de aversión al riesgo, que establece niveles mínimos de almacenamiento en cada submercado y para cada período del año, por debajo de los cuales se recurre a la generación térmica.

2.11.2 Normas sobre aplicación del racionamiento

La regulación preexistente sobre la materia era escasa o no fue aplicada cuando se produjo la crisis energética del año 2001, diseñándose en cambio un conjunto de disposiciones específicas a medida que se hicieron necesarias.

El Poder Ejecutivo creó con motivo del agravamiento de la crisis del abastecimiento, la Cámara de Gestión

de la Crisis Energética, con el cometido de administrar los mecanismos de racionamiento energético. El sistema de racionamiento propuesto consistió en el establecimiento de cotas máximas al consumo de energía para cada tipo de consumidores, en cada región del sistema eléctrico, que implicaron reducciones respecto a los consumos del año anterior.

La meta de reducción propuesta fue del 20% en las principales regiones del país. Los consumidores que no alcanzaron la meta de reducción fueron sujetos a multas y cortes de suministro. La aplicación del sistema de racionamiento obligó al Poder Ejecutivo a oponerse en los tribunales a distintas acciones judiciales de agentes que se consideraban lesionados por el racionamiento. El resultado del plan de racionamiento puede considerarse exitoso, ya que en general la meta del 20% fue alcanzada durante la totalidad de la segunda mitad del año 2001.

Los incumplimientos de los generadores y distribuidores en la prestación del servicio, como resultado de la obligación de racionamiento, no generaron obligación de resarcimiento monetario para los clientes racionados.

Por otro lado, la reducción de ventas, afectó sustancialmente los ingresos de los distribuidores, cuyos costos propios se mantuvieron en lo sustancial fijos. Como resultado del evento de racionamiento de 2000-2001, durante el año 2002 fue celebrado el Acuerdo General del Sector Eléctrico – AGSE, autorizado por la ley 10438 de 2002, que tuvo por objeto recomponer los equilibrios financieros de distintas empresas resultantes del racionamiento y los elevados precios spot. Esto permitió entre otras cosas, que las distribuidoras se recuperaran de las pérdidas de facturación debidas al racionamiento.

En la actualidad, a partir del artículo 22 de la ley 10848 de 2004, se establece que en caso de que ocurra racionamiento decretado por el Poder Concedente en una región, todos los contratos por cantidades de energía en el ambiente de contratación regulada (ACR) cuyos compradores estén en esa región, tendrán sus volúmenes reducidos en la misma proporción que la reducción del consumo.

2.11.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

No están previstas multas específicas para los distribuidores y generadores ante incumplimientos en el abastecimiento por falta de energía de generación. Los generadores que no pueden cumplir sus contratos resultan comprando en el mercado spot, cuyo precio puede llegar al costo de falla.



2.12 Estabilidad del marco regulatorio

Desde su implantación en 1998, el nuevo marco regulatorio experimentó significativas variaciones en el año 2004, con la ley 10848 de marzo de 2004, y el decreto 5163 que la reglamentó. Esta ley alteró todo el sistema de comercialización de energía eléctrica, particularmente al establecer la compra de los distribuidores para los clientes regulados a través de las subastas de energía (leilões).

Regularmente el MME y la Aneel, producen reglamentaciones específicas, por ejemplo para definir los procedimientos de las subastas o relativos a la expansión y mantenimiento del SIN.

En el ámbito legislativo tiene interés la ley 11488 de junio de 2006, que crea el Programa de Aceleración del Crecimiento – PAC, propuesto por el Gobierno Federal. Entre las disposiciones de la ley que tienen impacto sobre el sector eléctrico se encuentran las siguientes:

- Los nuevos emprendimientos de energía eléctrica se pueden beneficiar de un nuevo régimen tributario, conocido como “Régimen Especial de Incentivos para Desarrollo de Infraestructura – REIDI”.
- Se incluye la energía consumida, incluso la energía térmica bajo la forma de vapor, en un régimen de descuentos del impuesto PIS/Cofins.
- Se reglamenta el inicio del pago por utilización de bienes públicos (UBP), que deben realizar entre otros los aprovechamientos hidroeléctricos, y se establece que el inicio no podrá ser posterior en más de cinco años a la publicación de la ley.
- Se establece que los emprendimientos de generación con fuente biomasa, solar, eólica, que inyecten menos de 30 MW en las redes, tendrán una reducción no inferior al 50% en las tarifas por el uso de las redes.

2.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

La Presidencia de la República de Brasil, creó en mayo de 2001 la Comisión de Análisis del Sistema Hidrotérmico de Energía Eléctrica, con el fin de poner en claro el origen de la crisis energética que ocurría en esa fecha.

El objetivo de la comisión fue evaluar en el plazo de sesenta días las causas estructurales y coyunturales de la crisis de abastecimiento experimentada durante al año 2001 por el Brasil. Las principales conclusiones de la Comisión acerca de la crisis pueden resumirse como sigue:

- El aumento del consumo de energía estuvo dentro de los valores previstos y debe descartarse como causa de la crisis.
- El sistema de generación experimentó en los años anteriores a la crisis una hidrología desfavorable, que precipitó una crisis ocasionada por otros factores estructurales. En condiciones normales, la hidrología adversa no debería haber ocasionado una crisis como la ocurrida.
- En el período 1998-2003, se produjo el retraso de la entrada en servicio de centrales previstas en el plan decenal de expansión, y no tuvo lugar la construcción de nuevas centrales, ocasionando un déficit acumulado de generación de cerca de 40000 GWh, que tuvo que cubrirse con el empleo de la energía almacenada en los embalses.
- El mecanismo principal para la construcción de generación previsto en el marco regulatorio de la época, el incentivo a los distribuidores para realizar contratos de generación para nuevas centrales, no fue aplicado. La razón para esto fue que al diseñar los contratos iniciales, la capacidad de generación de energía asegurada de las centrales existentes fue sobreestimada. Es decir, que los distribuidores, estaban teóricamente abastecidos por los contratos iniciales y por lo tanto carecían de incentivos para contratar.
- Las inversiones públicas y privadas, en el período posterior a la reforma regulatoria de 1998, fueron insuficientes, en gran parte como resultado del grave error regulatorio anterior. Esto dio lugar a que el sistema fuese consumiendo sus reservas de energía. La insuficiencia de las reservas hidráulicas, impidió hacer frente a la sequía del año 2001, que a pesar de su gravedad, por sí sola y en un sistema adecuadamente diseñado, no debería haber causado los gravísimos racionamientos registrados.
- Los generadores privados no incluyeron entre sus evaluaciones económicas, los riesgos de haber contratado una cantidad energía superior a la que podían asegurar en condiciones de sequía, quedando obligados en esa situación a comprar en el mercado spot. Por lo tanto, no se cubrieron mediante contratos con nuevas centrales.
- Los generadores estatales federales no invirtieron como resultado de las restricciones presupuestales establecidas por el Ministerio de Planificación y Presupuesto.
- Aún de no haber existido el problema anterior, al estar previsto un cronograma de creciente liberalización para la elección por parte de los consumidores de su proveedor de energía, la firma de nuevos contratos hubiese presentado riesgos para los distribuidores.
- La regulación de ANEEL enfatizó los aspectos tarifarios, preocupándose de evitar el aumento de

las tarifas, en tanto que la regulación no se caracterizó por la existencia de reglas estables, claras y concisas para crear un ambiente de credibilidad para la inversión.

- Ninguna institución estuvo encargada de verificar la lógica global del proceso, y de ejercer la coordinación entre las esferas del gobierno, en la implementación de la política energética, especialmente en la transición hacia el nuevo modelo, y en el enfrentamiento de la crisis.
- Una vez desatada la crisis, se evidenció la incapacidad de los organismos y agencias gubernamentales sectoriales de coordinar y ejecutar medidas de abastecimiento de emergencia una vez percibidos los riesgos de falla, a partir de 1999, y de transmitir a las más altas autoridades del Poder Ejecutivo la gravedad del problema. La implantación temprana de un racionamiento preventivo pudo haber limitado la gravedad de la situación.
- La información del MME, ONS y ANEEL a la presidencia indujo al más alto nivel político a no percibir a tiempo la gravedad de la crisis, dada la complejidad y ambigüedad de los mensajes transmitidos. El lenguaje adoptado habría inducido a los no especialistas a concluir que no existían razones de alarma que justificasen la toma de medidas correctivas inmediatas. El presidente de la República no fue adecuadamente informado sobre la posibilidad de un racionamiento profundo, como el que efectivamente ocurrió.
- La inexistencia de un plan de contingencia sobre lo que hacer en situaciones hidrológicas adversas, contribuyó al retraso en las decisiones, agravando la profundidad del déficit.
- La falta de contabilización y pago de las operaciones en el MAE durante más de un año, condujo a la pérdida de confianza en el mercado y a la percepción de los agentes, públicos y privados, de que los contratos no serían cumplidos.

2.14 Referencias

2.14.1 Principales normas consultadas

Lei Federal nº10.848, de 2004
 Lei Federal nº11.488, de 2007
 Lei Federal nº10.438, de 2002
 Lei Federal nº9.074, de 1995
 Lei Federal nº 9.648, de 1998
 Lei Federal nº9.427, de 1996
 Lei Federal nº10.847, de 2004
 Decreto Federal nº5.163, de 2004
 Decreto Federal nº5.184, de 2004
 Decreto Federal nº5.175, de 2004
 Decreto Federal nº5.177, de 2004
 Aneel - Resolución 249 del 1998
 Aneel - Resolución 266 del 1998
 Aneel - Resolución 22 del 2001
 Aneel – Resolução 67 de 2004
 Aneel – Resolução 281 de 1999
 Aneel – Resolução 117 de 2004
 Aneel – Resolução 354 de 2006
 Aneel – Nota Técnica n. 224/2006-SFF/Aneel, de 19.06.2006
 Aneel – Nota Técnica n. 085/2006-SRT/Aneel, de 20.06.2006
 Relatório de la Comisión de Análisis del Sistema Hidrotérmico de Energía Eléctrica, julio de 2001.

2.14.2 Informes (Relatórios)

MME/EPE: Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015, de maio-2006.

INSTITUTO ACENDE BRASIL: “Programa Energia Transparente – Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento”, publicação: 1ª. Edição – Abril de 2007.

2.14.3 Sitios web consultados

ANEEL: <http://www.aneel.gov.br>

ONS: <http://www.ons.org.br>

CCEE: <http://www.ccee.org.br>

EPE: <http://www.epe.gov.br>

MME: <http://www.mme.gov.br>

ELETOBRÁS: <http://www.eletobras.gov.br>

ABRADEE: Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica: <http://www.abradee.com.br/>



3 CHILE

3.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La expansión de la generación en Chile ha tenido lugar principalmente para abastecer la demanda en el mercado de contratos.

Existe la obligación para los distribuidores de obtener contratos de abastecimiento (cuyos precios están regulados), para abastecer la totalidad de la demanda de los clientes regulados con una anticipación mínima de tres años, así como la necesidad de los clientes libres de abastecerse mediante contratos. Por esta razón, la mayor parte de la capacidad instalada de generación debe tender a contar con contratos de suministro.

Además existe una remuneración a la potencia firme de generación incluida en los precios de los contratos y también transferencias de potencia entre generadores que resultan de la operación, lo que determina ingresos por capacidad para los generadores por la potencia firme que no han logrado vender en contratos. Estos pagos por capacidad también incentivan la inversión en generación.

La expansión de la transmisión troncal es el resultado de un estudio de transmisión¹, que se realiza cada 4 años, como establece un nuevo sistema aprobado en el año 2004 (en la llamada "Ley Corta I"), que reemplaza el sistema anterior de negociación entre los transportistas y los agentes interesados o de iniciativas de dichos agentes. Como resultado de esos estudios de transmisión troncal se identifican obras de expansión que las transmisoras deben ejecutar posteriormente². En la práctica son las empresas de transmisión las que deben ejecutar las inversiones de las líneas de mayor tensión, denominadas "líneas de transmisión troncal". La remuneración de las expansiones previstas en dichos estudios y aprobadas por la autoridad regulatoria es la que resulta de un proceso de licitación de dichas obras y se aplica por los cinco períodos tarifarios siguientes (20 años).

El marco regulatorio competitivo para el mercado de generación está en funcionamiento en Chile desde hace casi veinte años. La participación empresarial del Estado es muy poco relevante.

3.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

Chile fue uno de los países pioneros (en 1982) en experimentar una reestructuración y reforma regulatoria en su sector eléctrico y desarrollar un modelo de apertura a la inversión privada. Es un país con limitada capacidad de recursos energéticos que depende de la importación de hidrocarburos para atender la mayor parte de sus necesidades. El país carece de recursos petroleros significativos, por lo que el petróleo debe ser importado. El gas natural es importado mediante seis gasoductos desde Argentina y actualmente se está construyendo un terminal de regasificación de GNL. La principal fuente primaria para la generación eléctrica es la hidroelectricidad.

En el año 2006 la generación total bruta fue de 53.916 GWh, de los cuales el 52,4% procede de generación hidráulica y el 48,6% 25.355 GWh es térmica. La potencia instalada total fue de 11.968 MW³.

Las decisiones de política de energía son la responsabilidad compartida de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Ministerio de la Economía, Fomento y Reconstrucción.

3.2.1 Generación

El sector eléctrico de Chile está formado básicamente por dos sistemas interconectados, que son el Sistema Interconectado Central (SIC), con el 69% de la capacidad instalada y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) con el 30% de la capacidad.

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro a más del 90% de la población del país. El SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados que constituyen el 60% del total. El SIC tiene una capacidad instalada de 8.274 MW pertenecientes en su mayor parte a tres empresas generadoras (Endesa con 49% de la capacidad, Colbún con 27%, ambas con generación mayoritariamente hidráulica y AES Gener, con el 18% y generación mayoritariamente térmica.

La demanda máxima del SIC alcanzó, en 2006, los 6.059 MW y la generación bruta de energía se ubicó en el mismo año en torno a los 40.300 GWh. La tasa prevista de incremento de la demanda de energía del SIC, según las proyecciones realizadas por la CNE es del 6,6% promedio anual en los próximos 10 años.

¹ Art. 84 y 110 ley Eléctrica.

² Art. 91 b); 94 y 95.

³ Fuente Anuario CNE. Página web www.cne.cl.

El parque generador del SIC está constituido en un 57% por centrales hidráulicas y en un 43% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural.

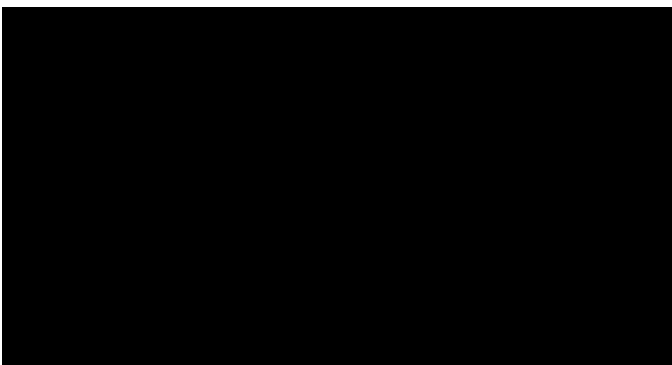
El SING cuenta con una capacidad instalada de 3.595 MW a diciembre de 2006. La demanda máxima alcanzó en 2006 los 1.770 MW, y la generación bruta de energía se ubicó en el mismo año en torno a los 13.200 GWh. Operan en el SING un total de 6 empresas de generación. Por tratarse de un sistema predominantemente térmico el parque generador está constituido por unidades de generación a carbón, fuel, diesel y, desde 1999, por centrales de ciclo combinado a gas natural. La mayoría de los ciclos combinados también puede operar con diesel. El 90% de la demanda se debe a grandes consumidores mineros e industriales.

La tasa prevista de incremento de la demanda de energía del SING, según las proyecciones realizadas por CNE, es del 5,0% promedio anual para los próximos 10 años.

El SING cuenta con una interconexión en 350 kV con una central generadora emplazada en Argentina, cuya capacidad instalada es de 640 MW.

La importación de energía representó solamente el 4,2% de la energía generada bruta disponible en el país.

En el cuadro siguiente se presentan los precios de nudo medios (precios regulados de generadores en sus ventas a distribuidores) a lo largo del tiempo, en milésimos de dólar por kWh, en los dos sistemas interconectados principales. Los precios de nudo medios incluyen los cargos por energía y potencia.



La cantidad de energía y potencia firme que pueden vender los generadores en contratos no está limitada a su potencia firme propia, sino que existe un mercado de transferencia de potencia entre generadores donde deben comprarse los faltantes de potencia.

En cada sistema interconectado existe un centro de despacho o CDEC, integrado por los generadores y transportistas.

No está regulada la actividad de comercializadores puros, es decir intermediarios de energía sin generación propia.

3.2.2 Transmisión

Las líneas de transmisión pueden construirse bajo un régimen de concesión, que permite la imposición de servidumbres sobre bienes públicos y de privados, o sin concesión, en cuyo caso el transportista debe negociar las autorizaciones y servidumbres necesarias con los propietarios de los bienes afectados. Las concesiones son otorgadas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, pero su tramitación se realiza ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

La legislación establece el principio de libre acceso a la transmisión que fue perfeccionado en el año 2004 (mediante la "Ley Corta I"), para evitar los frecuentes litigios que existían para determinar el precio o peaje que debe pagar el usuario de la red de transmisión y que se resolvían a través de arbitrajes. Asimismo, con esta modificación legal del año 2004, se estableció un nuevo sistema con tarifas de peajes regulados calculadas por la autoridad regulatoria, reemplazándose el sistema anterior que consideraba solamente un método de cálculo y dejaba la determinación de los peajes a la negociación de las partes, estableciendo mecanismos de arbitraje en caso de discrepancias.

La nueva regulación de la transmisión clasifica las instalaciones en "troncales", de "subtransmisión" y "adicionales". El sistema de transmisión troncal se caracteriza por instalaciones en voltajes de 220 kV y superiores y por presentar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador. Los sistemas de subtransmisión son aquellas instalaciones no definidas como troncales y destinadas principalmente a abastecer los sistemas de distribución. Tanto los ingresos de los sistemas troncales como de subtransmisión son regulados. Los sistemas adicionales no están regulados y son aquellas instalaciones destinadas a conectar una central generadora con el sistema troncal o a abastecer a un número reducido de consumidores de precio libre.

En el SIC hasta el año 2000, la principal empresa de transmisión (Transelec) era propiedad del mismo grupo que el principal generador (Endesa) pero fue vendida a Hidro Québec. Posteriormente, en el año 2006, fue vendida al consorcio liderado por Brookfield Asset Management e integrado además por Canada Pension Plan Investment Board, British Columbia Investment Management Corporation y Public Service Pension Investment Board.

En el SING, el sistema de transmisión troncal es casi inexistente y las instalaciones de subtransmisión son



propiedad de Transelec, de las distribuidoras y de distintos generadores.

3.3 Señales de precio y mercados para los generadores

3.3.1 Mercado spot

El precio spot en el SIC está fuertemente condicionado por el estado de los embalses y la situación hidrológica. El manejo de los embalses es determinado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) de acuerdo a un modelo de valor del agua. Para las centrales térmicas se emplean en el despacho los costos variables. Los costos variables no son auditados por el Ente Regulador, pero son verificados y contrastados por el CDEC.

El precio spot es igual al costo marginal de corto plazo del sistema o el costo de falla si se está en racionamiento, excluyendo de la formación de precios las máquinas en operación forzada por razones técnicas.

Normalmente todos los generadores tienen contratos o con distribuidoras o con clientes libres por la mayor parte de su capacidad de generación, por lo que la exposición a los precios del mercado spot en sus ventas no es elevada para los generadores.

Al mercado spot concurren exclusivamente los generadores, para comerciar en él las diferencias entre su generación real y las ventas pactadas en contratos. Los distribuidores deben adquirir la totalidad de su energía en contratos licitados públicamente.

3.3.2 Contratos

Los generadores no tienen limitaciones regulatorias respecto a la cantidad de energía que pueden vender en contratos, sin embargo los generadores, especialmente los hidráulicos, se autoimponen limitaciones con objeto de reducir su exposición a los altos precios del mercado spot en condiciones hidrológicas desfavorables.

3.3.2.1 Contratos iniciales

En Chile no existen contratos iniciales determinados administrativamente. El inicio del funcionamiento del mercado mayorista tuvo lugar hace veinticinco años.

3.3.2.2 Mercado de generación para los clientes regulados

Las distribuidoras eléctricas están obligadas a disponer de manera permanente de contratos de suministro eléctrico para abastecer a sus clientes regulados para un horizonte mínimo de 3 años. Para tales efectos deben licitar públicamente el 100% del suministro destinado a abastecer el consumo de sus clientes regulados.

Los precios de los contratos vigentes actualmente entre generadores y distribuidores están regulados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y deben ser iguales a los denominados precios de nudo, calculados cada seis meses, que son también los precios que los distribuidores pueden trasladar a las tarifas de los consumidores finales. Existen precios de nudo de energía y potencia. Los precios de nudo se calculan para cada nodo de la red en que tiene lugar la venta de energía de generadores a distribuidores.

Para el cálculo de los precios de nudo de energía se parte de un precio básico de la energía, que es el promedio móvil actualizado de los precios spot de energía esperados durante los siguientes 48 meses, en el centro de carga del sistema. Los precios de nudo de la energía resultan de multiplicar el precio básico en el centro de carga por factores de penalización originados en las pérdidas.

Para el cálculo de los precios de nudo de la potencia, se parte del precio básico mensual de la potencia firme, que se determina como la mensualidad por kW instalado de los costos de capital y costos fijos de operación y mantenimiento de una turbina a gas de referencia, con un margen de reserva. Existe un factor de penalización para determinar el precio de nudo de la potencia en los distintos nodos del sistema, a partir de dicho precio básico. Dicho factor es igual a uno en las subestaciones centrales del sistema de transmisión. En el cálculo de abril de 2007 el precio básico de la potencia en el SIC fue de 7,81 US\$/kW-mes.

Para el caso de que los precios monómicos resultantes de los precios de nudo de energía y potencia resultantes de los cálculos anteriores, tuviesen un desvío significativo respecto a los precios monómicos de los contratos realizados por los clientes libres con generadores en el mercado mayorista, la CNE debe modificar los precios regulados de nudo de modo que entren dentro de una banda alrededor del promedio de los precios libres, cuyo ancho puede variar entre un 5% y un 30%, dependiendo de la magnitud de la desviación entre el precio de nudo teórico y el promedio de los precios pagados por los clientes libres. Esta corrección se ha aplicado permanentemente a partir del año 2004, debido a aumentos en el precio de nudo calculado por la CNE originados a su vez por mayores precios de los combustibles y restricciones en el suministro de gas natural desde la República Argentina.

Para los contratos entre generadores y distribuidores que entrarán en vigencia a partir del 1° de enero de 2010, la última modificación de la Ley Eléctrica efectuada en mayo de 2005 (la llamada "Ley Corta II") establece que deben proceder de licitaciones públicas que se deben realizar con bases de licitación aprobadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Los precios resultantes de las licitaciones se traspasan a las tarifas reguladas.

Los contratos deben tener una duración máxima de 15 años y se adjudican al proponente que ofrezca el menor precio de energía.

En cada licitación el valor máximo admisible de los precios ofertados por la energía será el equivalente al límite superior de la banda alrededor de la cual debe situarse el precio de nudo (art. 168) vigente al momento de licitación, incrementado en el 20%. En caso de declararse desierta la licitación, se debe realizar una segunda licitación con un precio máximo incrementado en un 15% respecto de la primera licitación.

Las distribuidoras eléctricas traspasarán a sus clientes regulados los precios que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme con los respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de energía de una distribuidora sobrepase el 5% del precio calculado para todas las distribuidoras del sistema, el exceso se suprimirá y será absorbido por todos los consumidores de precio regulado del sistema eléctrico correspondiente.

El precio de la potencia continúa siendo regulado (art. 171) y será el fijado por el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación.

Los precios de energía y potencia resultado de las licitaciones públicas se denominan “precios de nudo de largo plazo”.

3.3.2.3 Mercado de generación para los clientes libres

Deben acceder directamente al mercado de contratos con los generadores los consumidores con potencia conectada superior a 2000 kW (“clientes libres”). Los consumidores con una potencia conectada entre 500 kW y 2.000 kW tienen la opción de contratar su tarifa a precio libre por un periodo mínimo de 4 años, para lo cual deberán informar a la distribuidora con 12 meses de antelación (art. 147 letra d).

Los clientes libres no pueden comprar en el mercado spot de energía y en el mercado de transferencias de potencia, los que están reservados a los generadores, por lo que para abastecerse tienen necesariamente que contratar con los generadores. Los distribuidores no están obligados a suministrar energía a tarifas reguladas a los consumidores cuyas características los habilitan a ser clientes libres.

3.3.2.4 Medidas en caso de no cumplimiento de las obligaciones de contratar

Si bien la mayor parte de la demanda de los distribuidores está cubierta por contratos, a partir del año 2001 surgieron dificultades para suscribir nuevos contratos. En particular, tuvo repercusiones la dificultad de una distribuidora eléctrica del sur de Chile, que licitó su suministro eléctrico en varias ocasiones, ofreciendo comprar a precio de nudo para sus clientes regulados, sin que ninguna empresa

generadora estuviese dispuesta a firmar contrato a ese precio.

La forma inicial de solucionar el problema fue mediante la Resolución 88 del Ministerio de Economía que obliga a todas las generadoras del SIC a vender, en forma proporcional a su energía firme, el suministro que requieran las distribuidoras sin contrato para atender a sus clientes regulados.

Con el transcurso del tiempo, nuevos contratos entre generadores y distribuidores fueron venciendo sin que existiera interés de los generadores por firmar contratos a precio de nudo, debido al riesgo que implicaba una proyección de costos marginales bastante más altos que los precios de nudo. La mayor cantidad de energía suministrada según lo dispuesto en la Resolución Ministerial 88 debido al vencimiento de contratos hacía más gravosa la obligación establecida en dicha Resolución.

En el año 2005, la Ley Corta II estableció la licitación de contratos con precios traspasables a las tarifas reguladas a partir del año 2010, lo que solucionó el problema en el mediano plazo y estableció un recargo transitorio en el precio de nudo que permitía a los generadores recaudar las diferencias entre costos marginales y precios de nudo por el suministro a las distribuidoras sin contrato, eliminando así los perjuicios a los generadores hasta el año 2009 inclusive.

3.3.3 Remuneraciones a la capacidad de generación

Cada generador debe estar en condiciones de satisfacer en cada año la demanda de punta de los clientes con quienes ha contratado, coincidente con la punta del sistema, mediante potencia firme propia y adquirida a otros generadores. Los generadores que resulten deficitarios deben adquirir la potencia de punta a los que resulten excedentarios. Se entiende por horas de punta aquellas en las que existe mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema.

Se crea de esta manera un mercado de transferencias de potencia de punta, cuyos principios generales están contenidos en el Decreto Reglamentario de la ley de servicios eléctricos.

Se entiende por potencia firme preliminar a la potencia que el generador puede aportar con un porcentaje de confiabilidad predeterminado en las horas de punta. En su cálculo se debe considerar las indisponibilidades mecánicas, variabilidad hidrológica, nivel de los embalses y características técnicas de las unidades. La potencia firme de un generador se obtiene multiplicando la potencia firme preliminar por el cociente entre la demanda máxima del sistema y la suma de las potencias firmes preliminares de todos los generadores.



Cada año el CDEC calcula en diciembre, las transferencias de potencia previstas para el año próximo, de acuerdo a los contratos vigentes, lo que genera pagos mensuales. Una vez ocurrida la demanda máxima de cada año, el CDEC recalcula las transferencias de potencia según las demandas reales.

Las remuneraciones por concepto de potencia, tanto por contratos como por el mecanismo de transferencias de potencia descrito, representan en conjunto entre el 20 y el 30% de los ingresos de los generadores.

Adicionalmente el CDEC debe establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia para regulación de frecuencia y reserva fría. La Ley Corta I del 2004 estableció los principios generales para la prestación de los denominados “servicios complementarios” (ej. servicios que permiten realizar el control de la frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio) (Art. 150 y 225 letra z), y delegó en normas reglamentarias la aplicación y práctica de estas disposiciones.

3.4 Insumos para la generación

La mayor parte de los combustibles empleados en generación de energía eléctrica son de origen importado (gas natural, carbón y derivados del petróleo) y, hasta el año 2004, no había habido problemas de abastecimiento de estos combustibles. Sin embargo, a partir del año 2004, se establecieron restricciones para la exportación de gas natural en la República Argentina, las que se han ido incrementando paulatinamente a niveles tales que actualmente la generación con gas natural en Chile se ha reducido considerablemente.

Considerando que un 36% de la capacidad instalada en Chile está constituida por ciclos abiertos o combinados diseñados para operar con gas natural, las restricciones de abastecimiento de ese combustible han obligado a operar estas plantas con petróleo diesel con el consiguiente aumento de los costos de generación.

En el mediano y largo plazo, las nuevas inversiones en generación están modificando la energética en Chile, reduciendo la generación con gas natural proveniente de Argentina y aumentando el parque de centrales hidráulicas, a carbón y de energías no convencionales. Adicionalmente, se está construyendo un terminal de regasificación de GNL para el SIC y se está proyectando otro para las centrales del SING.

3.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

Las modificaciones a la Ley Eléctrica efectuadas los años 2004 y 2005 (“Ley Corta I” y “Ley Corta II”)

establecieron incentivos para la generación con energías renovables no convencionales.

El año 2004 se estableció la exención del pago de peajes de transmisión troncal para estos medios de generación y el año 2005 se obligó a las distribuidoras a comprar hasta un 5% de su demanda a generadores con energías renovables no convencionales a un precio igual al precio promedio de compra de las distribuidoras.

Debido a que los precios medios de generación con fuentes renovables no convencionales todavía son superiores a los precios de compra de los distribuidoras, la última modificación no ha significado un incentivo real para estos medios de generación y actualmente se está tramitando en el Congreso un proyecto de ley específico para incentivar la generación con energías renovables no convencionales. Estos incentivos consistirían en obligar a las generadoras a que un porcentaje de la energía que comercializan mediante contratos provenga de fuentes renovables no convencionales, estableciendo una multa por cada MWh de incumpliendo de esta obligación. En la práctica, el valor de la multa determinaría el monto máximo del posible mayor precio de estas energías respecto a las convencionales.

3.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

No existen problemas de cobro de créditos en el mercado mayorista ni problemas de insolvencia de distribuidores o grandes usuarios. Sólo han existido algunas controversias sobre montos de pagos entre participantes del mercado spot, sin que generen ambiente de riesgo significativo para inversionistas en generación.

3.7 Comercio internacional de energía

La normativa prevé tanto el comercio de energía de oportunidad o spot, como los contratos bilaterales internacionales.

Para el comercio internacional spot, se prevé que las ofertas de países interconectados se incluyan en el despacho como máquinas adicionales, y que en caso de ser despachadas se remuneren por el precio ofertado.

Los contratos bilaterales internacionales requieren la autorización del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y el respaldo de máquinas capaces de suministrar la potencia comprometida en el nodo frontera y deben tener como mínimo un plazo de dos años. Los contratos internacionales de suministro firme se incluyen en las programaciones de largo plazo. Los contratos de importación son incluidos como una unidad generadora adicional con una potencia y energía coincidentes con las ofertadas y un

costo variable igual al precio de la energía establecido en el contrato.

Los intercambios de oportunidad requieren la celebración de un contrato de oportunidad, se limitan a la transacción de excedentes y no involucran la existencia de potencia firme comprometida en la operación. Los excedentes exportables son los que declare el CDEC, de modo de no comprometer el abastecimiento interno del país. No está reglamentada la forma en que los intercambios internacionales intervienen en la formación del precio de mercado.

A pesar de la normativa existente, no existe en la actualidad intercambio internacional, salvo una central generadora y una línea de transmisión que conecta el norte argentino con el SING chileno (Norte de Chile), pero esa central a su vez es independiente del sistema eléctrico argentino, y en la práctica a los efectos de la regulación y formación de precios se considera como si la central perteneciese al sistema eléctrico de Chile.

3.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

En relación con la red de transmisión troncal, cada cuatro años la empresa transportista contrata la realización de un estudio con objeto de valorizar cada tramo del sistema de transmisión troncal y definir sus ampliaciones y expansiones para cada escenario previsto de expansión de la generación.

Sobre la base de los resultados de este estudio, anualmente los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) deben analizar la consistencia entre los resultados del estudio y los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación y evolución de la demanda. Como resultado de este análisis deben emitir un informe a la CNE con sus propuestas sobre las obras que deben realizarse o iniciarse en los próximos 12 meses para posibilitar el abastecimiento de la demanda. Por su parte, en un plazo de 30 días después de recibido el informe del CDEC, la CNE presenta el plan de expansión para los doce meses siguientes.

Las obras de ampliación de las instalaciones existentes deben ser ejecutadas en forma obligatoria por sus propietarios, mientras que las nuevas obras deben ser licitadas por los CDEC y adjudicadas a las empresas que ofrezcan hacerlas por la menor remuneración anual. El monto de esta remuneración, debidamente indexado, se mantiene por los cinco períodos tarifarios siguientes (20 años) y luego las remuneraciones son determinadas cada cuatro años en la misma forma que las demás instalaciones del sistema de transmisión troncal.

En cuanto a los sistemas de subtransmisión, la ley establece el principio de acceso abierto y prohíbe a sus propietarios negar el acceso a cualquier

interesado por limitaciones de capacidad, otorgando a los CDEC atribuciones para limitar las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

La reglamentación de la ley sobre estas materias y en especial sobre los mecanismos y obligaciones relacionadas con la expansión de estos sistemas aun está pendiente, pero en la práctica, dado que el objeto principal de estos sistemas es abastecer los sistemas de distribución, son los distribuidores los propietarios mayoritarios de los sistemas de subtransmisión y los mayores interesados en materializar las expansiones necesarias.

3.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

3.9.1 Planes para la generación y la transmisión

La CNE realiza planes indicativos de generación y transmisión, empleados principalmente en el cálculo de los precios de nudo, que requiere proyecciones de los costos marginales del sistema para los siguientes cuatro años.

En relación con los planes de expansión del sistema de transmisión troncal descritos anteriormente, estos no pueden ser considerados como intervención estatal para asegurar el abastecimiento de energía, debido a la importante participación de los demás agentes del sector eléctrico y los mecanismos independientes actualmente vigentes para resolver controversias con la autoridad reguladora.

3.9.2 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

No está prevista en la legislación la posibilidad de que las autoridades públicas intervengan de manera directa para asegurar la provisión del servicio, por ejemplo mediante llamados especiales a licitación para la provisión de potencia firme de generación, en caso que no existan proyectos privados suficientes para garantizar el abastecimiento.

Sin embargo, se está tramitando en el Congreso un proyecto de ley para asegurar la seguridad y suficiencia del abastecimiento de la demanda en caso de quiebra de una empresa eléctrica.

3.9.3 Requisitos ambientales para la entrada en servicio de instalaciones

La mayor parte de los derechos de uso del agua ya está concedida. La construcción de centrales hidráulicas se ha visto demorada por la existencia de reclamaciones ambientales y de grupos indígenas que reclaman derechos sobre las áreas afectadas.



En general no existen restricciones a la entrada de empresas en la generación y transmisión desde el punto de vista de la legislación eléctrica, pero han existido dificultades para la aprobación de las autorizaciones ambientales y objeciones por parte de grupos ambientalistas y de poblaciones afectadas, en especial para el desarrollo de centrales hidroeléctricas.

3.10 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

3.10.1 Costo de falla empleado para la optimización y operación del sistema. Incidencia en la formación de los precios spot

El precio spot de energía puede alcanzar el costo de falla en caso de racionamiento y también se utilizan los costos de falla para proyectar los costos marginales bajo distintos escenarios hidrológicos en el cálculo de los precios de nudo.

Los costos de falla empleados en el SIC al mes de abril de 2007 son los siguientes, según la profundidad de la falla:

| Profundidad de la falla | Costo en US\$/MWh |
|-------------------------|-------------------|
| 0 – 5% | 327,4 |
| 5 – 10% | 360,0 |
| 10 – 20% | 456,3 |
| mayor a 20% | 477,3 |

En base a estos valores se determina un valor único representativo denominado costo de racionamiento que es de 349,2 US\$/MWh.

3.10.2 Normas sobre aplicación del racionamiento

El artículo 163 de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que en caso de producirse o preverse un déficit de generación el Poder Ejecutivo podrá dictar un decreto de racionamiento, previo informe de la CNE. El déficit de energía registrado en el sistema deberá ser cubierto proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie, entre todas las empresas generadoras, tomando como base la totalidad de sus compromisos de venta de energía.

3.10.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

Las responsabilidades de los generadores que venden en contratos a los distribuidores con el fin de abastecer a clientes regulados están previstas también en el artículo 163 de la ley General de Servicios Eléctricos.

El artículo establece que los generadores deberán pagar a sus clientes distribuidores o finales sometidos a regulación de precios cada kilowatt-hora de déficit que los haya afectado, determinado sobre la base de sus consumos normales, a un valor igual a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio de la energía. Para estos efectos se entenderá como consumo normal de un cliente en un período, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por el generador en el mismo período del último año sin racionamiento, incrementado en la tasa anual de crecimiento del consumo que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo.

Las transferencias de energía que se produzcan en un centro de despacho económico de carga, resultantes del decreto de racionamiento, también se valorizarán al costo marginal instantáneo aplicable a las transacciones de energía en el sistema, el que en horas de racionamiento equivale al costo de falla.

Los distribuidores a su vez, deben traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes finales regulados. Las situaciones de sequía, las fallas de centrales eléctricas que originen un déficit de generación eléctrica o las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gasoductos internacionales en ningún caso podrán ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito.

Estas disposiciones sustituyeron en los años 1999 y 2005 ("Ley Corta II") a una redacción anterior del mismo artículo que limitaba los montos anteriores en diversos sentidos:

- En el cálculo de los déficits de energía no se computaban los que excediesen a los originados por el del año más seco de la serie histórica de aportes empleada para el cálculo del precio de nudo.
- En el caso de una sequía con duración superior a un año hidrológico, el déficit estaba limitado superiormente al que resultaba de simular el primer año de sequía, con los aportes del año más seco de la serie histórica de aportes empleada para el cálculo del precio de nudo. Por año hidrológico se entiende un período de doce meses que comienza en abril.

3.11 Estabilidad del marco regulatorio

En los últimos años las modificaciones más significativas en el marco regulatorio del mercado han sido: (a) la modificación del artículo sobre responsabilidad de los generadores en situaciones de déficit, (b) la resolución 88, que obligó a los generadores a abastecer a las distribuidoras sin contratos de suministro, (c) la Ley Corta I (2004) que principalmente perfeccionó la regulación de la



transmisión eléctrica y su tarificación y redujo a 500 kW el límite mínimo para que los clientes pudieran tener la categoría de “libres”, y (d) la Ley Corta II (2005) que estableció un sistema de licitación pública del suministro eléctrico de las distribuidoras destinado al abastecimiento de sus clientes regulados, cuyos precios son traspasados –con un cierto límite- a los clientes finales.

Sin perjuicio de las modificaciones efectuadas al marco regulatorio, es necesario subrayar que los principios inspiradores de la regulación del sector eléctrico se han mantenido desde el año 1982 y la mayoría de las modificaciones realizadas constituyen perfeccionamientos que han contado con un elevado nivel de aceptación entre los agentes del sector, lo que permite aseverar que el marco regulatorio es razonablemente estable y las situaciones que han afectado negativamente los incentivos a la inversión en generación y transmisión han sido adecuadamente corregidas.

3.12 Referencias

Principales normas y documentos consultados

D.F.L No. 4 del 12 de Mayo de 2006 – Texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

Decreto supremo No. 327 del 10 de septiembre de 1998 – Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Reglamento interno del CDEC - SIC

Sitios web consultados

Comisión Nacional de Energía: <http://www.cne.cl/>

Centro de Despacho Económico de Carga – SIC: <http://www.cdec-sic.cl>



4 COLOMBIA

4.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La expansión de la generación en Colombia resulta del funcionamiento de un mercado de energía mayorista en donde generadores y comercializadores públicos, privados y mixtos, venden y compran energía y potencia en grandes bloques dentro de un marco regulatorio establecido por la CREG y vigilado por la SSPD.

Dentro de este modelo existe un mercado de corto plazo donde los generadores mediante subastas diarias ofertan precios de su energía y un mercado de contratos de largo plazo de carácter financiero, mediante el cual los agentes obtienen cobertura a la alta volatilidad de los precios de la energía. La operación y administración del mercado está a cargo la empresa XM filial de ISA S.A.

Adicionalmente se ha establecido un cargo por confiabilidad que remunera la energía firme de los generadores que contribuyen al abastecimiento en condiciones de hidrología crítica. Esta remuneración proporciona una señal estable de largo plazo para promover la expansión del parque generador en Colombia.

Actualmente el regulador está desarrollando un esquema de mercado organizado regulado (MOR) en el cual, mediante subastas electrónicas públicas centralizadas, la demanda contrataría la energía para cubrir sus necesidades en el Mercado Regulado y/o no regulado. A diferencia de los comercializadores, los generadores concurrirían en forma voluntaria a estas subastas.

En lo que respecta a la actividad de la transmisión, los activos existentes hasta el año 1999 tienen una remuneración que cubre los costos administrar y mantener los activos y remunerar su inversión a costo de reposición a nuevo, con revisión cada 5 años, mientras que para los nuevos proyectos existe un mecanismo de competencia a la entrada que remunera al transportador por períodos de 25 años según su oferta en dicha competencia.

Existe otra fuerza adicional que incentiva estas actividades y es la interconexión del sistema colombiano con los países vecinos.

4.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

4.2.1 Generación

En el mercado eléctrico colombiano los precios spot se determinan a partir de los precios ofrecidos por los generadores, lo cual permite un grado de especulación importante dada la alta componente hidráulica del sistema. Este esquema de mercado genera una alta volatilidad en los precios obligando al establecimiento de un sistema de cobertura financiero a través del mercado de los contratos de compra venta de largo plazo, lo cual lo hace bastante dinámico e interesante para los inversionistas.

Los generadores no pagan cargos por transmisión ni costo de las restricciones de la red.

El sistema de generación colombiano tiene una capacidad instalada de aproximadamente 13,300 MW. En el año 2006, el 77% de la energía generada fue de origen hidráulico y el resto principalmente de centrales térmicas a gas natural. La disponibilidad de generación hidráulica está influenciada fuertemente por la ocurrencia de los fenómenos del Niño.

Colombia tiene tres interconexiones con Venezuela que suman 336 MW de capacidad y dos interconexiones con Ecuador bajo el esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad – TIEs, con 285 MW. Actualmente se encuentra en construcción una interconexión adicional en 220 kV con Ecuador, de 300 MW de capacidad. Las exportaciones de energía bajo el esquema TIEs hacia el Ecuador ascendieron a 1608 GWh durante el año 2006 representando un 3% de la generación bruta del país, en tanto que las importaciones desde Ecuador apenas llegaron a 1.07 GWh.

El estado nacional y los municipios mantienen la propiedad de empresas de generación que corresponden aproximadamente al 53% de la capacidad disponible, de la casi totalidad del sistema de transmisión y de varias empresas de distribución. Existen alrededor de 64 empresas de generación, y la participación de mercado de la mayor empresa privada de generación es de alrededor del 21%. Las empresas integradas verticalmente representan aproximadamente el 60% de la generación y distribución de energía.

La participación de los generadores en el Mercado Mayorista (la bolsa de energía) es obligatoria para los que tengan una capacidad instalada mayor a 20 MW (Resolución CREG-054 de 1994) y optativa para los de potencia entre 10 y 20 MW; están excluidos del mercado los generadores de potencia inferior a 10 MW. (Resolución CREG-086 de 1996).

Los autogeneradores y cogeneradores están sujetos a reglamentación especial (Resoluciones 084 y 085 de la CREG), Los autogeneradores solo pueden

producir para sí mismos, en tanto a los cogeneradores se les permite vender excedentes. Con la Resolución CREG 033 de 2007 los autogeneradores tienen ahora la posibilidad de ofrecer su capacidad excedentaria al mercado, cuando se presenten condiciones de racionamiento.

En el período 2001-2006, la demanda de energía creció a una tasa anual media del 3.3%. La Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía, prevé en sus proyecciones de julio de 2007 tres escenarios de previsión de demanda con tasas de crecimiento del 5.5%, 5% y 3.9% respectivamente, para el horizonte 2006-2010.

En el siguiente cuadro se muestran los proyectos con entrada en servicio en los próximos años, que corresponden en un 80.3 % a proyectos hidráulicos y 19.7 % a térmicos a gas.

| RESUMEN ESTADO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN DESARROLLO Y CONSTRUCCIÓN | | | | | | |
|---|-----------|--------------------|----------------|------------|--------|---|
| PROYECTO | TIPO | NÚMERO DE UNIDADES | CAPACIDAD (MW) | | FECHA | PROCESO ACTUAL |
| | | | A INSTALAR | POR UNIDAD | | |
| EL MORRO | GAS | 3 | 54 | 18 | Jul-07 | En operación unidad 1 con capacidad de 19.9 MW |
| LA CACADA | HIDRO | 1 | 2.3 | 2.3 | Jul-07 | Finalizan obras |
| TERMOGUAJIRA | GAS | - | - | - | Ago-07 | Ingeniería de detalle de precipitadores |
| FLORES IV | GAS VAPOR | | 160 | 160 | Dic-09 | Cierre de ciclo de las turbinas a gas de Flores 2 y 3 |
| TRAS GUARINO | HIDRO | | -- | -- | Jun-10 | Se reiniciaron obras |
| RIO AMOYA | HIDRO | 2 | 78 | 39 | Jul-10 | En desarrollo |
| PORCE III | HIDRO | 4 | 660 | 165 | Sep-10 | En construcción |
| | | | | 165 | Ene-11 | |
| | | | | 165 | May-11 | |
| TRAS.MANSO | HIDRO | | -- | -- | May-11 | En estudio |
| EL MANSO | HIDRO | 1 | 27 | 27 | May-11 | En estudio |
| TOTAL: | | | 981.3 | | | |

Fuente: Informe de Avance Plan de Expansión de Generación y transmisión UPME mayo de 2007

4.2.2 Transmisión

La transmisión, que incluye las líneas de tensión de 220 y 500 kV, constituye un servicio público, sujeto al principio de libre acceso. Existen once empresas de transmisión, tres de ellas con mayoría de participación privada. El 75% de la red pertenece a la empresa estatal Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). Aunque el sistema tiene diversos propietarios, es operado por XM empresa operadora y administradora del MEM, filial de ISA.

La expansión del STN se hace a través de un proceso de convocatoria pública donde cualquier nuevo inversionista puede ofertar para participar en la ejecución del Plan de Expansión propuesto por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

En general la red del STN es bastante enmallada. Las únicas limitaciones en la capacidad de transmisión se presentan cuando ocurren atentados sobre la infraestructura de transporte.

4.3 Señales de precio y mercados para los generadores

4.3.1 Mercado spot

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), liquida las transacciones spot en el mercado, denominado bolsa de energía.

Con un día de anticipación a la operación, cada generador remite diariamente a la bolsa la disponibilidad horaria de sus recursos y una oferta de precio. Con base en esta información, el operador del mercado, mediante un modelo de despacho económico ordena las ofertas de los generadores por orden de mérito de precio ascendente hasta atender la demanda en cada una de las 24 horas. El precio marginal o de bolsa del sistema corresponde al precio de la oferta del último recurso despachado.

Este despacho ideal, uninodal, considera que el sistema de transmisión nacional está perfectamente adaptado y permite el transporte de energía desde cualquier generador a los centros de consumo sin ninguna restricción.

Existe un precio mínimo para las ofertas de energía en el mercado, tanto para la subasta diaria como para las ventas en contratos, que corresponde a la suma de varios cargos. El principal de ellos es el Costo Equivalente Real de Energía - CERE, que permite a los generadores recaudar el valor correspondiente al cargo por confiabilidad, los otros cargos son: Aportes ley 99 de 1993 (Ambiental), el costo del servicio de AGC y el aporte al Fondo de Aportes a las Zonas no Interconectadas – FAZNI.

El nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad definió un límite superior al precio de bolsa conocido como Precio de Escasez el cual es establecido por la Comisión de Regulación y es actualizado mensualmente con base en la variación de un índice de precios de combustibles. Este precio tiene una doble función: por una parte indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme son exigidas, y por otra, es el precio al que será remunerada la energía entregada cuando tales Obligaciones sean requeridas.

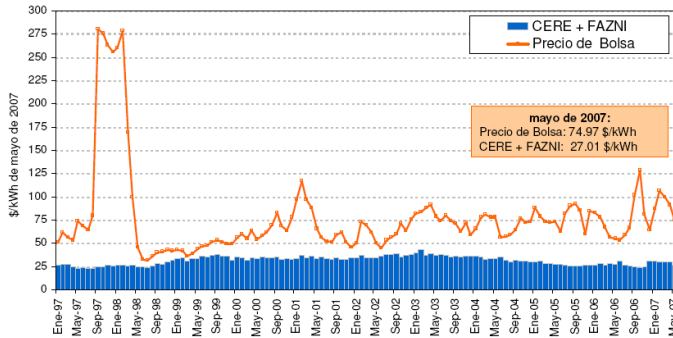
El gráfico siguiente presenta la evolución de los precios medios mensuales de energía en la bolsa de energía (mercado spot de energía), desde 1997, expresados en pesos colombianos de mayo de 2007 por MWh. El tipo de cambio de dicha fecha es aproximadamente 2009 pesos por dólar, por lo que 100 pesos de mayo de 2007 por MWh equivalen a 47.8 US\$/MWh aproximadamente.

Es notorio el período de elevados precios en la segunda mitad de 1997 y primera mitad de 1998, debida a los bajos aportes de las centrales hidráulicas durante el fenómeno de El Niño. Debido a la sobreoferta generada con la contracción económica



del año 1999, los precios estuvieron relativamente bajos hasta el año 2006. A partir del año 2007 la tendencia es alcista como consecuencia del crecimiento de la demanda, el aumento en los precios del gas y la menor entrada de proyectos de expansión de generación.

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE BOLSA



Fuente: Informe Mensual del Mercado de Energía mayorista – XM, Expertos en Mercados, mayo de 2007

4.3.2 Contratos

Los generadores hidráulicos o térmicos no tienen limitaciones en la cantidad de energía que pueden vender en contratos, siempre y cuando puedan respaldar su déficit frente al mercado por medio de garantías líquidas aprobadas por el administrador.

Los generadores pueden realizar contratos bilaterales con los comercializadores y grandes usuarios para el suministro de energía, en condiciones comerciales pactadas libremente.

Los distribuidores no actúan directamente como compradores en el mercado mayorista, sino bajo la figura de comercializadores.

La Resolución CREG 020 de 1996, establece que las empresas que desarrollen en forma combinada la actividad de generación con la comercialización o la de distribución – comercialización, cuya demanda de energía represente el cinco por ciento (5%) o más del total de la demanda del sistema interconectado nacional, no podrán cubrir con energía propia más del 60% de la energía requerida para atender la demanda de su mercado regulado.

Los contratos de energía con destino al mercado regulado deben ser producto de licitaciones públicas.

No existen restricciones a la forma de los contratos siempre que contengan reglas claras que permitan determinar hora a hora las cantidades exigibles bajo el contrato y el precio respectivo. No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales. Las dos modalidades de contratos más comunes son las denominadas: pague lo contratado y pague lo demandado.

4.3.2.1 Contratos iniciales

No existen contratos iniciales en vigor.

4.3.2.2 Mercado de generación para los clientes regulados

Es decisión de cada comercializador, su grado de exposición en el spot, es decir las proporciones en las que compra en contratos y en la bolsa. Actualmente no hay obligación para los comercializadores de contratar anticipadamente cantidades mínimas de energía.

Sin embargo, los comercializadores que abastecen usuarios regulados efectúan normalmente contratos, los que deben realizarse mediante convocatorias públicas, que generalmente se hacen con uno o dos años de anterioridad.

El traslado de los costos a la tarifa de los clientes regulados está establecido en la Resolución CREG 031 de 1997. Existe una fórmula tarifaria regulada mediante la cual se pasan los costos de compra de la energía a la tarifa al cliente final, que premia al comercializador que haga una gestión eficiente de compra (que compre a un costo menor al del promedio del mercado) y castiga al comercializador que por el contrario haga una mala gestión de compra, no permitiéndole trasladar todos los costos a la tarifa al cliente final.

Los costos máximos de compra de energía en el mercado mayorista que el comercializador puede trasladar a sus clientes regulados en las tarifas, se calculan a partir de una ponderación entre los precios de las compras realizadas por el propio comercializador durante un año para abastecer su mercado regulado, y el promedio de los precios de las compras que realizan todos los comercializadores con el mismo fin, dando un peso mayor a las compras realizadas por el comercializador en el último mes.

El principal riesgo del comercializador consiste en no poder pasar el total de los costos de la compra de energía en las tarifas a sus clientes finales.

Existe también el riesgo de contraparte inherente a la celebración de contratos de largo plazo, es decir que no se honren los compromisos por parte del proveedor. El incumplimiento de los contratos expone al comercializador a la volatilidad de los precios de la bolsa o de los precios de oportunidad de un nuevo proveedor.

Actualmente el regulador está desarrollando un esquema de mercado organizado regulado (MOR) en el cual, mediante subastas electrónicas públicas centralizadas, la demanda contrataría la energía para cubrir sus necesidades en el Mercado Regulado y/o no regulado. A diferencia de los comercializadores, los generadores concurrirían en forma voluntaria a estas subastas. Se trataría de subastas realizadas cada tres meses, con un precio único de cierre, por un producto consistente en un contrato financiero estandarizado de energía eléctrica.

4.3.2.3 Mercado de generación para los clientes libres

Los clientes con consumos mensuales mayores a 55 MWh, o demandas máximas superiores a 100 kW, son catalogados como clientes libres, o no regulados. Si bien no acceden directamente a comprar en la bolsa de energía, pueden elegir libremente el comercializador al que compran la energía, y pueden pactar con él libremente los precios de compra. A la bolsa de energía sólo pueden acceder generadores y comercializadores; no obstante, un usuario no regulado podría en teoría formar su propia comercializadora para la compraventa de sus necesidades de energía.

Actualmente existen más de 4500 clientes libres, que consumen aproximadamente el 33% de la demanda de electricidad.

En general la gran mayoría de los usuarios libres están siendo atendidos por generadores-comercializadores. Los plazos mas frecuentes de duración de los contratos de los clientes libres oscilan alrededor de dos años.

Para el abastecimiento a clientes libres los comercializadores pueden optar por comprar la energía en el spot o mediante contratos bilaterales a precios libremente pactados con otros agentes.

4.3.3 Remuneraciones a la capacidad de generación

Hasta noviembre de 2006, el mercado de energía colombiano contaba con un mecanismo que pretendía disminuir el riesgo que enfrentaban los generadores cuando estaban expuestos a transar su energía en el mercado spot, denominado Cargo por Capacidad. El cargo era un mecanismo exógeno a la formación de precios en el mercado, que pretendía garantizar un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuyeran con potencia firme al sistema. Para asignar la Capacidad Remunerable de cada central existente se estimaba su contribución al despacho en el período de verano, en el que las condiciones hidráulicas son más desfavorables, en una simulación de 24 meses, en la que se utilizaba un modelo de largo plazo del sistema de generación.

Tras diez años de aplicación ininterrumpida del Cargo por Capacidad, la CREG diseñó un nuevo esquema, basado en un mecanismo de mercado, denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el primero de diciembre de 2006. El nuevo mecanismo crea las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de suministro 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 determinar qué centrales reciben el Cargo por Confiabilidad, se realiza una subasta en la que participan los generadores, que presentan precios para hacerse cargo de las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe mediante el Cargo por Confiabilidad una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado. 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.

El generador al que se le ha asignado una OEF como resultado de una subasta se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supere un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. El precio de escasez fue en agosto de 2007 de 260.37 pesos por kWh, lo que equivale aproximadamente a 127 US\$/MWh, y está sujeto a indexación.

Teniendo en cuenta que las subastas se ejecutan para adquirir nueva energía firme, éstas solo tienen lugar cuando se estima que la demanda de energía para los tres años siguientes no puede ser cubierta con la energía firme de los activos de generación existentes y la de los que entrarán en operación durante esos tres años. Está previsto que la primera subasta se realizará el 5 de mayo de 2008 para asignar OEF cuya vigencia se inicia el 1º de diciembre de 2012.

Cada generador puede participar en las subastas de las OEF con su Energía Firme para el Cargo de Confiabilidad (ENFICC), que es la máxima energía que la central puede entregar en forma continua, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

El período de vigencia de la obligación adquirida con las OEF, comienza tres años después de realizada la subasta, y su duración la decide el generador. Si es un activo nuevo (al momento de ejecutarse la subasta no se ha iniciado la construcción del mismo) la Obligación que respalde puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de veinte años. Si es un activo especial (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en proceso de construcción o instalación), la Obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de diez años y si es un activo existente (que se encuentra en operación comercial al momento de ejecutarse la subasta), la vigencia de la OEF es de un año.

Para reducir la incertidumbre en los ingresos de aquellos proyectos cuya construcción supera los tres años del Período de Planeación, la CREG incorporó un mecanismo que le permite al inversionista vender parte de su energía firme futura, bajo condiciones



especiales, durante las subastas que ocurren siete, seis y cinco años antes de que la energía firme del proyecto esté disponible.

El generador a quien se le ha asignado una OEF recibirá el Cargo por Confiabilidad durante el período de vigencia de la OEF, haya sido solicitada o no la Obligación. El precio por cada kilovatio hora de la OEF corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su energía firme, y se denomina Precio del Cargo por Confiabilidad. Cuando esta energía es requerida, además del Cargo por Confiabilidad el generador recibe el Precio de Escasez por cada kilovatio hora generado asociado a su OEF. En caso de generar una energía mayor a su Obligación, este excedente se remunera a precio de bolsa.

La reglamentación prevé un Período de Transición, hasta la realización de la primera subasta, en el que el valor del Cargo por Confiabilidad será 13.045 US\$/MWh, sujeto a indexación, y se pagará a todas las centrales existentes en proporción a su energía firme.

4.4 Insumos para la generación

Como se mencionó anteriormente, los principales combustibles empleados para generación térmica en Colombia son el gas natural y el carbón.

El requerimiento de gas por parte del sector termoeléctrico representa actualmente cerca del 30% del consumo total de gas natural en el país.

De acuerdo con las proyecciones de consumo, desde el punto de vista físico, la producción de gas existente es suficiente para abastecer la demanda en todos los sectores, hasta el año 2010, bajo condiciones climáticas normales, pero frente a una mayor demanda de gas para generación térmica, finalmente se presentarán restricciones de abastecimiento por limitaciones de suministro y transporte. Por lo tanto, es necesario asegurar la incorporación de nueva oferta.

Desde el punto de vista comercial, la demanda no regulada que requiere firmeza en el suministro, excederá las cantidades de gas disponibles durante los próximos cuatro años. Lo anterior genera la posibilidad de desarrollar esquemas comerciales alternativos para atender las necesidades de suministro de gas por parte de los consumidores que tengan factibilidad de hacerlo. Por otra parte, las importaciones de gas provenientes de Venezuela a partir del 2012 (de acuerdo con la información recibida del Ministerio de Minas y Energía), incrementarán la oferta de gas, con lo cual podría equilibrarse la oferta y la demanda.

En la situación actual, la oferta de gas natural depende de dos grandes centros de producción ubicados geográficamente en regiones distintas, lo

cual incide no solo en los mercados que puede abastecer, sino en las propiedades fisicoquímicas del gas y por tanto en su forma de producirlo y tratarlo para que pueda ser entregado a los usuarios finales. Con esta perspectiva de corto plazo, las limitaciones para la integración de los mercados del interior y de la costa parece incrementarse, además de señalar explícitamente la presencia de dos monopolios, en los cuales la participación de un mismo agente productor, sugiere una mayor participación de la regulación para evitar posibles abusos de posición dominante.

Los cierres de negocios entre productores de gas y generadores eléctricos continúan teniendo los mismos problemas que afrontaron los proyectos instalados en el interior del país a mediados de la década pasada. Mientras que el productor de gas natural exige un contrato tipo "take or pay" alto (del orden del 70%) por la entrega de gas en condiciones de firmeza garantizada y con penalizaciones en caso de incumplimiento, a una nueva planta térmica se le dificulta garantizar un consumo mínimo alto debido a la incertidumbre sobre su propia despachabilidad. Volúmenes de gas contratados en condiciones diferentes a la firmeza plena, le pueden traer al generador pérdidas económicas considerables (por ejemplo un menor cargo por confiabilidad), si no cuenta con el gas para atender los despachos del Centro Nacional de Despacho (CND).

En el caso del transporte de gas, la red nacional de gasoductos está conformada por dos subsistemas claramente definidos en su propiedad y operación, así como en su funcionamiento. De un lado se encuentra el subsistema de la Costa Atlántica, el cual pertenece a PROMIGAS, empresa privada con una participación de capital extranjero. Por otro lado está el sistema de transporte del interior. El sistema de transporte colombiano cuenta con 3,850 kilómetros de gasoductos aproximadamente, fuera de líneas de distribución.

Otro combustible utilizado en algunas plantas térmicas es el carbón. En el caso de generación térmica a base de carbón, las plantas se construyen cerca de los sitios de producción. El 35% de la producción nacional de carbón se destina a generación eléctrica. La demanda internacional de carbón metalúrgico y de coque, que posibilitó incluso la utilización de carbón térmico en procesos de mezclas, especialmente de carbones bajos en volátiles, generó en el último año escasez, obligando a las centrales a carbón y demás subsectores industriales a asumir precios altos ante la amenaza creciente de desabastecimiento.

Hasta que el Código de Minas estableció la libertad de empresa para la actividad minera, la obligación a los productores de carbón de abastecer la demanda nacional causó desequilibrio en el poder de negociación a favor de los consumidores quienes en muchos casos pagaban el carbón a precios inferiores

a los costos de producción. A partir de 2003 la nueva condición de libertad de empresa sumada a los precios internacionales altos inclinó la balanza hacia los productores por lo que se alcanzó a temer un desabastecimiento en las termoeléctricas a carbón debido a los precios solicitados por éstos últimos. Para evitar abusos de posición dominante como los descritos es necesario crear vínculos de largo plazo entre productores y consumidores que garanticen ingresos adecuados a los primeros y abastecimiento a los segundos.

Actualmente no existen barreras a la entrada de nuevos proyectos de generación hidráulica, por parte de los actuales agentes del mercado.

4.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

De acuerdo con el Plan Energético Nacional 2006-2020 elaborado por la UPME, las estrategias propuestas para implementar el uso de las fuentes no convencionales de energía en la generación de electricidad con destino a las áreas rurales no interconectadas y con el propósito de ser sustentable en el largo plazo son:

- Fortalecer el esquema institucional que propenda por la promoción y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía adecuadas a las necesidades nacionales.
- Promover la participación posible de fuentes de energía renovables, incorporando los incentivos necesarios a través del esquema de gestores o concesiones para las zonas no interconectadas.
- Definir subsidios directos para la energización rural, para las inversiones en proyectos con fuentes no convencionales de energía.
- Reestructuración de subsidios: es importante reestructurar los subsidios energéticos aplicados a las zonas no interconectadas para que puedan aplicarse a las tecnologías renovables.

En el caso del sistema interconectado, además de avanzar hacia la identificación y cuantificación de proyectos potenciales en el país, se debe promover el acceso a mecanismos tipo MDL para obtener recursos que permitan financiar proyectos de energización con base en energías alternativas. Adicionalmente, en Colombia existen una serie de exenciones para proyectos que contribuyen a la eficiencia energética, de tal manera que para aprovechar estos mecanismos se requiere mayor coordinación interinstitucional tanto pública como privada.

4.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

En general el estado de la cartera del sector ha presentado una evolución favorable desde inicios del mercado gracias a la intervención directa del Estado en el pago de deudas de empresas oficiales, a los pasivos asumidos por agentes privados que han invertido en el sector y a los acuerdos de pago tanto bilaterales como de mercado suscritos entre agentes y el administrador.

Adicionalmente se han adoptado garantías bancarias y esquemas de prepago para los agentes que participan en el mercado, igualmente se han diseñado mecanismos que mitigan el riesgo de cartera como la limitación de suministro (Resolución CREG 116 de 1998), que restringe el flujo de energía a los clientes de las empresas comercializadoras que no paguen sus obligaciones a otros agentes y la limitación de la energía en bolsa (Resolución CREG 001 de 2003) destinada a generadores y comercializadores morosos cuya compra en bolsa no este destinada a atender usuarios finales.

4.7 Comercio internacional de energía

El comercio internacional con Ecuador actualmente está operando bajo el esquema de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIEs. Se trata de transacciones spot de corto plazo, ya que no existe aún un mercado de contratos de largo plazo entre ambos países.

Las TIEs se realizan en el marco de la Decisión CAN 536, de la Comunidad Andina de Naciones que reglamenta el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina.

En su mayoría las transacciones se han dado en el sentido de exportaciones de Colombia a Ecuador, siendo significativas para los ecuatorianos y marginales para Colombia. A partir del año 2006 las exportaciones se han reducido considerablemente como resultado de la competitividad de los mercados y algunas medidas tomadas en el Ecuador.

Por otra parte, existe una interconexión con Venezuela (Circuito Cuestecitas – Cuatricentenario) que sin bien no opera bajo el esquema de TIES, ofrece confiabilidad y seguridad en el abastecimiento de la zona de la Costa Atlántica Colombiana.

La Decisión CAN 536 estableció el marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina. Las principales reglas establecidas son:

- Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados



nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.

- Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
- El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
- Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
- La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
- Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.
- Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada País, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.
- Los Países Miembros permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
- Los Países Miembros promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
- Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
- Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.
- Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo, producto de los flujos

físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

4.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

La Unidad de Planeación Minero-energética - UPME es la entidad encargada de la planeación del Sistema de Transmisión Nacional STN; debe identificar los refuerzos y ampliaciones del sistema.

El Plan de Expansión propuesto por la UPME y sujeto a la revisión del Comité Asesor de Planeación de la Transmisión donde participan diversos agentes de la industria, es finalmente adoptado por el Ministerio de Minas y Energía.

La CREG estableció los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del STN y la metodología para determinar el ingreso regulado por concepto del uso del Sistema.

Para los nuevos proyectos existe un mecanismo de competencia a la entrada, que permite al regulador obtener el costo eficiente de la infraestructura, con el que se remunerara al transportador. Los proyectos de expansión son ejecutados por inversionistas seleccionados a través de licitaciones públicas, cuyo ganador recibe la remuneración que ha ofertado por un período de 25 años. El mecanismo de las licitaciones públicas le permite al regulador obtener la información que luego es considerada en los siguientes períodos de regulación de los cargos por uso del STN.

Una vez construidos los proyectos, la CREG los incorpora dentro del Ingreso Regulado del Sistema del STN.

Los cargos del STN regulados aprobados son pagados por los comercializadores, quienes luego los trasladan directamente a las tarifas a los clientes finales.

La Resolución CREG 034 de 2001 intervino las ofertas de generación forzada (fuera de mérito de despacho) para suplir las restricciones del STN; sin embargo, este problema solo ha afectado a las centrales que suplen estas restricciones, en las ocasiones en que el precio de oferta de las plantas está por encima del precio del despacho económico.

4.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

4.9.1 Planes para la generación y la transmisión

Existe una planificación indicativa de la generación. La misma es realizada por el CND, en cuanto se refiere a obras que levanten o mitiguen restricciones

de transmisión, y por la UPME, que realiza anualmente un plan a 10-15 años.

Como ya se indicó, existe un plan de expansión de la red de transmisión, de carácter normativo, realizado por la UPME, y para garantizar la ejecución de los proyectos incluidos en ese plan, el Ministerio de Minas y Energía elabora los pliegos de condiciones para la realización de una convocatoria pública por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión.

4.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transporte

No existen incentivos arancelarios o impositivos ni fondos específicos para la expansión de la generación y el transporte.

4.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

Constitucionalmente, el Estado es el responsable de los servicios públicos. La regulación contempla penalidades para los agentes transportadores y distribuidores. Para el caso de los generadores existen los compromisos de energía firme contemplados en el cargo por confiabilidad. Las empresas de servicios públicos pueden ser intervenidas por la Superintendencia de Servicios Públicos en caso que se ponga en riesgo la prestación del servicio.

Las normas legales y regulatorias no establecen específicamente procedimientos para el poder público en caso de eventual falta de respuesta del sector privado. Sin embargo, la ley establece la responsabilidad del Estado en la prestación del servicio eléctrico: “El Estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá los siguientes objetivos en el cumplimiento de sus funciones: a. Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente...”. De lo anterior se desprende que ante necesidad manifiesta, los poderes públicos estarían habilitados a tomar medidas para asegurar el suministro.

4.10 Requisitos ambientales para la entrada en servicio de instalaciones

Actualmente no se conoce el caso de algún agente que por este tipo de limitación haya desistido de realizar algún proyecto de generación o transmisión.

4.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

4.11.1 Costo de falla

Los costos de falla empleados en la optimización del despacho dependen de la profundidad del racionamiento, según la tabla siguiente.

Costo Incremental operativo de Racionamiento de Energía

| | COSTO | \$ / kWh | US\$/kWh |
|------------|------------------------|----------------|-------------|
| Umbral | CRO1 | 548,17 | 0,28 |
| | CRO2 | 993,93 | 0,51 |
| | CRO3 | 1743,03 | 0,89 |
| Segmento 4 | CRO4 | 3451,63 | 1,76 |
| | CRO1(Estrato 4) | 423,15 | 0,22 |

En caso de Racionamiento Programado o de Emergencia los agentes continúan ofertando en la Bolsa de acuerdo con las reglas vigentes. El precio de Bolsa de Energía horario en la hora j del día i , es igual al precio ofertado por la planta o unidad marginal en el nivel de generación conforme al despacho ideal para atender la demanda comercial para esa hora. La liquidación de las transacciones se efectúa con las reglas vigentes.

4.11.2 Normas sobre aplicación del racionamiento

Existe un Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG 119 de 1998), elaborado por la CREG, para las situaciones críticas de abastecimiento, en el que se establecen los criterios de selección de circuitos de distribución para la aplicación del racionamiento, según la naturaleza de los consumidores. Por ley, cuando exista déficit de energía en el SIN que obliguen a declarar racionamiento, éste debe repartirse entre todas las regiones del país. La guía de prioridades para aplicar la interrupción: clientes residenciales, oficiales, comerciales e industriales exceptuando los usuarios no regulados, y por último usuarios no regulados.

4.11.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

El racionamiento es solidario. En el caso de racionamiento por incumplimiento en la entrega de la energía firme por parte de los generadores existe penalización al respecto.

No existen multas reguladas ante situaciones de racionamiento declarado, que deban pagar los comercializadores a los clientes regulados. En cuanto a los clientes libres, las multas pueden resultar de los contratos negociados entre comercializador y cliente.



4.12 Estabilidad del marco regulatorio

El mercado colombiano para la generación, ha sido en general bastante estable. Se espera que los cambios regulatorios recientes que introdujeron el cargo por confiabilidad estén dando las señales necesarias para que se hagan inversiones en la expansión del sistema. En el pasado ha habido algunas señales como la Resolución CREG 034 de 2001 que intervino las ofertas de la generación forzada (fuera de mérito de despacho) para suplir las restricciones del sistema que fueron muy mal recibidas por las empresas generadoras, lo mismo que los cambios en los parámetros de la hidrología utilizada para estimar el cargo por capacidad que se asignaba a los agentes generadores.

La regulación del negocio de la transmisión se considera de la misma forma coherente y estable; las inversiones se vienen dando de acuerdo con las necesidades.

Dentro de la agenda de la Regulación existen proyectos en línea con la consolidación del mercado, como el desarrollo del cargo por confiabilidad en la generación, el plan de expansión en transmisión y la revisión de los cargos de distribución y comercialización, lo mismo que la fórmula tarifaria.

4.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

Con la culminación de la regulación del Cargo por Confiabilidad en el año 2006 el trabajo actual y futuro se centra en el desarrollo y la implementación del modelo.

4.14 Referencias

4.14.1 Principales normas y documentos consultados

Resolución CREG 020 de 1996

Resolución CREG 116 de 1996

Resolución CREG 111 de 2000

Escenarios de proyección de la demanda de energía eléctrica, julio de 2007. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Ministerio de Minas y Energía.

Plan Energético Nacional – Contexto y Estrategias 2006-2025 - Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

La Cadena del Gas Natural – Documento UPME, Febrero de 2007

La Cadena del Carbón - – Documento UPME, Noviembre de 2005

Análisis de la situación de abastecimiento interno de Gas Natural en el corto, mediano y largo plazo. Documento para discusión, Documento CREG-046 de junio de 2007

Comportamiento energético en Colombia – 2001. UPME

4.14.2 Sitios web consultados

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): <http://www.creg.gov.co>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): <http://www.upme.gov.co>

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P: <http://www.xm.com.co/>

5 ECUADOR

5.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) de octubre de 1996 estableció una nueva estructura y funcionamiento del sector, creando el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con segmentación horizontal y vertical de la industria, y permitió la posibilidad de participación privada en cada segmento del sector, abriendo la generación a la competencia. Sin embargo, es a partir de abril de 1999 cuando se da inicio al funcionamiento del MEM, bajo los principios establecidos en la LRSE y en la normativa de detalle dada por el Organismo Regulador.

En principio, la LRSE y la normativa de detalle, asignan la responsabilidad directa de la expansión en la generación al sector privado, a partir de iniciativas del Regulador a través del plan referencial de expansión, o de los propios privados. No obstante, en la actualidad la mayoría de empresas de distribución y los principales generadores del mercado, están bajo el control del Fondo de Solidaridad (ente estatal).

A partir de septiembre de 2006, a través de una reforma a la LRSE, se estableció la obligación de que los distribuidores contraten por lo menos el 70% de su demanda, a través de contratos de compraventa de energía con generadores. Esta disposición está en proceso de implementación.

El sistema de transmisión es administrado bajo la figura de un monopolio natural a nivel nacional a través de una única empresa, TRANSELECTRIC, la que prepara su plan de expansión decenal y lo somete a la aprobación del Organismo Regulador, el CONELEC. La tarifa de transmisión asegura al transportista el cobro de una anualidad de inversión, y costos de operación y mantenimiento de los activos en servicio y la remuneración de las inversiones de expansión a una tasa regulada.

5.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

5.2.1 Generación

La potencia efectiva por tipo de central a diciembre de 2006, se presenta en la figura 1.

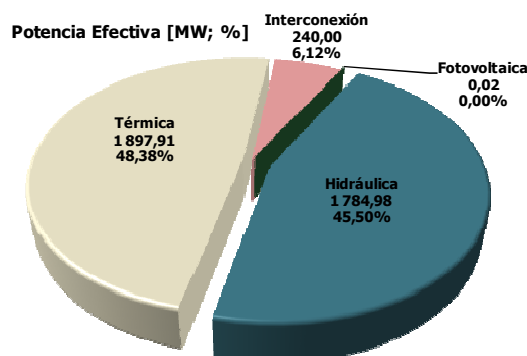


Figura 1

Como se puede apreciar en la figura 1, el componente de generación térmica es equivalente a la generación hidráulica, razón por la que los costos marginales de generación son altos, considerando que las centrales térmicas en su gran mayoría, consumen combustibles líquidos.

La demanda de energía ha mantenido una situación de crecimiento sostenido durante los cinco últimos años, con tasas entre el 5% y 7% en todos los años. Para el año 2007 se prevé una demanda total a nivel de generación de 15657 GWh.

El aporte hidráulico se basa en su mayor parte en la generación de la central hidroeléctrica Paute (1075 MW), cuya cuenca hidrográfica presenta una marcada reducción de sus caudales entre los meses de octubre a marzo, ocasionando con ello una disminución de su generación y los consiguientes riesgos de abastecimiento. Esta central representa alrededor el 40% de la capacidad instalada. El problema se agrava aún más por el estado del parque termoeléctrico, que debe operar a su máxima capacidad en la época de estiaje, y que está compuesto por centrales de bajo rendimiento y antigüedad considerable, con probabilidades de falla altas.

Desde el inicio del funcionamiento del mercado, la incorporación de nueva generación ha sido muy escasa. Se puede destacar, la central MachalaPower⁴ (130 MW) que consume gas natural, la central hidroeléctrica San Francisco⁵ (212 MW) que toma las aguas turbinadas de Agoyán y la barcaza de Termoguayas Generation⁶ que consume residuo de petróleo. El próximo año, se prevé la incorporación de

⁴ Inversión privada.

⁵ Inversión pública con pequeña participación privada.

⁶ Inversión privada.

la central de generación hidroeléctrica Mazar⁷, con una capacidad de 180 MW, pero cuyo aporte más importante está relacionado con el almacenamiento de agua para la operación de Paute, que se encuentra aguas abajo, especialmente en la época de estiaje.

De los análisis realizados en el país, se prevé que para inicios del año 2013, entraría en operación el proyecto hidroeléctrico Coca-Codo-Sinclair con 1500 MW. Para esa fecha aproximadamente, también se ha previsto la entrada en operación de dos proyectos hidroeléctricos adicionales: Sopladora (312 MW) y Minas – La Unión (337 MW). Es necesario señalar que para estos tres proyectos no se ha determinado aún el esquema definitivo para el financiamiento.

Con relación a los costos marginales, a partir de agosto de 2005 en que se homologó los costos de los combustibles líquidos para todos los sectores económicos del país, los costos marginales se redujeron prácticamente a la mitad. La estadística del primer semestre del 2007, se presenta en la figura 2.

5.2.2 Transmisión

Existe una única empresa de transmisión, Transelectric, con 100% de propiedad estatal, que a diciembre de 2006 disponía de 33 subestaciones, que incluyen dos de seccionamiento y 2 móviles, con una capacidad de transformación máxima de 6573,21 MVA, de los cuales 5964,04 MVA operaron y 627,17 estuvieron en reserva.

Para el transporte de la energía dentro del Sistema Nacional de Transmisión -SNT-, la Empresa de Transmisión utilizó 3.182,62 km de líneas de transmisión funcionando a 230 kV (1.532,20 km), a 138 kV (1.435,92 km) y a 69 kV (214,50 km). Las pérdidas por transmisión, referidas a la energía bruta producida e importada se ubicaron en 447,86 GWh (2,73%).

De acuerdo a las liquidaciones efectuadas en el mercado, el precio medio de transmisión se ubicó en 0.71 cUSD/kWh.

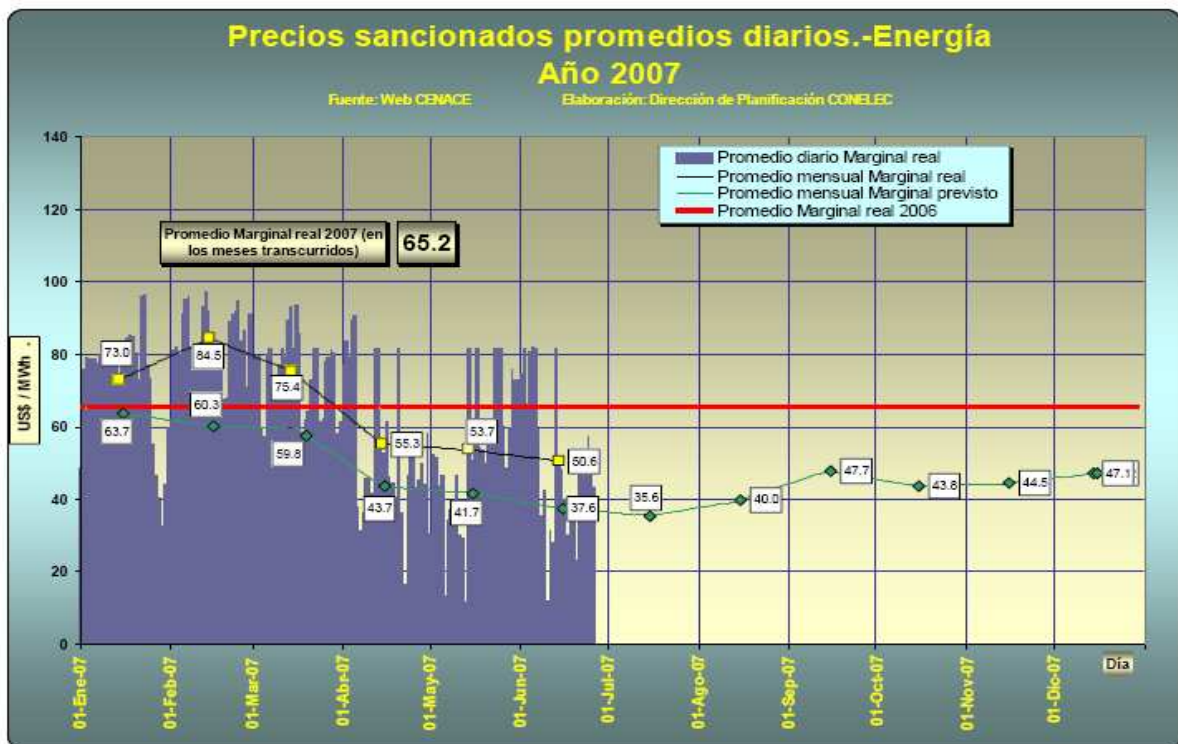


Figura 2

Con la expansión prevista en los próximos 5 años, los costos marginales se ubicarían entre los 10 y 20 USD/MWh.

La configuración actual del SNT permite evacuar sin restricciones, excepto por voltajes, la generación disponible de la central Paute. Sin embargo existen problemas puntuales de restricciones operativas. A futuro, con la incorporación de las nuevas centrales de generación, especialmente Coca-Codo-Sinclair, se está estudiando la posibilidad de construir una red de transmisión a 500 kV. El detalle del sistema de transmisión, se lo muestra en la figura 3.

⁷ Inversión pública con pequeña participación privada.



5.3 Señales de precios y mercados para los generadores

5.3.1 Mercado spot

La formación de los precios spot resulta de un despacho económico, en el cual no intervienen los sobrecostos operativos originados por congestiones en la red de transmisión, ni tampoco las inflexibilidades operativas de las unidades de generación. La operación de los embalses tiene lugar en forma centralizada y se emplean en el despacho costos variables auditados para las centrales térmicas.

Los costos marginales y por lo tanto los precios spot presentan una estacionalidad y aleatoriedad muy marcada, de acuerdo a lo que se presenta en la figura 4.

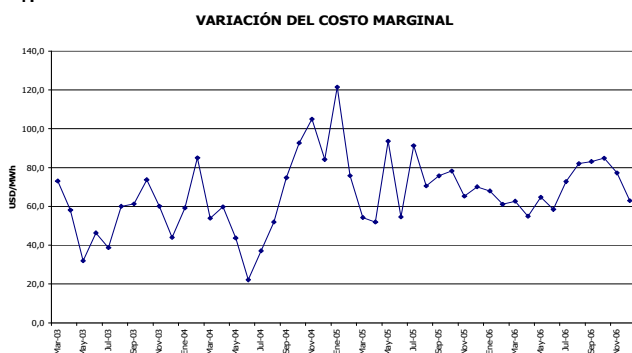


Figura 4

En épocas de estiaje de las centrales hidráulicas de la cuenca oriental (vertiente amazónica) los costos marginales en el mercado alcanzan valores muy altos. En los periodos de alta hidraulicidad, los costos marginales de mercado son impuestos por las plantas hidráulicas, con lo cual se presentan valores bajos de la energía, especialmente para horas fuera del pico.

No se aplican límites al costo marginal para la determinación del precio del mercado spot.

5.3.2 Contratos

Los generadores hidroeléctricos no pueden comprometer una producción mayor de aquella proveniente de su energía firme anual, que es distribuida en cada mes tomando en cuenta la variación hidrológica y los periodos de mantenimiento respectivos. La energía firme de las plantas hidroeléctricas se define como la producción efectiva, en un período dado, que en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad del reservorio, asegure una probabilidad de excedencia del 90% anual.

No obstante, existe una norma transitoria aplicable a los generadores de propiedad del Fondo de Solidaridad⁸, hidroeléctricos y térmicos a vapor, que los obliga a vender el 100% de su producción en

⁸ Tenedor de las acciones del Estado en las Empresas de Generación, Transmisión y Distribución.



contratos a plazo a las Empresas de Distribución, en forma proporcional a su demanda.

5.3.2.1 Contratos iniciales

Como se indica en el último párrafo del numeral anterior, de manera transitoria se ha establecido la obligación para los generadores de vender el 100% de su energía en contratos a plazo con las empresas distribuidoras, respetando los contratos suscritos con grandes consumidores previamente.

Esta disposición se está aplicando desde hace algunos años, con variaciones del porcentaje de contratación, a través de una disposición reglamentaria, pero a partir de septiembre de 2006, con las Reformas a la LRSE, se incluyó una disposición transitoria a nivel de Ley, por la cual se establece esa obligación para los generadores hidroeléctricos y turbovapor pertenecientes al Fondo de Solidaridad.

No se establece explícitamente la fecha de terminación de esta disposición transitoria, dejándola al acuerdo de los generadores y distribuidores.

La mayoría de empresas de distribución y los principales generadores del mercado, están bajo el control del Fondo de Solidaridad (ente estatal), razón por la que los contratos suscritos en ese marco tienen por objeto reducir el precio promedio de compra de los distribuidores en el mercado, el déficit por el rezago tarifario, y mejorar la liquidez en el mercado.

5.3.2.2 Mercado de generación para los clientes regulados

Las reformas legales de septiembre de 2006, consideran la obligación de las empresas distribuidoras, durante un periodo de cinco años, de comprar, en contratos a plazo, la energía para cubrir por lo menos el setenta por ciento (70%) de su demanda anual.

En estas condiciones los contratos seguirán siendo de libre acuerdo entre las partes, en especial en lo referente al precio, aspecto sobre el cual no existe ninguna normativa. No obstante en la práctica, al depender el oferente y el demandante de un mismo ente estatal, el Fondo de Solidaridad, y dadas las condiciones de liquidez del mercado y el rezago tarifario, el precio de los contratos resultará fijado administrativamente.

La normativa establece que el precio que los distribuidores pueden trasladar a las tarifas como resultado de las compras en el mercado mayorista, es el precio referencial de generación, con sus dos componentes: energía y potencia. Para el caso de los contratos cuyos precios fueron fijados administrativamente, éstos no son precios trasladables al usuario.

El componente de energía del precio referencial de generación se determina con base al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un periodo de simulación de cuatro años, del despacho económico de mínimo costo. Por lo tanto, los precios de los contratos que celebren los distribuidores, no se trasladan a los usuarios regulados.

El precio referencial de la potencia resulta de los costos fijos de inversión, operación y mantenimiento de la unidad más económica para proporcionar potencia de punta o reserva de energía. El tipo de unidad, sus costos y vida útil a considerar son definidos cada cinco años por el CONELEC. Actualmente se considera una turbina a gas de ciclo abierto, dando como resultado un precio unitario de potencia de 5.7 USD/kW-mes.

Los pliegos tarifarios incluyen reajustes automáticos de las tarifas hacia arriba o hacia abajo debido a cambios excepcionales e imprevistos de costos que no puedan ser directamente controlados por el concesionario. Los reajustes se aplican si la variación de las tarifas es superior o inferior al 5% del valor vigente a la fecha de cálculo.

Debido al esquema monetario adoptado en Ecuador, desde el año 2000, en que la moneda de libre circulación es el dólar de los Estados Unidos de América, el riesgo inflacionario y el cambiario, se han mitigado considerablemente.

5.3.2.3 Mercado de generación para los clientes libres

Para ser calificado como gran consumidor libre, un consumidor debe registrar un valor promedio de demandas máximas mensuales igual o mayor a 650 kW, durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual de 4500 MWh en los doce meses anteriores al de la solicitud.

Para el caso de personas naturales o jurídicas, que tengan diferentes instalaciones dentro del área de concesión de una Empresa Distribuidora, se considerarán la demanda máxima coincidente y la suma de los consumos de las diferentes instalaciones. Para el caso de los parques industriales, cuyas instalaciones se encuentran concentradas en un mismo sitio, la demanda máxima coincidente y la suma de los consumos de dichas instalaciones deberán ser las que consideren para el cumplimiento de los requisitos establecidos.

Los grandes consumidores tienen la posibilidad de efectuar transacciones en el mercado, sea a través de

contratos, importar energía de los países vecinos⁹ y comprar en el mercado spot.

Los grandes consumidores se han visto limitados en su capacidad de contratar energía con los generadores, ya que la oferta de generación es muy limitada, debido a la falta de inversión en este segmento y los generadores hidroeléctricos, en su gran mayoría propiedad del Fondo de Solidaridad, tienen la obligación de vender prioritariamente a los distribuidores.

5.3.2.4 Medidas en caso de no cumplimiento de las obligaciones de contratar

La obligación de contratar por parte de los distribuidores, es una medida establecida en las reformas legales de septiembre de 2006, y que se ha venido implementando paulatinamente, razón por la que no existe mayor experiencia con relación a este tema.

5.3.3 Remuneraciones a la capacidad de generación

Los generadores reciben un pago mensual por capacidad, bajo el concepto de la Potencia Remunerable Puesta a disposición (PRPD).

Para las plantas hidroeléctricas existentes y para efectos de este cálculo, se toma la estadística operativa de producción de energía de los últimos diez años, para todos los períodos noviembre – febrero. Basándose en ella, se calcula la producción de energía promedio de las plantas, en cada uno de los meses del período noviembre – febrero, producción que considera el efecto de la operación del embalse.

Para las unidades termoeléctricas la potencia media corresponde al promedio de la potencia efectiva disminuida por efecto de los mantenimientos declarados por los Agentes y aprobados por el CENACE, para el período noviembre – febrero. Los costos variables de las unidades termoeléctricas corresponden a los declarados para el mes de septiembre de cada año.

El precio unitario para remunerar la PRPD es igual al costo unitario mensual de capital, más costos fijos de operación y mantenimiento, de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta. El costo mensual de capital se determina con el factor de recuperación del capital, considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. La remuneración por potencia se la realiza mensualmente con el precio unitario de potencia, cuyo valor actual es de 5.7 US\$/kW-mes.

Las plantas o unidades que cubren la demanda máxima tienen derecho a recibir remuneración por potencia durante un año. Adicionalmente, se cubre mediante el mismo procedimiento una reserva técnica cuya magnitud es determinada por el CENACE (operador del sistema) trimestralmente. La potencia requerida para la reserva, se remunera de manera segura sólo durante el trimestre correspondiente.

El cálculo para determinar el monto de potencia a remunerar a los generadores, se realiza sin considerar si estos tienen o no contratos, únicamente se evalúa su disponibilidad para cubrir la demanda máxima más la reserva, para el período más crítico del sistema desde el punto de vista energético.

Por otra parte si una central tiene un contrato que incluye un pago por potencia, el monto de potencia a remunerar por el contrato es descontado de la remuneración que le corresponde hacer al mercado.

5.4 Insumos para la generación

El abastecimiento de combustible para las centrales térmicas, se realiza a través de PETROCOMERCIAL, filial de la empresa estatal PETROECUADOR.

Los tipos de combustibles más utilizados son el diesel, que se importa en parte, el bunker de producción nacional y la nafta, que igualmente se importa en parte. En determinadas circunstancias en que la producción nacional ha disminuido se presentaron problemas en el abastecimiento local, debido a demoras en las importaciones respectivas.

Adicionalmente, los generadores no poseen una infraestructura de almacenamiento de combustibles que les permita operar de manera autónoma, razón por la que se recurre a la infraestructura de la estatal petrolera, que también presenta dificultades porque el combustible debe también ser destinado a otros sectores. Por lo tanto no existe un mercado competitivo para los combustibles líquidos.

En relación con el gas natural, el país cuenta con una sola central, la de Machala Power, cuyo proveedor de gas es una empresa que tiene vínculos empresariales con el generador. No existe por tanto, al menos hasta la fecha, un mercado competitivo en la explotación y transporte de gas natural para generación.

Con referencia a los generadores hidroeléctricos, la principal barrera para su entrada en operación, constituye la oposición de grupos ecologistas que consideran que la construcción de un embalse acarrea serios problemas ambientales. Esta posición es respaldada por los habitantes de los sectores en los que están ubicados los proyectos de generación.

⁹ Si bien existe como posibilidad, aun no se ha implementado el esquema de los contratos intracomunitarios de electricidad, como se indica en el punto 7. Comercio Internacional de Energía.



5.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

La generación con fuentes renovables no convencionales tiene un despacho preferente y obligatorio dentro del MEM. Para remunerar la producción de este tipo de plantas, el CONELEC ha establecido precios para cada una de estas tecnologías (solar, eólica, biomasa y geotérmica), que son superiores a los costos marginales de mercado. Adicionalmente, las centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW, también forman parte de esta categoría de generadores y se les ha asignado un precio preferente.

El sobre costo ocasionado por el despacho de las fuentes no convencionales, lo asumen los distribuidores y grandes consumidores, en proporción a la energía retirada del mercado. Se ha establecido un techo para la participación de esas fuentes que equivale al 2% (60 MW aproximadamente) de la capacidad de los generadores instalados en el MEM.

5.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

El inicio del MEM coincidió con el periodo de mayor crisis económica y política del Ecuador, pues se registraba una inflación y devaluación aceleradas y gran inestabilidad política, que provocó un mayor deterioro en el sector eléctrico, reduciendo las tarifas en un 54%.

La normativa emitida, en concordancia con la Ley, se considera suficiente y adecuada. Sin embargo, la presencia de un ambiente con distorsiones técnicas y económicas ha dado algunos resultados negativos, como por ejemplo, la deuda de las distribuidoras con los generadores y el transmisor, causada por la insuficiencia tarifaria y la deficiente gestión de varias empresas, que a la fecha sobrepasa los 1000 millones de dólares.

Esto genera un ambiente de incertidumbre y riesgo para los potenciales inversionistas, que por un lado observan una señal económica de mercado atractiva, a través del costo marginal, pero por otro perciben el riesgo de recuperar las ventas que se realicen en el mercado, sea a través de contratos o en el mercado de corto plazo.

Los problemas de liquidez en el mercado han ocasionado que en el país existan algunos cuestionamientos severos a la continuidad del modelo de mercado, basado en la teoría marginalista.

5.7 Comercio internacional de energía

El 1 de marzo de 2003, se iniciaron las transacciones internacionales entre Ecuador y Colombia, sobre la base de la Decisión 536 de la Comisión de la

Comunidad Andina y de la normativa de detalle emitida en cada país.

La importación, especialmente en los tres primeros años de intercambio, llegó a representar aproximadamente el 12% del abastecimiento energético de la demanda, lo cual sin duda incrementó la seguridad de abastecimiento para Ecuador, considerando adicionalmente la escasa inversión en nuevas centrales de generación.

Con referencia a los mecanismos para la realización de transacciones internacionales, la Decisión 536 establece dos: mercado de corto plazo y contratos intracomunitarios de electricidad. Desde el inicio de las transacciones con Colombia y hasta la fecha, a nivel de Organismos Reguladores no ha existido acuerdo sobre el mecanismo de liquidación de los contratos intracomunitarios, razón por la que, sólo operan las transacciones de corto plazo.

En cuanto a la construcción de los enlaces internacionales, la Decisión 536 establece la obligatoriedad de que se realice una planificación coordinada con una visión de integración regional.

Debe señalarse que existe un enlace entre Ecuador y Perú, pero que no se ha puesto, aún, en operación comercial, debido a la falta de acuerdos en la aplicación de las reglas comerciales; ha operado solamente en condiciones de emergencia.

Finalmente, sobre este tema, es necesario señalar que el Ecuador, dentro de los Organismos de la Comunidad Andina, ha planteado una revisión al esquema comercial implementado con Colombia, en particular, la asignación entre los dos países de las Rentas de Congestión que se generan en las redes de interconexión.

5.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

De conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se ha conformado una sola Empresa de Transmisión para operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión, TRANSELECTRIC, de propiedad pública. El transmisor debe permitir, mediante el cobro de un peaje fijado por el CONELEC, el libre acceso de los generadores, distribuidores y grandes consumidores. Adicionalmente, según lo establecido en el Art. 33 de la mencionada Ley, el transmisor tiene la obligación de expandir el sistema basándose en planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.

La tasa de descuento utilizada para la fijación de tarifas al usuario final, tarifa de transmisión y peajes de distribución, es determinada por el CONELEC. Una vez aprobado el plan de expansión por parte del CONELEC, se procede a establecer la tarifa de transmisión, que cubre la totalidad de los costos de anualidad de inversión, operación y mantenimiento de

las instalaciones existentes y de las comprendidas en el Plan de Expansión.

La remuneración de las obras incluidas en el plan de expansión corresponde a toda la demanda.

La expansión del sistema de transmisión ha tomado en cuenta un proceso que prioriza un plan de contingencia para controlar en forma urgente las restricciones operativas que han sido identificadas y paralelamente, el desarrollo de proyectos de mediano y largo plazo, para atender el crecimiento de la demanda y la oferta en forma confiable y utilizando criterios de eficacia y eficiencia, tomando en cuenta que se trata de un servicio bajo un régimen de exclusividad regulada.

El Reglamento para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución permite la iniciativa de los usuarios en los proyectos de ampliación de la red de uso común, siempre y cuando, de la evaluación que realice el transmisor y el CENACE, se determine que el nuevo vínculo conviene al sistema en su conjunto. Desde el inicio del funcionamiento del MEM, no se tiene experiencia en la expansión del SNT por solicitud de un determinado agente.

No se tiene previsto que los agentes puedan reservar capacidad de transmisión. Tampoco están contemplados los derechos físicos o financieros de congestión para líneas de transmisión. Las congestiones en las líneas son tratadas como restricciones operativas y resueltas administrativamente por el Operador del sistema.

5.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

5.9.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

El CONELEC tiene como una de sus funciones elaborar el Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía eléctrica, en particular el plan de generación. Con ese fin el CONELEC debe mantener actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público, concesionadas de acuerdo al Reglamento de Concesiones.

El plan de expansión de la transmisión, lo elabora el transmisor y lo aprueba el CONELEC. Es de cumplimiento obligatorio para el transmisor.

5.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transmisión

No existen este tipo de incentivos para la expansión de la generación o transmisión.

5.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

Como lo establece la Ley, una vez que el CONELEC estructura el Plan Maestro de Electrificación, con la identificación de los proyectos de generación que permitan asegurar el suministro eléctrico, dichos proyectos pueden ser desarrollados directamente por el Estado o concesionados al sector privado. Para el primer caso, el estado podría participar solo o asociarse con otros actores para cumplir con tal fin.

Los dos mayores proyectos hidroeléctricos que se han concretado recientemente, San Francisco y Mazar, en su mayoría han sido financiados con recursos de empresas de generación que operan en el derecho privado, pero que son de capital estatal, Hidroagoyán e Hidropaute, respectivamente.

5.10 Requisitos ambientales para la entrada en servicio de instalaciones

Con anterioridad a la ejecución de las obras destinadas a la generación, transmisión o distribución, se debe cumplir con las normas existentes de preservación del medio ambiente, en particular, el Reglamento Ambiental para actividades eléctricas.

Los interesados deben presentar un Estudio de Impacto Ambiental para consideración del CONELEC o del Ministerio del Ambiente, según sea el caso. Una vez cumplido el trámite de aprobación del Estudio y para el inicio de toda actividad que suponga riesgo ambiental, se debe contar con la licencia ambiental respectiva otorgada por el Ministerio del Ambiente.

Últimamente, el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad, se ha visto afectado por la intervención de organizaciones ecologistas y moradores del sector en el que se ubican los proyectos, que se oponen a la construcción o ampliación de los mismos, debido a probables afectaciones al ambiente.

5.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

5.11.1 Costo de falla

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento para el funcionamiento del MEM, le corresponde al CONELEC definir el valor del costo de la energía no



suministrada (CENS), en función creciente a la magnitud del déficit.

Hasta tanto el CONELEC realice los estudios que permitan determinar el CENS, se está utilizando provisionalmente el valor de 300 US\$/MWh, sin escalones de profundidad de la falla.

En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, el costo marginal de mercado, será determinado por el costo de energía no suministrada.

5.11.2 Normas sobre aplicación del racionamiento

Mediante Regulación, el CONELEC estableció los procedimientos para la operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación así como el manejo de los racionamientos de servicio eléctrico.

El CENACE distribuye, en la programación semanal, el déficit de generación entre todas las Empresas Distribuidoras, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Demanda de energía de la Empresa Distribuidora, excluido los Grandes Consumidores activos, considerada en la Planificación Operativa Energética.
- Pérdidas Totales de energía en el año inmediatamente anterior.
- Facturación y recaudación de cada Distribuidor a sus consumidores regulados en el año inmediatamente anterior.

Para la distribución del déficit el CENACE aplica la siguiente expresión:

$$DFD_i = DFT_{SNI} \left[FRE \left(\frac{DED_i}{\sum_j DED_j} \right) + FRRF \left(\frac{DRF_i}{\sum_j DRF_j} \right) + FRP \left(\frac{PED_i}{\sum_j PED_j} \right) \right]$$

donde:

DFD_i = Déficit de energía asignado a la Empresa Distribuidora "i" [MWh]

DFT_{SNI} = Déficit total a nivel del SNI determinado por el CENACE [MWh]

FRE = Factor de repartición por demanda de energía [p.u.]

DED_i = Demanda de energía para cada Distribuidor "i" determinado por el CENACE en la Planificación Operativa [MWh]

$FRRF$ = Factor de repartición por Recaudación y Facturación a consumidores regulados [p.u.]

DRF_i = Diferencia entre Facturación y Recaudación a sus consumidores finales por parte del Distribuidor, registrados en el año inmediatamente anterior [US\$]

FRP = Factor de repartición por Pérdidas de Energía [p.u.]

PED_i = Pérdidas totales de energía registradas por el Distribuidor "i" durante el año inmediatamente anterior y proporcionado por el CONELEC [MWh]

Los factores de repartición se fijan en los siguientes porcentajes: FRE (Demanda)= 80%, $FRRF$ (Recaudación y facturación)=5% y FRP (Pérdidas)=15 %.

5.11.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

El esquema de racionamiento previsto en la normativa vigente, no discrimina a los agentes que tienen suscritos contratos de compraventa de energía, es decir, se socializa los déficits de energía.

No se encuentra establecido ningún tipo de multa para situaciones de desabastecimiento, pues la señal que se está dando al mercado, es que los costos marginales de mercado, para esa situación, corresponderán al costo de la energía no suministrada.

5.12 Estabilidad del marco regulatorio

El Mercado Eléctrico Mayorista del Ecuador no ha podido consolidarse con base a los preceptos establecidos en la normativa vigente. Es por esta razón que las autoridades han emitido modificaciones en la regulación, que pueden haber afectado las expectativas de los inversionistas y desincentivado las inversiones en generación.

El último ajuste normativo, se dio en septiembre de 2006. Los ajustes estaban encaminados, entre otros propósitos, a fortalecer el funcionamiento del mercado, mejorar la liquidez, establecer un mejor control sobre las empresas distribuidoras, promover la inversión en generación y fortalecer al Organismo Regulador.

Al cabo de casi un año de esas reformas, muchas de ellas no han podido desarrollarse a través de normativa secundaria, y más aún, existe un amplio debate para migrar del esquema de un mercado competitivo a un esquema verticalmente integrado.

5.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

El último racionamiento que ha existido en el país fue en el año 1997 y se debió al estiaje de la cuenca oriental de la cordillera de los Andes, coincidente con la salida de operación de algunas centrales térmicas.



Posteriormente, y en el nuevo esquema vigente para el sector eléctrico, no han existido problemas de desabastecimiento.

Si bien no se han presentado crisis de abastecimiento, el sector eléctrico enfrenta un serio problema de escasez de oferta, lo cual, en determinados periodos del día y épocas del año, han provocado que se active el período de alerta.

5.14 Referencias

5.14.1 Principales normas y publicaciones consultadas

Ley de Régimen del Sector Eléctrico - Octubre de 1996 y varias reformas hasta diciembre de 2007.

Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina.

Reglamento para el Libre Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución.

Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas.

Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano-Año 2006, CONELEC.

Regulación sobre los requisitos para la Calificación de Grandes Consumidores.

Regulación sobre la operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación.

Regulación para el cálculo de la potencia remunerable puesta a disposición.

5.14.2 Sitios web consultados

CONELEC: www.conelec.gov.ec



6 ESPAÑA

6.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

El mercado eléctrico para la generación está basado en las remuneraciones por energía, bien en el mercado spot y a plazo (que se gestiona conjuntamente para España y Portugal) bien mediante contratos bilaterales. Adicionalmente existe una remuneración por garantía de potencia, de la cual se han excluido, a partir del 1 de enero de 2007, las instalaciones nucleares. Actualmente, la retribución por garantía de potencia está bajo revisión, habiéndose encargado a la CNE la realización de una propuesta.

La expansión de la transmisión se realiza a través de una planificación centralizada. La construcción de las expansiones es autorizada directamente a los transportistas actuales o se asigna mediante un procedimiento competitivo.

Los principales grupos empresariales que participan en la generación realizan también actividades de distribución y la mayor parte de la actividad de comercialización en el mercado de clientes libres. A finales de 2006 la energía consumida en el mercado libre supuso aproximadamente un 25% de la demanda total. Si bien a partir del 1º de enero de 2003 todos los consumidores están cualificados para elegir libremente su proveedor de energía, el mantenimiento de unas tarifas reguladas por debajo del coste real del suministro ha dado lugar a que la mayor parte de los consumos que habían pasado al mercado hayan regresado a la tarifa.

Actualmente el suministro a tarifa regulada lo realizan los distribuidores, si bien se acaba de aprobar una modificación de la Ley, según la cual el suministro a tarifa finaliza el 1 de enero de 2009. A partir de dicha fecha, el consumidor tendrá que elegir suministrador, si bien se mantendrá el denominado "suministro de último recurso" que será realizado por los comercializadores a los que se les asigne dicha función.

Actualmente los distribuidores que venden energía a los clientes que han optado por permanecer en el suministro regulado, adquieren su energía en el mercado a plazo, en subastas trimestrales y en el mercado spot. Los generadores pueden vender su energía mediante contratos bilaterales físicos, en el mercado a plazo o en el mercado spot de energía.

Las empresas son privadas al 100% con la única excepción de Red Eléctrica de España (REE), gestor

del transporte y operador del sistema, en donde el Estado, a través de la SEPI (Sociedad Española de Participaciones Industriales) mantiene un 20% del capital.

Están liberalizadas las actividades de generación y comercialización que se desarrollan en un régimen de libre competencia y se mantienen reguladas la gestión económica y técnica del sistema, el transporte y la distribución. No obstante, la legislación establece que el gobierno puede adoptar las medidas necesarias para garantizar el suministro cuando exista un riesgo cierto para la prestación del suministro, en situaciones de desabastecimiento de fuentes de energía o en situaciones de las que se pueda derivar amenaza para la integridad física o la seguridad de las personas o instalaciones.

La ley prevé la existencia de una planificación para el sector, que es realizada por el Estado con la participación de las Comunidades Autónomas, siendo sometida al Congreso de los Diputados. Esta planificación tiene carácter indicativo para la generación y vinculante para la red de transporte.

6.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

6.2.1 Generación

La potencia instalada en el sistema eléctrico español en 2006 fue de 84.000 MW, de los cuales un 36% procede de centrales hidroeléctricas y de energías renovables, un 55% de centrales de carbón, productos petrolíferos y gas natural y un 9% de centrales nucleares.

La producción en el año 2006 fue de 302.431 GWh. De este total, la generación hidroeléctrica junto con las energías renovables, supuso el 17 % de la producción total. La energía generada con combustibles fósiles representó el 63 % y la de origen nuclear el 20 % restante. La capacidad de almacenamiento de los embalses hidroeléctricos es de 10.400 GWh. De esta capacidad el 43 % es de regulación plurianual.

Aproximadamente el 80% de la demanda es cubierta por el denominado régimen ordinario (térmica, nuclear y gran hidráulica) y dentro de este régimen un 90% es aportado por los cinco grupos empresariales principales Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, HC Energía-EDP y Enel-Viesgo, mientras que el 10% restante es aportado por nuevos entrantes.

Los cogeneradores y generadores con energías renovables exceptuando la gran hidráulica, aportaron en 2006 aproximadamente el restante 20% de la demanda, en el denominado régimen especial.

No existen limitaciones específicas a la producción de los diferentes tipos de centrales, salvo las derivadas de las servidumbres de embalses para regadíos, prevención de avenidas, caudales ecológicos y las limitaciones medioambientales a los caudales de refrigeración.

La capacidad de interconexión comercial entre España y Francia está muy limitada siendo en la actualidad de 300 MW, ya que si bien la capacidad teórica supera los 1.000 MW existen condicionantes técnicos que limitan drásticamente dicha capacidad. La capacidad comercial de interconexión con Portugal es de 1000 MW y finalmente con Marruecos existe una capacidad de 650 MW.

6.2.2 Transmisión

España, con una superficie de quinientos mil kilómetros cuadrados, dispone de una red de transporte y distribución de energía eléctrica en tensiones superiores a 110 kV de 17.000 km en líneas de 400 kV, 16.700 km de 220 kV y 21.500 km en líneas de 110-132 kV. En los últimos diez años las líneas han aumentado su longitud un 12 %.

De acuerdo con lo dispuesto en la adaptación de la Ley eléctrica recientemente aprobada, la actividad de transporte es desarrollada por el transportista único que es asimismo, propietario de la red. Se entiende por red de transporte a aquellas instalaciones con tensión de funcionamiento superior o igual a 220 kV, así como otras de tensión inferior que hagan funciones de transporte y las interconexiones internacionales. No obstante, el Ministerio de Industria puede autorizar en determinados casos que los distribuidores puedan asumir la titularidad de instalaciones de 220 kV.

No existen barreras de acceso a la red de transporte para los generadores. Entre los derechos que reconoce la Ley a los productores, se encuentra el del acceso libre a la red de transporte. El único problema con que pueden encontrarse los productores es el desajuste temporal entre la construcción de las nuevas instalaciones y la necesaria ampliación de las líneas de transporte. Si bien en general el mallado actual de la red de transporte es lo suficientemente amplio como para que no existan problemas de conexión, el importante incremento de nueva capacidad que está teniendo lugar en estos últimos años, está dando lugar a ciertos problemas en algunas zonas (la capacidad instalada se ha incrementado un 43% en los últimos cinco años).

6.3 Señales de precio y mercados para los generadores

Los generadores pueden vender su energía mediante el mercado organizado que desde el pasado 1º de julio funciona conjuntamente para España y Portugal, o negociar bilateralmente la energía mediante contratos bilaterales físicos.

El mercado organizado se estructura en:

- Un mercado a plazo, gestionado en Lisboa y en donde los agentes pueden negociar energía a plazo superior al día, bien con entrega física (si llegado el vencimiento el agente tiene una posición abierta, dicha posición se integra en mercado diario y está obligado a tomar o entregar la energía), bien financieramente.
- Un mercado spot, que se gestiona en Madrid y que incluye el mercado diario y seis sesiones intradiarias.

Adicionalmente desde el pasado mes de junio los operadores principales Endesa e Iberdrola están obligados a subastar parte de su potencia, mediante ofertas virtuales de capacidad con el fin de permitir que principalmente comercializadores que no tienen generación propia, puedan acceder a energía al margen del mercado organizado.

Asimismo, desde el pasado junio también se han organizado subastas de energía en la que los distribuidores están obligados a adquirir parte de la energía que tiene que obtener para suministrar a los consumidores que permanecen a tarifa. Entre los vendedores que acuden a dichas subastas, lógicamente también hay generadores aunque podrían acudir otros agentes que previamente hayan adquirido energía.

El mercado diario sigue siendo el principal por su volumen. En julio de 2007, la energía negociada en el mercado diario ha representado un 80% de la generación neta del mes.

6.3.1 Mercado spot

Los productores de energía eléctrica en régimen ordinario, tienen que presentar diariamente ofertas horarias por su energía para las 24 horas del día siguiente, por la energía que no tengan previamente comprometida bien en el mercado a plazo, bien mediante contratos bilaterales físicos. Dichas ofertas, que se realizan por cada grupo generador, incluyen al menos precio y cantidad. De acuerdo con dichas ofertas y con las ofertas de compra presentadas por distribuidores, comercializadores y clientes, se establece el despacho de las centrales, estableciéndose un precio marginal (el de equilibrio entre oferta y demanda) que es al que se retribuye a todos los productores y el que pagan todos los compradores.



Además de los generadores que no hayan vendido su producción en otros mercados, concurren al mercado spot todos quienes tengan posiciones abiertas en el mercado a plazo, que deben ser integradas en el mercado diario; por ejemplo es posible que energía adquirida por un agente en las subastas virtuales de capacidad de los generadores, se venda posteriormente en el mercado diario o intradiario.

No existen límites a los precios que puedan resultar del mercado spot.

6.3.2 Contratos iniciales

No existe este tipo de contratos en el sistema español.

6.3.3 Mercado de generación para los clientes regulados

Los distribuidores tienen obligación de adquirir la energía necesaria para cubrir el suministro a tarifa de aquellos clientes que han optado por permanecer en el sistema regulado.

En la actualidad y tras los cambios introducidos en la regulación a lo largo de 2006 y 2007, los distribuidores tienen la obligación de adquirir un 10% de su demanda prevista en el mercado a plazo gestionado por el Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués. Además recientemente se ha aprobado la realización de subastas de energía en las que los distribuidores adquieren una parte de su demanda a plazo para el siguiente trimestre. La primera de estas subastas se ha llevado a cabo el pasado 19 de junio para el tercer trimestre de 2006. Se han negociado 6.500 MW en base.

Los distribuidores tienen la obligación de acudir al mercado spot para comprar la energía que distribuyen que no haya sido adquirida por los dos procedimientos descritos en el párrafo anterior.

La Ley eléctrica reconoce que las tarifas reguladas han de cubrir los costes necesarios para el suministro. No obstante, tras más de cuatro años desde la total liberalización un 75% de la demanda permanezca a tarifa regulada se debido a la insuficiencia tarifaria. En el año 2002 y posteriormente en los años 2005 y 2006, las tarifas de suministro completo no han recogido adecuadamente el incremento de los costes de la energía en los mercados dando lugar por una parte, a que la mayoría de los clientes hayan regresado al suministro regulado, al no poder competir los comercializadores contra las tarifas.

Por otra parte el sistema de liquidación de las actividades reguladas presenta importantes déficit de ingresos que han tenido que ser financiados por determinados generadores. En la actualidad se están adoptando medidas para corregir dicho desequilibrio, entre las que cabe mencionar la instauración de las subastas de energía trimestrales a fin de conocer de

antemano el coste de la energía para los distribuidores, así como las revisiones trimestrales de tarifas con el fin de ir adaptando estas a los costos reales del suministro.

6.3.4 Mercado de generación para los clientes libres

El nuevo ordenamiento jurídico, desliga la actividad de comercialización a los clientes libres, o usuarios cualificados, de la actividad de distribución. La actividad de distribución y la de comercialización pueden ser ejercidas por empresas de un mismo grupo pero con separación legal de actividades, es decir, por sociedades diferentes.

La actividad de comercialización se entiende como una actividad liberalizada y que actúa en competencia. Un cliente que elija comprar en el mercado libre, puede optar por adquirir directamente la energía en el mercado, adquirirla a través de un comercializador (el cual a su vez tendrá que proveerse en el mercado), o firmar un contrato bilateral físico con un generador. Actualmente la forma generalizada de contratación de los clientes cualificados es con los comercializadores.

Desde el 1 de enero de 2003, todos los clientes tienen libre acceso al mercado. No obstante, un cliente puede optar por utilizar dicha condición o no. En este último caso adquiere la energía al distribuidor a precio regulado. Como se comentó antes, el mantenimiento de unas tarifas reguladas por debajo del coste real del suministro es un incentivo para permanecer en las tarifas reguladas. A finales de 2006 la energía consumida en el mercado libre supuso aproximadamente un 25% de la demanda total.

Los comercializadores son personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte y distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados (como se dijo desde 2003 todos los clientes son cualificados). La contratación del suministro de los clientes con los comercializadores está sujeta a las condiciones que se pacten libremente entre las partes. Actualmente tienen la autorización de comercializador más de 60 sociedades.

Los comercializadores pueden adquirir la energía necesaria para cumplir con sus compromisos con sus clientes, bien en el mercado organizado de ofertas tanto spot como a plazo, bien mediante contratos bilaterales, tanto nacionales como internacionales, bien en las subastas de generación recientemente iniciadas y por las que los dos principales generadores, ENDESA e IBERDROLA, están obligados a subastar opciones diarias de energía por una determinada capacidad en el horizonte trimestral, semestral y anual.

6.3.5 Medidas en caso de no cumplimiento de las obligaciones de suministro

En cuanto al suministro regulado no ha habido hasta la fecha ningún caso en que un distribuidor no haya adquirido la energía necesaria para cumplir con sus obligaciones de suministro.

En cuanto al suministro en el mercado libre, se han producido al menos dos casos en donde el comercializador ha dejado de adquirir energía como consecuencia de problemas financieros que le han llevado al cierre de actividad. En estos casos las garantías aportadas por los comercializadores para poder operar en el mercado han cubierto prácticamente los descubiertos habidos, habiéndose cambiado los consumidores afectados a otro suministrador.

6.3.6 Remuneraciones a la capacidad de generación

Las normas sobre remuneración de la capacidad han sido modificadas varias veces, la última en el Real Decreto por el que se fijaban las tarifas a partir del 1 de enero de 2007. Allí se dispuso que “a partir del 1 de enero de 2007 y hasta que se efectúe la revisión de los mecanismos de asignación y de los procedimientos de cobro y pago de la garantía de potencia, no tendrán derecho al cobro por garantía de potencia las unidades de producción de energía eléctrica nuclear”.

Por otra parte, la Ley eléctrica recientemente modificada por el Parlamento ha modificado la disposición referida a la garantía de potencia de tal manera que dicha retribución deja de ser obligatoria pasando a ser decisión del Ministerio de Industria el establecimiento o no de una retribución en concepto de pago por capacidad “*en función de las necesidades de capacidad del sistema*”.

En la actualidad las instalaciones de generación no nucleares tienen derecho al cobro por garantía de potencia, cuando acrediten un funcionamiento de al menos 50 horas anuales a plena carga o equivalentes si no funcionan a plena carga.

El monto total que se destina para cubrir la remuneración por garantía de potencia, resulta de aplicar un costo medio de 0.48 céntimos de euro por kWh, a la cantidad total de energía generada en barras de central, por las centrales de generación, excluyendo las centrales nucleares.

Los clientes cualificados que han ejercido la opción de acudir al mercado directamente o a través de comercializadores, pagan diferentes precios para cubrir la garantía de potencia a remunerar a los generadores, según bloques horarios. Los distribuidores pagan mensualmente por ese concepto el producto de la energía adquirida por un precio unitario, de tal manera que su cuantía más lo pagado

por los clientes cualificados, equivale al monto total de la energía despachada en el mercado de producción, sin incluir la de origen nuclear, por 0,48 céntimos de euro por kWh.

El monto recaudado se reparte entre las unidades de generación no nuclear proporcionalmente al producto del coeficiente de disponibilidad por la potencia neta, una vez deducido lo cobrado por la producción del Régimen Especial.

Para el año 2007, la cantidad prevista en concepto de retribución por garantía de potencia asciende a 685 M€.

En la actualidad la Comisión Nacional de Energía, como parte del desarrollo del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) que se está implantando conjuntamente con Portugal, recibió el encargo de presentar una propuesta de revisión de los mecanismos de asignación y los procedimientos de cobro y pago de la garantía de potencia.

6.4 Insumos para la generación

En general no hay cuellos de botella en el abastecimiento de insumos para la generación. No obstante, para los nuevos grupos de ciclo combinado a gas natural pueden presentarse restricciones de abastecimiento de gas en periodo invernal. La llegada del gas natural a España es un hecho reciente (última década) por lo que el incremento del consumo estos años está siendo muy importante dado que a la demanda producida por las nuevas plantas de generación eléctrica se suma la propia demanda para el consumo doméstico. A esto se añade que la capacidad de almacenamiento es muy inferior a la deseable.

La producción de gas en España es insignificante. La compra en los países de origen y el transporte a España es libre. La utilización de la red interior de transporte, plantas de regasificación y almacenamiento de gas está regulada.

Respecto a la generación hidráulica no existen derechos sobre futuros aprovechamientos, pero lo realmente significativo es que ya está prácticamente agotada al 100% la posibilidad de generación hidráulica adicional, lo más que puede esperarse es la incorporación de alguna minicentral de potencia insignificante.

6.5 Incentivos para el ahorro energético, generación distribuida y generación con fuentes no convencionales

En España existe el denominado Régimen Especial de producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, con una limitación a la potencia de 50 MW, existiendo



asimismo, determinados incentivos para instalaciones específicas con potencia superior a 50 MW.

La producción acogida al mencionado régimen especial tiene la posibilidad de ceder su producción al sistema percibiendo por dicha energía una tarifa regulada que le liquida la CNE, o bien negociar libremente su energía a través del mercado, cobrando además del precio negociado una prima adicional.

La participación del régimen especial en la cobertura del sistema, representó aproximadamente el 19% de la cobertura de la demanda en el año 2006. De ese total un 90% aproximadamente fueron aportados por la cogeneración y la producción eólica, a partes iguales y el resto con otras energías renovables como minihidráulica, solar, residuos, etc.

España apoya decididamente los objetivos de la UE de fomento de las energías renovables, que son muy ambiciosos. La última cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno acordó que en el 2020 la participación de las energías renovables en el total de energías primarias alcance el 20%.

6.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

La Compañía Operadora del Mercado, de acuerdo con lo dispuesto en las reglas al Funcionamiento del Mercado, solicita a los agentes que actúan en el mismo, garantías en previsión de situaciones de insolvencia.

Hasta la fecha sólo se han dado dos situaciones en las que comercializadores que tenían compromisos de adquisición de energía en el mercado no hayan cumplido como consecuencia de problemas financieros que les han llevado al cese de su actividad. El más señalado fue el provocado como consecuencia del caso ENRON.

En todos los casos los impagos se han recuperado, sino al 100% al menos en gran medida, con cargo a las garantías aportadas previamente por los agentes.

6.7 Comercio internacional de energía

La península ibérica presenta unas interconexiones energéticas muy limitadas con el resto de Europa, como consecuencia de las dificultades socio políticas para el desarrollo de interconexiones a través de la frontera con Francia. La situación ha llegado a tal estado que la Unión Europea ha incluido dentro de los planes de desarrollo específicos la ampliación de la interconexión Francia-España habiéndose nombrado, asimismo, un coordinador especial encargado de conseguir dicha ampliación.

En la actualidad si bien la capacidad de conexión teórica asciende a unos 1.500 MW la realidad es que la capacidad comercial desde España a Francia se

sitúa en torno a los 300 MW, como consecuencia de las restricciones zonales.

La situación es diferente en la frontera con Portugal en donde la capacidad de interconexión supera ampliamente los 1.000 MW y existe el compromiso a medio plazo para duplicar dicha capacidad, como parte del desarrollo e implantación del Mercado Ibérico de electricidad.

Los intercambios internacionales de energía eléctrica con Francia y Portugal están regulados por sendas órdenes ministeriales que disponen procedimientos similares de gestión de las interconexiones en base a mecanismos de mercado y de acuerdo con la normativa de la Unión Europea al efecto.

En el caso de Francia, el procedimiento aprobado establece tres fases hasta su total implantación. Actualmente el proceso se encuentra en la fase 1, según la cual la capacidad de la interconexión se distribuye entre los agentes en función de subastas explícitas de capacidad a medio y corto plazo. Está previsto que en las fases sucesivas se posibilite la aplicación de un mecanismo de subastas implícitas mediante acoplamiento de mercados (market coupling), de tal manera que parte de la capacidad se asigne mediante dicho procedimiento en el horizonte diario.

Por su parte, recientemente se ha aprobado un procedimiento de gestión de la capacidad con Portugal, que entrará en vigor el próximo 1 de julio, de acuerdo con el cual y en una primera fase, la capacidad se gestionará mediante subastas implícitas a través de un mecanismo de separación de mercados (market splitting). Posteriormente, está previsto que se complemente el procedimiento con la aplicación de subastas explícitas.

Tanto los agentes nacionales (distribuidores, productores, comercializadores y consumidores) como los agentes de otros países, pueden realizar intercambios internacionales de energía con la excepción impuesta a los denominados operadores dominantes (con más de un 10% de cuota), que no pueden realizar importaciones fuera del ámbito MIBEL.

6.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

La planificación de la red de transporte tiene carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema eléctrico y es realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas, de acuerdo con el procedimiento establecido en el Real Decreto 1955/2000 que regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Excepcionalmente se pueden incluir en el programa anual nuevas instalaciones a propuesta del Operador del Sistema explicando los motivos de su excepcionalidad.

Los planes son sometidos al Congreso de los Diputados.

La ley asegura la existencia de una retribución regulada al propietario de la red que cubra los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Además de esta planificación el Operador del Sistema y el gestor de la red de transporte elaboran informes sobre la evolución del sistema a largo plazo (más de diez años).

El Título VII del Real Decreto 1955/2000 regula los procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Los procedimientos para el otorgamiento de la autorización de instalaciones de transporte pueden ser: autorización de forma directa cuando únicamente exista una empresa solicitante y autorización mediante procedimiento de concurrencia cuando o bien no exista ningún solicitante o haya más de uno.

La normativa vigente no contempla la figura de la iniciativa de los usuarios en proyectos de ampliación de la red de transporte.

Respecto a la posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transporte, la resolución de congestiones y la existencia de derechos de congestión.

En cuanto a la red interior, la gestión la realiza el Operador del Sistema que resuelve las restricciones técnicas de acuerdo con el procedimiento establecido al efecto. No existe posibilidad de reserva de capacidad de transmisión por parte de usuarios de la red. Las congestiones en las interconexiones internacionales se resuelven según lo descrito en el punto anterior.

6.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

6.9.1 Planes para la generación y la transmisión

Como ya se ha indicado, la Ley de Sector Eléctrico contempla la planificación eléctrica con carácter indicativo para la generación y vinculante para la red de transporte que es realizada por el Estado con la participación de las Comunidades Autónomas.

6.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transporte

Los productores acogidos al Régimen Especial (autoprodutores y cogeneradores), perciben una prima adicional en función de la procedencia de la energía.

Excluido el Régimen Especial, la instalación de nueva generación o transporte no cuenta en España con incentivos significativos de tipo arancelario, fiscal o de financiación.

6.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

La Ley eléctrica consagra la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. De acuerdo con ello, la construcción, explotación, modificación sustancial y cierre de cada instalación de generación está sometida a la obtención de la correspondiente autorización administrativa, que tiene carácter reglado.

En este entorno, la función de la Administración, a través del Regulador, es dotar al sistema de las señales oportunas para que se realicen las inversiones necesarias que garanticen el suministro.

6.10 Requisitos ambientales para la entrada en servicio de instalaciones

La Ley 54/1997 del sector eléctrico, establece las disposiciones generales sobre competencias administrativas y planificación eléctrica.

La construcción de instalaciones de generación y transporte de energía eléctrica requiere autorización administrativa previa otorgada por la Administración competente, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables y en especial las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente. Las instalaciones hidroeléctricas en particular están sometidas también a lo dispuesto en la Ley 29/1985 de Aguas.

La oposición ciudadana a la construcción de unidades de generación o instalaciones de transporte por motivos medioambientales es también habitual en España. Por otra parte, las exigencias de las Administraciones locales en materia de ordenación del territorio suponen limitaciones a la entrada de nueva generación o transporte.

6.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

Según establece el artículo 10 de la Ley 54/1997 sobre garantía de suministro, el Gobierno podrá adoptar, para un plazo determinado, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando exista riesgo cierto para la prestación



del suministro o en situaciones de desabastecimiento de fuentes de energía primaria.

La gestión técnica del sistema eléctrico es responsabilidad del Operador del Sistema, que debe garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

6.11.1 Costo de falla

El sistema eléctrico español no contempla de manera explícita los costos de falla. En el caso de que un generador no pueda atender los compromisos adquiridos mediante cualquiera de las formas de contratación, esta obligado a soportar los costes derivados del incumplimiento.

El Operador del Sistema dispone de la posibilidad de interrumpir a determinados clientes que tienen contratada esta posibilidad y que les permite reducir muy significativamente el precio de sus consumos de energía eléctrica, es decir, supone un coste de cierta importancia para el sistema, pero no afecta al precio spot que se recauda a través de las tarifas.

6.11.2 Responsabilidad de comercializadores y distribuidores ante situaciones de racionamiento

En el caso de los comercializadores las posibles penalizaciones dependerán de lo que acuerden libremente éstos con los clientes en los contratos libres.

En el caso de los distribuidores, éstos no tienen responsabilidad por cortes en el suministro cuando la causa se considere de "fuerza mayor". Los distribuidores son responsables de la calidad del suministro pero ligada a la distribución.

6.12 Estabilidad del marco regulatorio del mercado mayorista

El marco regulatorio del mercado mayorista ha sufrido, desde su implantación en 1998, diversas modificaciones. Inicialmente el mercado estaba prácticamente basado en el funcionamiento del mercado spot. Posteriormente las posibilidades de negociación se han ido ampliando de tal manera que actualmente, y en el ámbito del MIBEL el mercado spot gestionado por el operador del mercado ibérico – polo español se complementa con un mercado de ofertas a plazo, gestionado por el operador del mercado ibérico – polo portugués. Adicionalmente los agentes pueden realizar operaciones de compra-venta a través de contratos bilaterales físicos, así como financieros. Un posible próximo cambio en el funcionamiento del mercado spot puede ser el abandono de la obligación impuesta a los generadores de ofertar por instalaciones pasando a ofertar por cartera.

La retribución por garantía de potencia también ha sufrido diversas modificaciones a lo largo de estos años, habiéndose reducido la retribución unitaria en un 40 %, y habiéndose modificado las condiciones exigidas para tener derecho al cobro por garantía de potencia. Últimamente se ha eliminado el derecho de retribución para las plantas nucleares.

Complementariamente se han adoptado otras medidas como la obligación de realizar subastas de capacidad a los dos generadores principales.

6.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

No se han presentado situaciones de crisis en el sistema eléctrico español, desde la implantación del nuevo marco regulatorio. En estos momentos se está analizando la planificación eléctrica que desarrolla el artículo 4 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

7 PARAGUAY

7.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

El sector eléctrico de Paraguay se caracteriza por la existencia de una única empresa eléctrica integrada verticalmente, la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), ente autárquico, propiedad del Estado Paraguayo, que desde 1964 tiene la misión de prestar el servicio público de electricidad en todo el territorio nacional.

ANDE tiene el monopolio de la explotación de los sistemas de abastecimiento eléctricos de generación, transmisión y distribución, si bien puede delegar en la iniciativa privada derechos y obligaciones referentes a la prestación del servicio público eléctrico, fijando las condiciones respectivas ad-referéndum del Poder Legislativo.

En materia de generación, las centrales binacionales de Itaipú y Yacyretá, aseguran al Paraguay un excedente de capacidad de generación hidráulica prácticamente ilimitado en la medida en que el aumento de la demanda de energía se cubre por la toma adicional de capacidad de esas centrales.

La expansión de la transmisión es planificada y ejecutada por ANDE.

7.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

7.2.1 Generación

Actualmente, Paraguay dispone de una capacidad instalada de generación que excede largamente sus necesidades en orden de magnitud.

El parque generador del Sistema Eléctrico Nacional está formado actualmente por las Centrales Hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá, ambas binacionales, y la Central Hidroeléctrica Acaray, que es nacional, al igual que la potencia instalada de pequeños grupos de generación térmica, propiedad de la ANDE.

La Central Hidroeléctrica Acaray, construida sobre el río Acaray en la década de los 60, es propiedad exclusiva de la ANDE y tiene cuatro grupos generadores de 52,5 MW, totalizando 210 MW de potencia instalada.

La Central Hidroeléctrica Itaipú, construida por Paraguay y Brasil sobre el río Paraná, posee una potencia instalada total para ambos países de 12600

MW, con dieciocho (18) unidades de 700 MW cada una.

La Central Hidroeléctrica Yacyretá, construida por Paraguay y Argentina sobre el río Paraná, posee una potencia instalada total para ambos países de 3200 MW, con veinte (20) unidades de 160 MW cada una, potencia que se alcanzará una vez que el embalse opere en su cota de diseño, tras completarse las obras que están teniendo lugar.

Dos proyectos adicionales, Corpus (4.586 MW, con Argentina) y un posible sitio de aguas debajo de Yacyretá completarán en el futuro el desarrollo hidroeléctrico del río Paraná.

En definitiva, dada la magnitud de la capacidad instalada de generación no existirían problemas regulatorios en este sector por un largo período.

El consumo de energía eléctrica en Paraguay en el periodo 2001-2006 se ha incrementado de 4.401 GWh a más de 5.124 GWh por año. La tasa promedio anual de crecimiento del consumo nacional fue de aproximadamente 3,1% en los últimos cinco años.

7.2.2 Transmisión

El sistema de transmisión para garantizar la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, está compuesto por líneas de 500 kV con 16 km de extensión, de 220 kV con 3.551 km de extensión y por líneas de subtransmisión de 66 kV con 1.139 km de extensión, las cuales permiten la distribución de la energía eléctrica en los subsistemas a través de las 64 subestaciones en servicio en todo el país, en los niveles de 220, 66 y 23 kV.

El Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN), constituido por líneas de 220kV se encuentra dividido en subsistemas vinculados entre sí:

- Sistema Este, donde se encuentra la binacional Itaipú y la hidroeléctrica de Acaray. Se comunica con la región metropolitana de Asunción por medio de 5 líneas de 220 kV, y con la central hidroeléctrica de Yacyretá por medio de una línea del mismo nivel de tensión;
- Sistema Central, situado entre el Sistema Metropolitano y el Este. Del mismo parte una línea de 220kV que llega hasta la localidad de Loma Plata, del Sistema Oeste, en el centro del Chaco Paraguayo, pasando por el Sistema Norte;
- Sistema Sur, donde se encuentra la central binacional Yacyretá a ser conectada al SIN por un



tramo de 500 kV, y por medio de 2 líneas de 220kV a la región metropolitana de Asunción, Sistema Metropolitano, y una línea de 220 kV que la vincula al Sistema Este. En este sistema se encuentra localizada el proyecto binacional de la Central hidroeléctrica de Corpus:

- Sistema Norte, alimentado en forma radial desde el Sistema Central por una línea de 220kV que llega al Sistema Oeste;
- Sistema Oeste, alimentado por una línea de 220kV desde el Sistema Central que pasa por el Sistema Norte;
- Sistema Metropolitano, donde se encuentra más del 60% del consumo nacional, alimentado por 5 líneas de 220kV desde las centrales del Este y 2 líneas de 220 kV desde la central del Sur. Existe también una interconexión con Argentina en 220kV.

7.3 Señales de precio y mercados para los generadores

Dado que el sector eléctrico de Paraguay se caracteriza por la existencia de una única empresa eléctrica integrada verticalmente, no existe un mercado mayorista de energía eléctrica.

Actualmente, se encuentra en estudio en el Congreso Nacional un proyecto de Ley, complementario a la Ley N° 966/64, que contempla las actividades de la producción independiente de energía eléctrica, incluyendo la cogeneración o autogeneración eléctrica. Esta actividad económica, que será regulada y fiscalizada por el Estado, comprende básicamente:

- La producción independiente de energía eléctrica, con base en el gas natural o cualquier otra forma de energía no convencional, destinada a la exportación.
- Cogeneración y autogeneración para consumo interno o para exportación.
- Riesgo compartido entre la ANDE y un productor independiente para generación eléctrica a partir de recursos hidráulicos, en plantas mayores a 2 MW, mediante Licitación Pública Internacional llevada a cabo por la ANDE.
- Generación hidráulica menor, en plantas menores a 2 MW, para atender el suministro a sistemas aislados o a conectarse al Sistema Interconectado Nacional.

7.4 Insumos para la generación

Respecto al gas natural, existe un proyecto de gasoducto desde Bolivia pasando por el territorio nacional con destino al Brasil, que se encuentra en

una etapa de viabilización financiera. De confirmarse un nivel de reservas razonables de gas cuya extracción sea viable técnica y económicamente en el Chaco paraguayo, podrían plantearse proyectos de construcción de centrales de ciclo combinado. Actualmente, no se cuenta con generación termoeléctrica con gas natural.

La generación térmica, que es mínima comparada con la generación hidráulica, consiste en generadores diesel instalados en Pedro Juan Caballero, al noreste en la frontera con el Brasil. Esta generación es utilizada para paliar problemas de transmisión en 66 kV.

7.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

La generación con fuentes no convencionales se encuentra en etapa de estudio de factibilidad, con asistencia del PNUD.

7.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

Como se ha indicado, no existe un mercado mayorista.

7.7 Comercio internacional de energía

La legislación vigente, autoriza a ANDE a comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos.

Para suplir la falta de marco regulatorio, todos los intercambios realizados a la fecha, se han regulado por contrato bilateral.

7.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

ANDE realiza la revisión periódica de los requerimientos de obras, los cuales de acuerdo a su priorización se sintetizan en informes que abarcan un periodo quinquenal/decenal, los que son remitidos a consideración del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones – MOPC y la Secretaría Técnica de Planificación - STP, tramitación que da lugar a la aprobación por Decreto del Poder Ejecutivo del Programa de Obras de Generación, Transmisión y Distribución a cargo de la ANDE. Dicho programa pasa a formar parte de los proyectos prioritarios del Gobierno Nacional, en cumplimiento del artículo 5° de la Ley N° 966/64, el que confía a la ANDE la misión de satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país, con el fin de promover su desarrollo económico y fomentar el bienestar de la población.

El Programa de Obras de Transmisión y Distribución se encuentra incluido dentro del Plan Maestro de Inversiones de la ANDE, que incluye principalmente las obras de transmisión y distribución, necesarias para atender los requerimientos actuales de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el crecimiento vegetativo del mismo, a fin de mantener la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico a nivel nacional, así como la disminución de las pérdidas técnicas.

Las obras de la red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, se han ejecutado en su mayoría a través de financiamiento internacional. En efecto, actualmente se encuentra en proceso de aprobación por parte del Congreso Nacional el Préstamo N° 1835/OC-PR otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo - BID, para el financiamiento del Programa Multifase de Transmisión Eléctrica – Fase I, que tiene por objetivo atender el creciente aumento de la demanda eléctrica, expandiendo y mejorando las redes de transmisión, reduciendo el nivel de pérdidas y apoyando las acciones para modernizar la ANDE.

La legislación vigente permite:

Acordar caso por caso, entre la ANDE y un interesado, la ampliación o modificación de las instalaciones de abastecimiento primario de generación o transmisión.

La construcción de la red de distribución de uso común por un interesado con fiscalización de la ANDE, con reembolso de hasta el 50% del valor recibido, mediante descuento de 20% de las facturas por consumo de energía eléctrica mensual hasta un periodo de 2 años.

7.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

La ANDE prepara y actualiza cada año el plan quinquenal de expansión de su sistema eléctrico para satisfacer el crecimiento proyectado de la carga. Dada la alta disponibilidad de energía que tiene el país con la plena operación de Itaipú y de Yacyretá, el programa de expansión de la ANDE está limitado a la ejecución de la planificación del sistema de transmisión eléctrica.

En este contexto, la Institución proyecta obras prioritarias de expansión, adecuación y refuerzo de transmisión, necesarias para atender los requerimientos actuales de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el crecimiento vegetativo del mismo, que permita operar con confiabilidad y flexibilidad operativa, además de mantener o mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico a nivel nacional, como así también a la disminución de pérdidas técnicas.

7.9.1 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transporte

Existen leyes nacionales de carácter general, como la Ley 60/90 de fomento a las inversiones y la ley 1064/97 y sus reglamentaciones, de la Industria Maquiladora de Exportación, que contemplan incentivos que podrían tener relación con la expansión de generación y transmisión.

7.9.2 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

El Estado tiene el monopolio de la prestación del servicio público de electricidad, salvo una pequeña área de concesión en Villarrica, en el centro del país, y algunos sistemas aislados. En los casos de proyectos no rentables de interconexión de poblaciones rurales, la ANDE ha realizando un trabajo conjunto con los pobladores afectados para viabilizar la interconexión de los mismos.

7.10 Requisitos ambientales para la entrada en servicio de instalaciones

Las obras de generación y transmisión, requieren de una Declaración de Impacto Ambiental afirmativa, cuyo pronunciamiento determina las condiciones que deben establecerse para la adecuada protección del medio ambiente y los recursos naturales.

El Sistema Nacional del Ambiente, el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) y la Secretaría del Ambiente (SEAM), se crearon en el año 2000 por ley de la nación N° 1561. El CONAM es un órgano colegiado, de carácter interinstitucional, como instancia deliberativa, consultiva y definidora de la política ambiental nacional. La SEAM, es una institución autónoma, autárquica, con personería jurídica de derecho público, patrimonio propio y duración indefinida, dependiente de la Presidencia de la República, que tiene como objetivo la formulación, coordinación, ejecución y fiscalización de la política ambiental nacional.

La ley N° 294/93 y su modificación ley N° 345/94 y su decreto reglamentario, se refieren a la Evaluación de Impacto Ambiental.

7.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

La determinación del Costo de Falla se encuentra en proceso de elaboración, mediante el levantamiento de indicadores de desempeño del Sistema, realizado desde 1998, por el Area de Generación y Transmisión – AG&T del Grupo Especialista en Estadísticas de Desempeño – GEED del PACIER.



Ante situaciones de racionamiento por causas naturales, como derrumbe de torres de transmisión por tormentas, se han realizado cortes de carga programados con aviso a la población, socializando las pérdidas.

7.12 Estabilidad del marco regulatorio

Con respecto al Marco Regulatorio, en el sector eléctrico paraguayo han sido presentados varios proyectos de Marco Regulatorio, pero ninguno de ellos ha sido aprobado hasta la fecha.

El primero de ellos, presentado en el año 1996, fue financiado con un préstamo no reembolsable otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo. Otro proyecto fue presentado por el Vice-Ministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones en el año 1999. En el año 2000 fue presentado un tercer proyecto de Marco Regulatorio, que tampoco ha sido aprobado, y el último, presentado en el año 2001, pretendía crear el CONAREG (Comisión Nacional de Regulación de Energía Eléctrica y Gas), pero que tampoco ha sido aprobado hasta la fecha.

7.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentran en discusión

Posteriormente a la operación de la central hidroeléctrica de Itaipú y la construcción de los 5 circuitos de 220kV, que transportan la energía hasta la región metropolitana de Asunción, no se han registrado racionamientos en el suministro de energía eléctrica por efectos de sequía.

La posibilidad de racionamiento de generación es remota, pero se considera dentro del Pliego de Tarifas el sobreprecio causado por una prolongada sequía excepcional respecto a aquellas normalmente previstas en el cálculo de las instalaciones hidroeléctricas, que resulta del costo de 0,455 litros de fuel oil, Bunker C, de 10.000 kcal/kg, por kWh, multiplicado por la fracción de la generación total que constituya la generación térmica durante el periodo considerado.

8 PERÚ

8.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

Hasta julio del 2006, de acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), los incentivos para la expansión de la generación en Perú estaban basados en las señales de precios del mercado de contratos a precio regulado para la venta a los distribuidores y del mercado spot. La LCE establecía para los distribuidores la obligación de contar con contratos para su demanda por un plazo de al menos dos años. Dados los altos costos variables de las centrales marginales y de reserva en el sistema, y la volatilidad de los precios de los combustibles, las señales no fueron lo suficientemente convincentes como para atraer nuevas inversiones en generación. El precio spot se mantuvo por encima del precio regulado, con una diferencia importante, lo que condujo a que las empresas distribuidoras no recibieran ofertas de contratos de los generadores.

La LCE establecía los peajes de transmisión en el sistema principal y secundario como las señales económicas que permitieran la expansión de la transmisión. No obstante, esta no se desarrolló según lo deseable y las principales obras se tuvieron que realizar con la intervención del Estado (a través de instituciones públicas como ProInversión, y COPRI) mediante la suscripción de contratos con garantías extraordinarias al inversionista (de tipo BOOT).

Después de julio de 2006 la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, trata de corregir las ineficiencias de las señales dadas por la LCE, descritas antes, mediante distintos mecanismos:

- Establece la Licitación o subasta como medida preventiva para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica para los distribuidores.
- Prevé la participación en el mercado de corto plazo de los Generadores, de los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y de los Grandes Usuarios Libres.
- Determina que la ampliación del sistema de transmisión troncal se decida mediante planificación centralizada, conforme al Plan de Transmisión. La ejecución de las obras se realiza mediante licitaciones internacionales y se otorga beneficios equivalentes a los que antes se

ofrecían de manera exclusiva mediante los contratos BOOT (Built, Own, Operate and Transfer).

8.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

8.2.1 Generación

En el año 2006, el 75.4% de la energía generada en Perú fue de origen hidroeléctrico. Una gran parte de las centrales hidroeléctricas disponen de embalses (naturales y artificiales) con sistemas de regulación para almacenar energía en los meses húmedos y conservarla en previsión de los meses secos. Esta capacidad de regulación sólo permite almacenar volúmenes de agua para períodos anuales. La operación de algunos sistemas de represamiento está sujeta a las necesidades de agua potable o de riego con fines agrícolas.

Existen 15 empresas de generación eléctrica. Aproximadamente, el 40.6% de la energía generada procede de empresas de propiedad estatal de las cuales la más importante es Electroperú, propietaria del complejo hidroeléctrico del Mantaro, que genera alrededor del 30% de la energía del país. Empresas estatales tienen alrededor del 33% del mercado de ventas en el mercado regulado. El mayor grupo económico de empresas privadas (Endesa) cubre alrededor del 30% del mercado.

Los generadores no pueden contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y las que tengan contratadas con terceros.

A diciembre del año 2006, la potencia firme de las unidades de generación del SEIN alcanzó a 4636 MW y la máxima demanda registrada fue de 3580 MW. No existen interconexiones internacionales significativas. La energía generada en el SEIN en el año 2006 fue 24760 GWh.

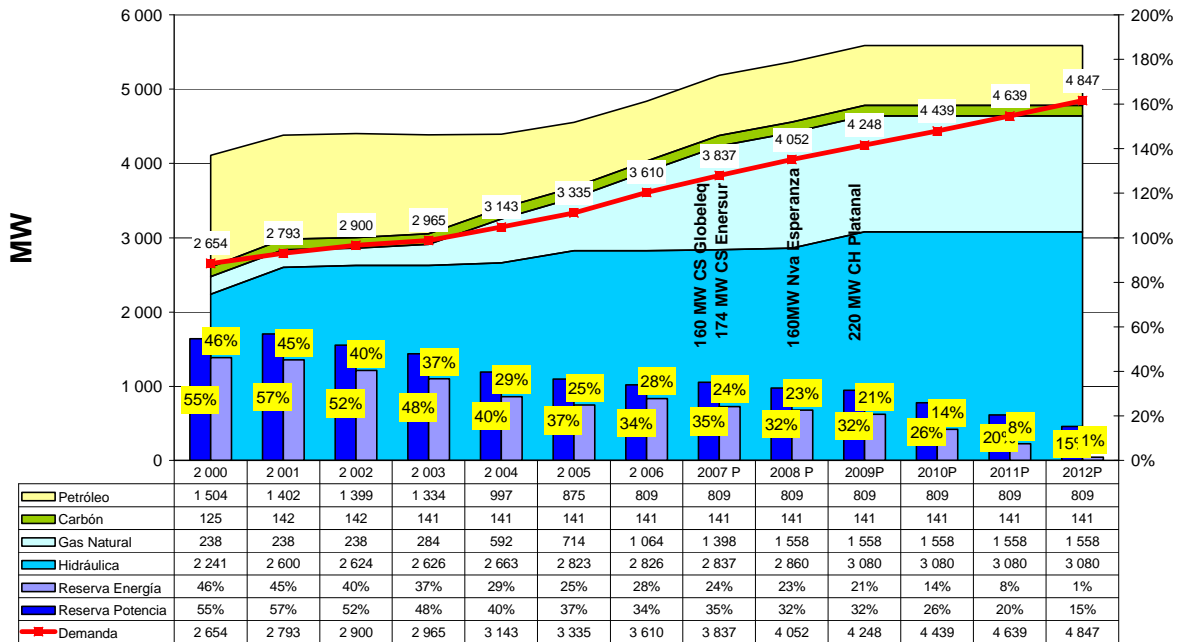
El sistema eléctrico del Perú mantiene una reserva de generación de 34% (año 2006) y el abastecimiento del corto plazo está garantizado, observándose la necesidad urgente de nuevas inversiones para el mediano plazo dada la tasa de crecimiento anual registrada durante los últimos meses (del orden del 10%).

Actualmente, la expansión del sistema eléctrico se está realizando principalmente en base a la instalación de centrales de generación a gas natural.



Figura N°1

**Evolución de la Demanda y Oferta del SEIN (2000 - 2012 P)
Fijación de Tarifas en Barra 2007**



La evolución posible de los costes marginales de generación está supeditada a la oferta y demanda. En la figura N°1 se muestra que la reserva ha venido disminuyendo sistemáticamente, lo cual además de reducir la seguridad del suministro de electricidad ante algún evento desfavorable (indisponibilidad del gasoducto de Camisea, sequías prolongadas, indisponibilidades de unidades de gran tamaño, etc.), viene implicando el incremento de los precios en el mercado spot de electricidad (operado por el COES), a pesar de que a la fecha la afluencia hidrológica se habría normalizado.

8.2.2 Transmisión

El sistema de transmisión eléctrica de Perú está constituido por el denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que a partir de octubre del año 2000 abarca desde Tumbes (ciudad fronteriza con Ecuador), pasando por Piura, Chiclayo, Cajamarca, Trujillo, Huaraz, Huánuco, Tocache, Pucallpa, Pasco, Huancayo, Lima, Ica, Ayacucho, Huancavelica, Arequipa, Cusco, Abancay, Puno y Moquegua, hasta Tacna (ciudad fronteriza con Chile).

El sistema troncal de transmisión entre Tumbes y Tacna opera en 220 kV y los sistemas de transmisión secundaria operan en 138 kV y 60 kV. Los sistemas rurales están conectados principalmente en 33 kV y 22.9 kV. Las principales redes de transmisión han sido entregadas en concesión al sector privado.

La Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, establece que el Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por instalaciones:

- a) Del Sistema Garantizado de Transmisión.

- b) Del Sistema Complementario de Transmisión.
- c) Del Sistema Principal de Transmisión.
- d) Del Sistema Secundario de Transmisión.

Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación a la Ley N° 28832 de julio de 2006. El Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean el resultado de un proceso de licitación pública. Se consideran instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres).

Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas y cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley N° 28832 .

En la actualidad existen algunos problemas de congestión en algunas líneas del SEIN. En particular, la línea de transmisión eléctrica Mantaro – Socabaya en 220 kV, que sirve para interconectar los sistemas eléctricos centro-norte y sur del país, y la línea Paramonga Nueva – Chimbote en 220kV, vienen presentando problemas de falta de capacidad para transportar la potencia requerida.

8.3 Señales de precio y mercados para los generadores

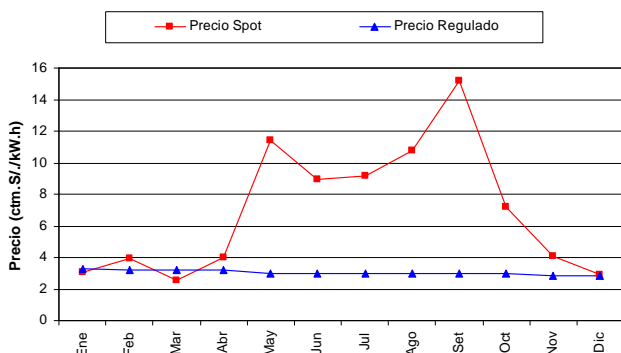
8.3.1 Mercado spot

El precio spot se establece para intervalos de 15 minutos considerando el costo variable de la unidad más costosa que opera en dicho intervalo de tiempo. Los costos variables de las unidades termoeléctricas son auditados, excepto en el caso de centrales que utilicen gas natural, en cuyo caso el precio del combustible es declarado una vez al año.

El precio spot de la energía está sujeto a variaciones aleatorias así como a estacionalidad, como resultado de la variabilidad de la generación hidroeléctrica disponible.

En la figura N°2 se muestra la variación del promedio mensual del precio spot y de los precios regulados de energía que percibieron los generadores por contratos con los distribuidores (tarifas en barra) en el año 2006:

Figura N° 2 – Variación del Precio Spot y Precio Regulado, Año 2006



No existen límites superior o inferior para el precio spot.

8.3.2 Contratos

La Ley N° 28832 de 2006 establece que ningún generador puede contratar con los usuarios libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.

La Energía Firme es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica, y la que resulta de la indisponibilidad programada y fortuita, para las unidades de generación térmica. La potencia firme se determina con criterios semejantes.

8.3.2.1 Contratos iniciales

No existen contratos de este tipo.

8.3.2.2 Mercado de generación para los clientes regulados

La Ley N° 28832 de 2006, establece que las ventas de los generadores a los distribuidores, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúen mediante:

- Contratos Sin Licitación: cuyos precios no pueden ser superiores a los Precios de Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados).
- Contratos Resultantes de Licitaciones: contratos derivados de licitaciones convocadas por los Distribuidores las cuales se realizan de acuerdo a lo establecido en la Ley.

Las empresas concesionarias de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo.

Están previstos tres tipos de Licitaciones, que brindan flexibilidad al distribuidor para garantizar la cobertura de la demanda. En la figura N° 3 se presenta un resumen sobre los plazos de contratación previstos en la Ley 28832.

| Tipo | Plazo Contractual | Convocatoria | Cantidad a Contratar | Objetivo |
|------------------|----------------------|-------------------------------|----------------------|--|
| Larga Duración | Entre 5 y 10 años | Anticipada de al menos 3 años | Hasta 100% | Contratar el grueso del crecimiento estimado |
| Mediana Duración | Hasta 5 años | Anticipada de al menos 3 años | Hasta 25% | Contratar desajustes detectados respecto de lo estimado con antelación |
| Corta Duración | Lo define OSINERGMIN | Anticipada de menos de 3 años | Hasta 10% | Contratar pequeños desajustes no previstos respecto de lo estimado |

Figura N°3 – Plazos de Contratación

Los precios de compraventa en los contratos producto de Licitaciones no pueden ser superiores a un precio máximo de reserva fijado por el OSINERGMIN, el cual debe ser suficiente para incentivar inversiones eficientes en generación. El precio máximo es fijado y mantenido en reserva por OSINERGMIN para cada proceso de Licitación. Dicho valor se hace público únicamente si la Licitación no cubre la totalidad de la demanda subastada por haberse ofrecido precios superiores al precio máximo.

Además, la Ley N° 28832 establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad. Este régimen incentiva al Distribuidor a suscribir contratos con más de tres años de anticipación, autorizándolo a la incorporación de un cargo en los precios a sus usuarios regulados, adicional al que sería necesario para cubrir su compra de energía del generador. Dicho cargo resulta directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria según lo que establece el reglamento, y no puede ser superior al tres por ciento del precio de energía resultante de la Licitación.



La Ley 28832 señala que los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados se calculan como el promedio ponderado de los siguientes precios:

- Contratos sin Licitación. Por cada contrato, los precios serán iguales al promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato sin Licitación;
- Contratos resultantes de Licitaciones. Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Firms resultantes de la Licitación, considerando el régimen de incentivos definido en el artículo 10° de la Ley 28832.

La Ley establece que el Precio de Barra regulado que fija el OSINERGMIN, no puede diferir en más de diez por ciento, del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año.

Además, la Ley 28832 establece un mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados del SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Las tarifas aplicables a los usuarios del servicio público se encuentran indexadas por una fórmula de reajuste tarifario.

Los Precios en Barra se fijan cada año junto con sus fórmulas de actualización que contienen parámetros tales como el índice de precios al por mayor, el tipo de cambio del dólar, la tasa de aranceles de productos importados, y el precio de los combustibles.

Los precios de Contratos provenientes de Licitaciones tienen fórmulas de actualización que se establecen en dichos contratos. Los parámetros a utilizar son similares a los utilizados en las fórmulas de actualización de los Precios en Barra.

El único riesgo en que podría incurrir un distribuidor es el de contratar una demanda demasiado diferente de su demanda prevista, y esto dependerá del tipo de contrato que llegue a suscribir con el generador. Excepto por esta eventualidad, en general el distribuidor efectúa un traspaso de su costo de generación hacia sus clientes regulados. La Ley 28832 ha buscado la minimización de los riesgos económicos de los distribuidores asociados a la realización de contratos.

8.3.2.3 Mercado de generación para los clientes libres

De acuerdo al artículo 2° de la Ley de Concesiones Eléctricas y al artículo 2° de su Reglamento, los suministros de electricidad con demandas menores a 1000 kW constituyen Servicio Público de Electricidad, el que está sujeto a regulación de precios por el OSINERGMIN.

Para suministros mayores a 1000 kW, los clientes libres, la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios el cual se rige mediante el “Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios”, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM.

A su vez, de acuerdo con la Ley 28832, aquellos clientes libres o agrupación de clientes libres cuya potencia contratada total sume igual o superior a 10 MW son Grandes Usuarios.

La Ley 28832 prevé la participación en el mercado spot de corto plazo de los Generadores, de los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y de los Grandes Usuarios Libres, sin embargo falta a la fecha (julio 2007) la reglamentación respectiva. Por lo anterior, la participación de los Grandes Usuarios Libres en el mercado Spot aún no está reglamentada.

Asimismo, la misma ley presenta una nueva opción para los clientes libres pequeños, la de acogerse a su elección, a la condición del cliente libre o usuario regulado. Con antelación a la Ley 28832, los clientes libres sólo podían adquirir energía en el mercado de contratos libres que resultaba de la negociación con una empresa generadora o una distribuidora. Los contratos usuales de clientes libres, en su enorme mayoría, han sido pactados sin contemplar la posibilidad de cesión de posición contractual con la consiguiente falta total de liquidez en este mercado. Con la Ley 28832, publicada en julio de 2006, se espera que el mercado de contratos de clientes libres sea más fluido.

El Decreto Supremo N° 017-2000-EM, aprobó cambios en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas de forma tal que las tarifas y compensaciones que los clientes libres deben pagar por el uso de los sistemas de transmisión y distribución, son precios regulados por el OSINERGMIN. OSINERGMIN aprobó mediante la Resolución N° 1089-2001-OS/CD el “Procedimiento para la Aplicación de los cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres”.

8.3.2.4 Medidas en caso de no cumplimiento de las obligaciones de contratar

Durante el año 2004 se presentó en el sistema eléctrico peruano una crisis de precios originada por una sequía, que dio lugar a la falta de contratos entre generadores y distribuidores, para abastecer el servicio público de electricidad. Si bien esta crisis no derivó en racionamiento del servicio, sus consecuencias pusieron en evidencia algunas debilidades del marco regulatorio. Esto obligó al Poder Ejecutivo a intervenir con medidas de emergencia. Estas se describen con más detalle en el punto “Seguridad de cobro en el mercado mayorista”, más adelante.

Parte de estas medidas dieron lugar a un incremento importante de los precios regulados para las ventas de electricidad de generador a distribuidor (Precios en Barra). El malestar originado por el incremento de los precios tuvo como resultado la intervención del Congreso de la República y la aprobación de la Ley 28447 que entre otras medidas, dispuso la creación de una Comisión integrada por el Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN con el encargo específico de elaborar un proyecto de ley que permitiera asegurar el desarrollo eficiente de la generación en el mercado eléctrico. Sobre la base del diagnóstico la Comisión elaboró la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, de julio de 2006.

8.3.3 Remuneraciones a la capacidad instalada de generación y a la potencia generada

El precio básico de la potencia de punta se calcula considerando una unidad de turbina a gas como la alternativa más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. El precio básico corresponde a la anualidad de la inversión ese tipo de central (incluidos los costos de conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual. Para ese cálculo se tienen en cuenta un factor por concepto de Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema fijado por el OSINERGMIN.

La legislación vigente determina la existencia de remuneraciones por potencia a los generadores y de un mecanismo de transferencia de potencia entre generadores.

El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores se determina mensualmente tomando en cuenta para cada generador: a) Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema; b) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema y c) Egresos por Compra de Potencia al Sistema. El valor económico de la transferencia de potencia para cada generador es igual a la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalado en c). Dicho valor se constituye en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada generador por concepto de potencia.

Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme resultan de valorar la potencia firme remunerable de cada generador a un precio de potencia garantizado, que es igual al precio de potencia de barra multiplicado por un factor de ajuste. La potencia firme remunerable de los generadores térmicos es proporcional a la potencia efectiva afectada por un factor de disponibilidad y la de los generadores hidráulicos resulta de su energía generable en condiciones hidrológicas secas, con una probabilidad de excedencia determinada por la reglamentación.

Para determinar qué potencia de cada central recibe en cada mes el Ingreso Garantizado por Potencia Firme, se realiza un despacho de potencia para la hora del pico mensual, en el que se ordenan las centrales por costo variable, de menor a mayor valor y donde cada central participa con su potencia efectiva (la potencia máxima generable en condiciones normales). Si la sumatoria de potencias efectivas es menor que la máxima demanda de pico más la reserva, se paga a todos los generadores por su totalidad de su potencia firme. En cambio, si la sumatoria de potencias efectivas es mayor que la demanda máxima más la reserva, se despachan las centrales en un flujo de potencia óptimo que incluye las restricciones de capacidad de la red de transmisión y se remunera la potencia resultante de dicho flujo.

El precio de potencia regulado vigente en la Barra Lima es de 4.44 US\$/kW por mes.

Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada para cada generador, resultan de multiplicar su generación real horaria por un precio horario de la potencia en la barra de generación. El precio horario de la potencia depende en forma directa de la probabilidad de no suministro en cada hora, cuyos valores son establecidos por el Ministerio de Energía y Minas.

Los ingresos por potencia del conjunto de los generadores por los dos conceptos anteriores, se calculan de modo que el monto total de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada, sea una fracción del total de ingresos por potencia, denominada Factor de Incentivo al Despacho, la que es fijada por Decreto Supremo del Ministerio de Energía y Minas con una anticipación no menor de cuatro años.

Los Egresos por Compra de Potencia al Sistema del generador resultan de valorizar las demandas coincidentes con la carga máxima mensual, de los consumidores abastecidos en contratos por el generador, a los precios de la potencia de punta en las respectivas barras.

En los contratos se incluye un pago por potencia. En el caso de los clientes regulados el precio de potencia es el fijado en los Precios de Barra. En el caso de los clientes libres, el precio de potencia es un precio libre.

8.4 Insumos para la generación

En el SEIN, la producción de energía eléctrica de origen térmico proviene de centrales que utilizan Gas Natural, Residual 6, Carbón y Diesel 2.

El precio del Gas Natural en Boca de Pozo tiene un máximo determinado en el Contrato de Licencia de explotación del Lote 88 de Camisea, de 1.0 y 1.8 dólares americanos por millón de BTU, para los generadores eléctricos y demás usuarios, respectivamente. De acuerdo al contrato de licencia, a este precio base se le aplica un Factor de



Actualización (FA), una vez al año. Para el año 2007, el valor máximo en boca de pozo del Gas de Camisea para un generador eléctrico es de 1.4631 dólares americanos por millón de BTU.

Las tarifas de Transporte y Distribución de la Red Principal por Ductos en Alta Presión (Red Principal) para el gas natural, son reguladas por el OSINERGMIN.

Según algunas estimaciones, contractualmente la capacidad del ducto de transporte del gas Natural se agotará hacia mediados del año 2008, en tanto de acuerdo con estimaciones basadas en el crecimiento histórico de la demanda de gas natural, la capacidad se agotaría físicamente hacia mediados del año 2009.

En el caso de los combustibles líquidos, en la práctica sólo existen dos proveedores locales. Existe un fondo de estabilización de precios para los derivados del petróleo creado por el Estado, que atenúa su volatilidad. No está prohibido importar directamente los combustibles líquidos, sin embargo esto no ha sido usual por las complicaciones logísticas que acarrea.

Existen incentivos dirigidos a fomentar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, entre los cuales figuran: a) el cumplimiento de la ejecución de las obras está exceptuado de la presentación de una garantía (carta fianza); b) los titulares de concesión definitiva de generación pueden calificar para la recuperación anticipada del IGV; y, c) razones técnico-económicas pueden ser invocadas como una excepción al cumplimiento de las obligaciones de ejecución de obras.

La Ley N° 27435, Ley de Promoción de Concesiones Hidroeléctricas, derogó el requisito de presentar un Estudio Económico - Financiero del Proyecto para la obtención de concesión definitiva. La mencionada Ley establece que la garantía para las solicitudes de concesión temporal de generación no será mayor al equivalente del 1% (uno por ciento) del presupuesto del estudio hasta un tope de 25 (veinticinco) UIT, durante el período de concesión.

Pese a que estas disposiciones tuvieron como objetivo promover la implementación de los proyectos hidroeléctricos, la realidad es que han servido para que la ejecución de los proyectos siga dilatándose y para que el derecho a desarrollar un proyecto eléctrico sirva como un medio especulativo para obtener un beneficio económico ante la oportunidad de negociarlo a terceros.

Se considera que la existencia de varias concesiones que no se ejecutan y que siguen postergando su puesta en servicio, desincentiva el ingreso de nuevos inversionistas y además, genera distorsiones en las evaluaciones y proyecciones que puedan efectuarse cuando se elaboran los planes de electricidad o se llevan a cabo los cálculos para las fijaciones tarifarias.

8.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

No existen incentivos significativos para la generación mediante fuentes renovables no convencionales. El Ministerio de Energía y Minas ha desarrollado el Proyecto de Ley para promover la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN) y en los sistemas aislados mayores, sin embargo, esta norma se encuentra aún en debate.

Para sistemas aislados rurales, se tiene en vigencia la Ley N° 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País, que tiene por finalidad promover el uso de las energías renovables no convencionales para fines de electrificación de las zonas rurales, aisladas y de frontera del país.

8.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

Como se indicó antes, en el año 2004 debido a la crisis de precios originada por la sequía, que dio lugar a la falta de contratos, algunas empresas de distribución efectuaron retiros de energía sin contrato. En ese contexto, las empresas privadas de generación de electricidad se comprometieron a asumir los retiros de potencia y energía del SEIN efectuados entre los meses de enero y junio del año 2004 sin respaldo contractual, por parte de las empresas distribuidoras de electricidad, cobrando a éstas la Tarifa en Barra fijada por el OSINERGMIN.

Posteriormente, mediante el Decreto de Urgencia N° 007-2004, se dispuso que el COES atribuyera a todas las empresas generadoras de electricidad cuyas acciones fueran de propiedad y/o administradas por FONAFE (Empresa pública encargada de normar y dirigir la actividad empresarial del Estado), los retiros de potencia y energía destinados a atender el Servicio Público de Electricidad efectuados sin contratos de suministro, entre los meses de julio y diciembre del año 2004, y que las referidas empresas generadoras facturasen los mencionados retiros a los Precios de Barra fijados por OSINERGMIN.

Mediante Decreto de Urgencia N° 035-2006, del 15 de diciembre de 2006, se resolvió la contingencia en el Mercado Eléctrico originada por la carencia de contratos de suministro de electricidad entre generadores y distribuidores, decretándose que el COES asignara, con carácter definitivo, la totalidad de los retiros de energía y potencia del SEIN, destinados al Servicio Público de Electricidad que, sin respaldo contractual, venían efectuando las empresas distribuidoras de electricidad de propiedad del Estado, y que provenían de los contratos de suministro suscritos entre dichas empresas generadoras y

distribuidoras que hubieran vencido durante el año 2006. Para tal efecto, las empresas generadoras de electricidad de propiedad y/o administradas por el Estado, debían facturar a las mencionadas empresas distribuidoras de electricidad los retiros de potencia y energía del SEIN y los correspondientes cargos por transmisión, a las Tarifas en Barra fijadas por OSINERGMIN, vigentes en cada mes.

Asimismo, el Decreto de Urgencia N° 035-2006 estableció que el COES asignara a las empresas generadoras de electricidad de propiedad privada, con carácter definitivo, y en proporción a su potencia firme, la totalidad de los retiros de energía y potencia del SEIN, destinados al Servicio Público de Electricidad que, sin respaldo, la empresa de distribución ELECTROSUR S.A. venía retirando para atender el Servicio Público de Electricidad, así como todos los retiros de energía y potencia del SEIN, destinados al Servicio Público de Electricidad que, sin respaldo contractual, venían efectuando las empresas distribuidoras de electricidad de propiedad privada. Para tal efecto, las empresas privadas de generación de electricidad, debían facturar a las mencionadas empresas distribuidoras de electricidad los retiros de potencia y energía del SEIN y los correspondientes cargos por transmisión, a las Tarifas en Barra fijadas por OSINERGMIN, vigentes en cada mes.

8.7 Comercio internacional de energía

El comercio internacional de energía no cumple ningún papel en el aseguramiento del abastecimiento. Existe una línea de interconexión a 220 kV con Ecuador, pero que se ha utilizado únicamente en situación de emergencia para resolver una contingencia en dicho país. La utilización normal de esta interconexión no se da por la falta de acuerdo entre Perú y Ecuador respecto de las reglas comerciales en el marco de la Decisión 536 de la Comunidad Andina. La energía eléctrica generada en el Perú destinada a la exportación al Ecuador no ha sido significativa (0.03% de la energía eléctrica generada en el SEIN).

No existen proyectos potencialmente rentables que hayan sido desincentivados por problemas regulatorios o ausencia de regulación.

8.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

La Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, establece que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene a su cargo la elaboración de la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), con la opinión previa del OSINERGMIN.

Para las instalaciones comprendidas en el Sistema Garantizado de Transmisión, es decir las que se

ejecutan por licitaciones a partir de la promulgación de la Ley N° 28832 de julio de 2006, se otorgan concesiones por un máximo de 30 años, mediante licitaciones que implementan el Plan de Transmisión.

En caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tiene la preferencia para ejecutarlas directamente. Una vez vencido el plazo de otorgamiento de la concesión, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno, salvo el valor remanente de los Refuerzos que se hayan ejecutado durante el plazo de vigencia de la concesión.

Para las nuevas instalaciones, el OSINERGMIN establece la Base Tarifaria, que incluye los siguientes componentes:

- a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento, de acuerdo con lo que se establezca en el Reglamento;
- c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

Los Componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria, dentro del periodo de recuperación, son iguales a:

- a) Los valores que resulten del proceso de licitación pública, para el caso de las instalaciones que se liciten, actualizados con sus respectivos índices conforme el procedimiento que se establece en el Reglamento;
- b) Los valores establecidos por el OSINERGMIN previamente a su ejecución, para el caso que el titular del Sistema de Transmisión ejerza el derecho de preferencia para la ejecución de Refuerzos de Transmisión.

Recientemente se han comenzado a observar problemas de congestión en algunas de las líneas de transmisión del SEIN, cuyo tratamiento se encuentra previsto en el plan de transmisión que aprueba el Ministerio de Energía y Minas.

La Ley N° 28832 prevé la iniciativa de los usuarios en los proyectos de ampliación de la red de uso común.

No existe posibilidad de efectuar reserva física de capacidad de transporte ya que el despacho económico se realiza de manera centralizada y un generador no puede decidir individualmente su forma de operación. Aunque actualmente se utilizan precios nodales no se ha desarrollado un mercado de derechos financieros de congestión.



8.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

8.9.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

Como se indicó antes, la Ley N°28832, establece que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene a su cargo la elaboración de la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), que tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

8.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transmisión

En diciembre de 2006 se modificó la tasa de derechos de importación Ad Valorem CIF de 12% a 0% para un conjunto de subpartidas nacionales, entre otras la Tasa Arancelaria para la importación de turbinas a gas de potencia superior a 5000 kW, lo que significa en un incentivo para la expansión de la generación. En el caso de la generación hidroeléctrica se ha aprobado por ley la autorización para la devolución anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV).

8.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

La Ley N° 28832 señala que es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

En el año 2001, el Estado peruano intervino, a fin de posibilitar la viabilidad del proyecto del Gas de Camisea, mediante la participación de la empresa de generación eléctrica estatal ELECTROPERU, la que firmó un contrato take or pay que garantizaba la compra de gas natural a la empresa que explota el gas.

En Perú existe la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión) con el objeto de promover el desarrollo de la infraestructura. Corresponde a ProInversión, asumir todas las competencias correspondientes para la entrega en concesión de obras públicas de infraestructura y de servicios públicos.

El gobierno ha tenido participación directa en el proyecto de la central hidroeléctrica Yuncán, que fue ejecutado por el gobierno del Perú y transferido al sector privado mediante un contrato de usufructo de

activos y explotación de la central por un periodo de 30 años.

Recientemente, mediante Resolución Suprema N° 053-2007-EF, se ratificó el acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de ProInversión, en virtud del cual se acordó incorporar al proceso de concesión de inversión privada la entrega en concesión del proyecto "Planta de Generación Térmica de Ciclo Combinado de 500 a 600 MW".

En julio de 2007, Electroperú está efectuando los estudios y gestiones para la instalación de una central de generación termoeléctrica de 500 MW a base de gas natural en el año 2010, dirigida a afrontar los problemas previsibles en el mediano plazo por el incremento sostenido de la demanda a tasas del orden de 8% anual.

8.10 Requisitos ambientales para la entrada en servicio de instalaciones

Las actividades de generación, transmisión y distribución están sujetas a normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y del patrimonio cultural de la nación. Sin embargo, esto no constituye una limitación significativa para la expansión del sistema.

El Decreto Supremo N° 009-93 que aprobó el reglamento de la ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, en su artículo 37° obliga a la presentación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para solicitar la concesión definitiva para ejecutar obras de construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión así como también de redes y subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad.

8.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

8.11.1 Costo de falla empleado para la optimización y operación del sistema. Incidencia en la formación de los precios spot

El costo de falla empleado en la optimización de la operación del sistema es de 250 US\$ por MWh o el equivalente a 793.75 Soles por MWh.

El costo de falla establece el precio spot de la energía en los casos que el sistema se vea en situación de racionamiento por insuficiencia de generación.

8.11.2 Normas sobre racionamiento

Los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario incluyen programas de racionamiento, si se prevé déficit de oferta. El cumplimiento de los programas de racionamiento es



obligatorio para todos los integrantes del sistema interconectado. Los titulares de generación deben comunicar a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador debe supervisar el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los Programas de Operación Diario.

El racionamiento se efectúa en proporción a las demandas máximas de los integrantes. De este modo se determina el porcentaje de racionamiento que le corresponde a cada titular de generación y distribución, cada uno de los cuales distribuye dicho porcentaje entre sus clientes de acuerdo a las prioridades y/o compromisos adquiridos con ellos.

Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. Se entiende por cargas esenciales a hospitales y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia. OSINERG califica cuáles son las cargas esenciales.

Si una empresa distribuidora o un cliente libre se excede de su potencia asignada según el programa de racionamiento el Coordinador le notifica para que, en un plazo máximo de quince (15) minutos, se sujete al programa. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, el Coordinador puede disponer la desconexión de sus cargas en coordinación con sus suministradores.

8.11.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

La Ley de Concesiones Eléctricas establece que de producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores deben compensar a sus usuarios sujetos a regulación de precios, por la energía no suministrada, mediante un descuento en la factura del mes siguiente al del racionamiento.

La energía a compensar se valorizará considerando como precio la diferencia que resulte entre el Costo de Racionamiento y el Precio de Energía en Barra correspondiente. Igualmente se debe efectivizar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia por la parte proporcional al número de horas interrumpidas y el número total de horas del mes.

De producirse un racionamiento que implique responsabilidad a las empresas de distribución, éstas efectuarán la compensación a sus usuarios siguiendo el procedimiento aplicado a los generadores. El costo de racionamiento es de 250 US\$ por MWh o el equivalente a 793.75 Soles por MWh.

8.12 Estabilidad del marco regulatorio

Desde su implantación en 1992, el nuevo marco regulatorio ha experimentado variaciones en la Ley de Concesiones Eléctricas y en su reglamento. La motivación ha sido siempre el perfeccionar las Ley y su Reglamento con la finalidad de obtener mayor eficiencia técnica y económica.

Como se indicó antes la crisis del año 2004, originada por una sequía que dio lugar a la falta de contratos entre generadores y distribuidores, motivó la elaboración de la Ley N°28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

8.13 Referencias

8.13.1 Principales normas y publicaciones consultadas

Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Ley 25844

Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - Ley N°28832

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas – Decreto Supremo No. 009 – 93 - EM

Sitios web consultados:

OSINERGMIN: <http://www.osinerg.gob.pe>

Ministerio de Energía y Minas: <http://www.minem.gob.pe>



9 URUGUAY

9.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La regulación está diseñada en Uruguay para que la expansión tenga lugar por la demanda de contratos de los distribuidores y los grandes consumidores. Dada la amplitud que puede tomar la importación en el abastecimiento de la demanda, se prevén mecanismos para asegurar un nivel mínimo de capacidad instalada local de generación. La expansión de la transmisión resulta de un procedimiento planificado centralmente y las obras son ejecutadas por el transportista con reconocimiento de costos cuando los mismos resultan por procedimientos competitivos, aplicando una tasa de retorno regulada. La inversión en interconexiones internacionales resulta de procedimientos competitivos. Los agentes pueden tomar iniciativa en la construcción de redes de uso propio.

Existen varios mecanismos destinados a asegurar el abastecimiento de generación:

- **Obligación de contratar.** Los distribuidores tienen la obligación de realizar contratos de suministro que abastezcan el 80% de la energía firme requerida por los clientes regulados con un plazo de anticipación de 5 años, y el 50% de la energía firme requerida por los grandes consumidores que abastece, con un año de anticipación. Los grandes consumidores que acceden al mercado mayorista deben contratar el 50% de la energía firme que requieren, con un año de anticipación. El Poder Ejecutivo puede establecer que en las licitaciones que realicen los distribuidores, sólo puedan presentarse centrales localizadas en el país, existentes o proyectos a construirse.
- **Reserva anual.** Si los contratos de suministro al conjunto de la demanda no alcanzan a cubrir el 90% de la energía firme de los clientes regulados y el 70% de la energía firme de los grandes consumidores, la entidad administradora del mercado, la ADME (organismo administrador del mercado), debe realizar licitaciones para cubrir mediante potencia firme dicho faltante para el año siguiente.
- **Reserva nacional.** Si la potencia firme de centrales localizadas en el país, comprometida en contratos con la demanda nacional, es inferior a una cantidad que debe estipular el Ministerio de Industria, Energía y Minería, la ADME, debe realizar licitaciones para cubrir mediante contratos con centrales locales firme dicho faltante, con

anticipación y duración del contrato suficientes para permitir la instalación de nueva generación.

En el inicio de la transición hacia el nuevo marco regulatorio del sector, se prevé la existencia de contratos iniciales entre la generación de UTE y Salto Grande, ambas empresas de propiedad estatal, y la distribución que está a cargo de la propia UTE.

La ampliación del sistema de transmisión se decide mediante planificación coordinada entre los agentes y el Regulador. La ejecución de las obras corresponde a UTE o es otorgada mediante concesiones a nuevos transportistas mediante diversos procedimientos. Se permiten las ampliaciones de la red de transmisión, aún fuera de la planificación coordinada, a cargo de los propios interesados.

9.2 Características del sector que inciden en la inversión y el abastecimiento

9.2.1 Generación

Al 30/06/07 Uruguay posee una capacidad instalada de generación de 2229 MW, con 100 MW de turbinas a gas adicionales en construcción con finalización prevista para antes de fin del 2007. De esta capacidad 945 MW corresponden a la parte Uruguaya de la central hidroeléctrica de Salto Grande y el resto a la empresa pública UTE, es decir que la generación es hasta el presente en su totalidad de propiedad estatal.

La demanda de energía a nivel de generación alcanzó 8165 GWh en el año 2005.

En el período 2000-2005, la demanda creció un total de sólo 4.17%, debido a la crisis económica que afectó al país a comienzos de ese período, que hizo descender el consumo en 2002. La tasa de crecimiento anual fue del 2.9% desde 2003 hasta 2005. Durante la mayor parte de 2006 y el comienzo de 2007 se registró una de las peores sequías de los últimos 100 años, lo que obligó a aplicar medidas de racionamiento en el suministro en el año 2006.

En una situación hidráulica promedio, alrededor del 80% de la energía generada en Uruguay procede de las centrales hidroeléctricas: la central binacional Salto Grande, compartida con Argentina cuya potencia para Uruguay (50% de la capacidad instalada) es de 945 MW, y tres centrales de UTE sobre el río Negro. El resto se obtiene de la importación, principalmente desde Argentina, y de centrales térmicas a fuel oil y gasoil en el país. La capacidad de embalse de las centrales no es lo

bastante grande para permitir una regulación plurianual.

La aleatoriedad de las energías afluentes a las centrales hidráulicas en un año en Uruguay, es muy significativa. Si se observa la distribución de energías generables anualmente por las centrales hidráulicas para cada una de las series históricas de aportes, se aprecia que el valor medio de dicha distribución es de aproximadamente el 80% de la demanda, el percentil 5% inferior es el 45% de la demanda anual y finalmente el valor mínimo histórico es de sólo el 17% de la demanda anual. Se han registrados históricamente sequías prologadas, de hasta tres años de duración. Esto obliga a disponer de centrales térmicas o contratos de importación en carácter de respaldo.

No existen aprovechamientos hidroeléctricos rentables aún no explotados de potencia significativa, por lo que el crecimiento de la demanda deberá cubrirse principalmente mediante centrales térmicas convencionales, por otras fuentes renovables, o por la importación.

Existe una interconexión fuerte con Argentina, mediante dos líneas de transmisión transfronterizas de 500 kV y en la actualidad existe un contrato de importación de energía, por una potencia de 150 MW, cuya disponibilidad histórica ha sido generalmente buena, aunque está sujeta a las restricciones de oferta del sistema argentino, que han sido importantes en 2007. Aunque la capacidad de la interconexión es superior a la demanda total de Uruguay, las actuales limitaciones existentes en Argentina en cuanto a disponibilidad de gas y combustibles líquidos dificultan la importación de potencia firme desde ese país. Existe también comercio de energía ocasional, según las modalidades determinadas en el Convenio de Interconexión vigente entre ambos países.

Desde 2001 está operativa una interconexión de 70 MW de capacidad con Brasil, mediante una convertidora de frecuencia situada en territorio uruguayo, en la ciudad de Rivera. A través de esta interconexión existen acuerdos de importación de energía de excedentes interrumpibles procedente de Brasil. También han tenido lugar exportaciones de excedentes de Uruguay.

Han ocurrido también importaciones muy significativas desde Brasil a través de las redes de Argentina, en 2004 y 2006, canalizadas a través de la convertidora de frecuencia de Garabí entre Brasil y Argentina, si bien con carácter esporádico y sujeto a la disponibilidad de capacidad de transporte a través de las redes argentinas. Simétricamente, en situaciones excepcionales, Argentina ha importado energía de Brasil a través de la convertidora de frecuencia de Rivera y la red uruguayana.

UTE está desarrollando un proyecto de interconexión en 500 kV con Brasil, a partir de la estación San

Carlos 500 kV, que tendría asociado una convertidora de frecuencia de 500 MW de potencia.

Es presumible un fuerte incremento a futuro en el comercio internacional de energía en la región, aunque en las condiciones actuales sólo pueda vislumbrarse principalmente en la modalidad ocasional y de energía secundaria. El impacto en el desarrollo de las inversiones en generación, si bien puede ser pequeño a nivel regional, podría llegar a ser significativo para Uruguay dado su menor tamaño respecto a los países vecinos.

Finalmente, la instalación de plantas de celulosa en el país ha marcado el inicio de la presencia de autoprodutores con grandes consumos y autogeneración, del orden de 100 MW en cada proyecto, uno de los cuales entrará en operación en 2007, si bien los excedentes vertidos a la red serán normalmente pequeños.

9.2.2 Transmisión

El sistema eléctrico de Uruguay consta de una malla central de dos líneas de 500 kV, que vincula las centrales de generación hidráulica y la interconexión con Argentina, (en el noroeste y centro del país) con los principales centros de consumo, de un radial de 500 kV hasta San Carlos (entronque de la futura interconexión de gran porte con Brasil) y de líneas zonales de 150 kV. No existen cuellos de botella significativos en la transmisión que afecten de manera permanente la optimización del despacho. Con la excepción de las líneas y estaciones de 500 kV que interconectan la central binacional Salto Grande a los sistemas de transmisión de Uruguay y Argentina y a ambos países entre sí, la red tanto en 500 kV como 150 kV es de propiedad de la empresa estatal UTE.

9.3 Señales de precios y mercados para los generadores

9.3.1 Mercado spot

El precio spot es igual al costo marginal de generación del sistema, a menos que este exceda los 250 US\$/MWh, en cuyo caso el precio spot toma ese valor tope.

En situaciones de racionamiento el precio spot se hace igual al mínimo entre 250 US\$/MWh y el costo del primer escalón de falla definido por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, que en este momento coincide con ese mismo valor.

Los costos marginales del sistema presentan una gran variabilidad, como resultado de la aleatoriedad de la generación hidráulica.

Junto a la aleatoriedad hidráulica, un factor que incide fuertemente sobre el nivel medio y la amplitud de la dispersión de los costos marginales es el grado de



apertura del comercio internacional con los países vecinos.

La aparición de costos marginales muy elevados, correspondientes a los costos de falla, se eliminaría en caso de tomar en cuenta una disponibilidad mayor de importación de energía spot desde Argentina, si existe disponibilidad de excedentes en ese país. En la medida en que los intercambios se hicieran más fluidos la distribución de probabilidad de costos se haría menos dispersa y con picos menores. Una interconexión de gran porte con Brasil, como la que se está desarrollando, tendería también a generar mayor estabilidad en los costos marginales.

Por otro lado, dado el tamaño del sistema, la entrada en servicio de una central, con una escala de 100 o 200 MW o superior, afecta a la baja de manera no despreciable los costos marginales, por un período de varios años.

Los factores anteriores vuelven poco atractiva la instalación de proyectos destinados a la venta en el mercado spot de energía. La instalación de proyectos de generación en el país depende de la realización de contratos de suministro de largo plazo, y de la existencia de remuneraciones a la capacidad instalada.

9.3.2 Contratos

9.3.2.1 Contratos iniciales

La regulación establece la posibilidad de realización de contratos iniciales en los que las centrales de generación de UTE y la mitad uruguaya de la energía de la central binacional Salto Grande, abastecen a la distribución de UTE. Los contratos entre la generación y la distribución de UTE tienen efectos solamente sobre la separación contable de las actividades de la empresa, ya que la distribución y la generación de la empresa no constituyen entidades jurídicas independientes. A estos contratos se los denomina en la regulación convenios internos.

La duración de los contratos y convenios internos iniciales no se establece en el reglamento del Mercado Mayorista.

9.3.2.2 Mercado de generación para los clientes regulados

Mediante la obligación de contratar gran parte de su demanda, el marco regulatorio atribuye en gran medida a los distribuidores (en la actualidad sólo UTE), la responsabilidad de promover la expansión de la capacidad de generación del sistema.

La reglamentación establece la obligatoriedad para las distribuidoras de tener contratos por al menos el 80% de la demanda de potencia firme de largo plazo para los clientes regulados, con una anticipación de 5 años, y al menos el 50% de la demanda de potencia

firme de largo plazo de los clientes habilitados para actuar como grandes consumidores, que no hayan ejercido esa opción y continúen comprando energía al distribuidor, con anticipación de un año. La potencia firme de largo plazo demandada por un consumidor se define como la potencia media demandada en las horas fuera del período de valle. Los vendedores en los contratos con los distribuidores deben tener un respaldo físico de potencia firme de largo plazo procedente de centrales de generación hidráulica o térmica.

En el caso de las centrales hidráulicas, la potencia firme de largo plazo del conjunto de las mismas, en cada mes del año, se define como la potencia media que puede ser generada en el período fuera de valle en dicho mes, con una probabilidad de excedencia del 95%. La potencia firme de cada central hidráulica resulta de desagregar ese total. Esto reduce fuertemente la energía que pueden contratar las centrales hidráulicas respecto a los valores medios de su energía generable.

Para que el distribuidor pueda trasladar a los consumidores los costos de compra de energía y potencia en los contratos de suministro, los mismos deben resultar de licitaciones, realizadas por el distribuidor con una anticipación de tres años respecto a la fecha de comienzo del suministro. La duración de los contratos que firme el distribuidor debe estar entre 5 y 10 años.

Dada la existencia de una interconexión fuerte con Argentina en 500 kV, y otra con Brasil (de 70 MW), los contratos del distribuidor y grandes consumidores, destinados a cubrir las obligaciones descritas, pueden realizarse con centrales de los países interconectados, sujetos a autorización por el Poder Ejecutivo. La reglamentación establece que el Poder Ejecutivo está facultado para requerir a los distribuidores que las licitaciones para obtener contratos de suministro, se restrinjan a centrales que se encuentren o deban construirse en territorio del país.

El distribuidor está obligado a pagar a los consumidores una multa en caso de fallas ocasionadas por escasez de suministro en el mercado mayorista. El monto unitario de esas multas depende de la profundidad de las mismas como porcentaje de la demanda no restringida, y es igual al costo de falla empleado en los modelos de operación del sistema de generación para igual porcentaje de falla.

La existencia de esas penalizaciones podría incentivar la contratación por encima de la cantidad mínima obligatoria, como mecanismo para trasladar a los generadores los riesgos por las multas en caso de falla.

Los distribuidores pueden trasladar a las tarifas íntegramente el costo de compra de energía adquirida en contratos de suministro, siempre que los mismos

hayán sido adjudicados mediante la realización de licitaciones competitivas.

UTE actuando como distribuidor, puede trasladar íntegramente a tarifas los costos de compra de energía en el marco de los convenios internos iniciales entre la generación y la distribución de la empresa y del contrato inicial con Salto Grande, los cuales tienen precios regulados calculados por procedimientos descritos en la reglamentación.

En caso de que los contratos que hayan realizado los distribuidores, no procedan de un procedimiento de licitación como el descrito, los distribuidores pueden trasladar a tarifas un precio regulado por la energía y potencia adquirida. Los precios regulados trasladables en ese caso son: i) para la energía, el mínimo entre el 80% del precio del último contrato licitado y el precio spot estabilizado ii) para la potencia, el mínimo entre el 80% del precio de la potencia del último contrato licitado y el 50% del precio de referencia de la potencia vigente.

Los precios spot estabilizados se calculan semestralmente, como el valor esperado de los precios spot en una programación semestral, para los distintos bloques horarios definidos.

El precio de referencia de la potencia se calcula como la anualidad de los costos de inversión, operación y mantenimiento fijos de una unidad generadora de punta, considerando una vida útil de quince años, incrementada por un porcentaje de indisponibilidad previsto inicialmente en 10%.

La reglamentación establece el principio del traslado a tarifas por parte de los distribuidores, de los costos de compra de energía y potencia en contratos adjudicados mediante licitaciones competitivas convocadas por el distribuidor.

No obstante, la reglamentación no establece en detalle la moneda en que deben pactarse esos contratos. La reglamentación tampoco establece en detalle los mecanismos de indexación de precios que son admisibles para los contratos entre distribuidores y generadores y los mecanismos precisos para el pasaje a tarifas. Debe tenerse en cuenta que las tarifas a los consumidores finales se fijarán en moneda nacional en tanto que los contratos entre generadores y distribuidores podrían fijar los precios en dólares.

9.3.2.3 Mercado de generación para los clientes libres

Están habilitados para actuar como clientes libres los consumidores que tengan una potencia contratada de 250 kW y opten por comprar su energía en el mercado mayorista. Los clientes libres pueden actuar directamente como participantes del mercado o realizar un acuerdo de comercialización con un comercializador que los represente ante el mercado.

Los consumidores habilitados para actuar como clientes libres tienen la opción de continuar como clientes regulados del distribuidor.

9.3.2.4 Medidas en caso de no cumplimiento de las obligaciones de contratar

La entrada en vigencia de la nueva reglamentación en Uruguay fue casi coincidente con la crisis del mercado argentino de electricidad y gas que obligó a Uruguay a renegociar los contratos de importación de potencia firme hasta entonces vigentes. Las dificultades de esa renegociación, en circunstancias no previstas en la reglamentación, obligaron a medidas excepcionales, reconocidas en resoluciones ministeriales que exceptuaron a los contratos renegociados de los requisitos previstos reglamentariamente. Como resultado de esa reformulación de los contratos de importación, y del retraso de inversiones en generación en Uruguay, en el inicio del funcionamiento del mercado no se disponía de potencia firme suficiente como para aplicar la obligación de contratar de la distribución y los grandes consumidores.

9.3.3 Remuneraciones a la capacidad de generación

Existen dos tipos de remuneraciones a la potencia firme (reserva anual y reserva nacional), que pueden obtener las centrales de generación en el país, por su potencia firme no comprometida en contratos, y que son asignadas mediante procedimientos competitivos realizados por ADME, la entidad administradora del mercado.

Las centrales que reciben estas remuneraciones, pueden presentarse a las licitaciones para obtener contratos de suministro a los distribuidores, y también realizar contratos con grandes consumidores. La potencia que logren vender en contratos, deja de recibir las remuneraciones a la capacidad.

Reserva anual

Cada año la ADME debe calcular la cantidad de potencia firme que debe adicionarse a la potencia firme ya contratada por distribuidores y grandes consumidores, de modo de completar un requerimiento de Seguro para Garantía de Suministro, que se define con los siguientes porcentajes y plazos:

- Para Consumidores Cautivos, para los siguientes 5 años, el 90% del requerimiento previsto de potencia firme de los distribuidores.
- Para los Grandes Consumidores y Grandes Consumidores Potenciales, para el siguiente año, el 70% del requerimiento previsto de potencia firme. Esta responsabilidad se aplica al distribuidor por los Grandes Consumidores que abastece.



Por lo tanto si los agentes del mercado han cumplido estrictamente con el mínimo admisible de sus obligaciones de contratación mediante contratos de suministro, el requerimiento de potencia firme a cubrir mediante el servicio de reserva anual, sería del 10% de la potencia firme demandada por los distribuidores (90% menos 80% contratado) y el 20% de la potencia firme demandada por los grandes consumidores, es decir una cantidad relativamente reducida respecto al total de la demanda del sistema.

La ADME realizará anualmente licitaciones para cubrir este requerimiento de potencia firme para reserva anual, a las que pueden presentarse centrales ubicadas en el país o en los países interconectados. Las centrales que oferten el menor precio de la potencia, hasta cubrir la cantidad licitada reciben como remuneración a la potencia, el precio que hayan ofertado en la licitación, y quedan obligadas a suministrar energía al sistema a un precio con un máximo regulado.

Reserva nacional

El Ministerio de Industria, Energía y Minería debe determinar un objetivo de potencia firme nacional que debe existir en el país en cada año de un horizonte de planificación, bajo la forma de una cantidad de potencia o como un porcentaje del requerimiento de potencia firme del total de la demanda. El marco regulatorio no establece pautas para la determinación de dicho objetivo.

Cada año el Despacho Nacional de Cargas (DNC), calcula el faltante de potencia firme nacional, para cada mes de un período futuro de seis años. Para calcular dicho faltante se resta del requerimiento de potencia firme de la totalidad de la demanda, el monto de potencia firme localizado en el país, que tenga contratos de suministro o de reserva. Si dicho faltante es positivo, la ADME realiza una licitación para cubrirlo, a la que pueden presentarse exclusivamente centrales localizadas en el país, cuya potencia no esté comprometida en contratos de suministro o de reserva. La licitación debe realizarse con anticipación y duración del contrato suficientes para permitir la instalación de nueva generación.

Las centrales que oferten el menor precio de la potencia, hasta cubrir la cantidad licitada, reciben como remuneración a la potencia el precio que hayan ofertado, y quedan obligadas a suministrar energía al sistema a un precio con un máximo regulado.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería puede determinar requisitos a cumplir por las centrales que se presenten a la licitación por reserva nacional, en materia de costo variable, tipo de central o tipo de combustible a emplear.

9.4 Insumos para la generación

Existen dos gasoductos que permiten importar gas natural desde Argentina: el gasoducto del Litoral y el Gasoducto Cruz del Sur.

El gasoducto del Litoral, de 16 pulgadas de diámetro, entra al país por su frontera oeste con Argentina, atravesando el río Uruguay.

El gasoducto Cruz del Sur, de 18 pulgadas de diámetro, atraviesa el Río de la Plata y llega hasta la capital Montevideo, en el sur del país. La capacidad máxima prevista del gasoducto es de 5 millones de metros cúbicos de gas diarios, si bien para aprovechar la misma se requeriría la realización de inversiones de ampliación y bombeo en la cabecera argentina del gasoducto.

El único contrato de importación de gas suscrito hasta ahora con destino a la generación eléctrica, tiene como comprador a UTE, y prevé el suministro de 1.7 millones de metros cúbicos diarios. Dicho contrato, que cuenta con la respectiva autorización de exportación por parte de las autoridades argentinas, fue celebrado antes de la crisis del mercado de gas en 2004 y no se está ejecutando, con lo cual sus condiciones son objeto de renegociaciones actualmente en curso, dadas las limitaciones en el mercado de gas existentes actualmente en Argentina.

Las empresas estatales UTE (eléctrica) y ANCAP (del sector hidrocarburos) están realizando estudios con empresas internacionales para evaluar la posibilidad de construir una planta de regasificación de gas natural licuado.

9.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

La reglamentación del mercado mayorista no prevé incentivos económicos específicos para el ahorro energético y la generación con fuentes no convencionales.

El marco regulatorio prevé la existencia de generación distribuida y establece disposiciones para su conexión a la red y despacho, que responden a las características específicas de este tipo de generación.

El Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM) estableció un marco de incentivos a la generación por parte de productores independientes, con fuentes renovables (eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas) por un total de 60 MW (en principio 20 MW por tipo de fuente) donde autoriza a UTE a contratar la energía de estos proyectos, seleccionados en un marco de competencia de precios, y a trasladar a la tarifa de los consumidores regulados el sobreprecio resultante de comprar la energía de los proyectos adjudicados a los precios ofertados. En una primera ronda de este proceso fueron adjudicados recientemente proyectos eólicos y

de biomasa, que no cubrieron la totalidad de los 60 MW previstos, planteándose en la actualidad una segunda ronda según el mismo procedimiento, hasta completar dicha potencia.

9.6 Seguridad de cobro en el mercado mayorista

El mercado mayorista no ha comenzado aún a operar, por lo que no se han implementado aún los mecanismos de facturación y pago.

La reglamentación prevé la existencia de garantías que deben constituir los agentes que compran en el mercado spot de energía. El monto de la garantía a constituir debe ser igual a la previsión de la suma de las compras en los dos meses con mayor compra en el spot, entre los seis meses subsiguientes.

Se prevé un interés por mora para los pagos en el mercado spot. Los incumplimientos reiterados de pago, y la falta de depósito de la garantía son causales de la pérdida de habilitación para operar en el mercado.

9.7 Comercio internacional de energía

A través de la interconexión con Argentina, existe un contrato de importación de energía desde Argentina, por una potencia de 150 MW.

Existe también comercio de energía ocasional entre ambos países, según las modalidades previstas en el Convenio de Interconexión (sustitución a la semisuma de costos marginales, exportación contingente a precio ofertado, y de emergencia, entre las principales).

Para el comercio por la interconexión con Brasil, por Rivera-Livramento, existe un acuerdo por el uso de la convertidora firmado por UTE y Eletrobrás, y un mecanismo por el que para las importaciones desde Brasil, UTE realiza periódicamente licitaciones competitivas en Brasil para elegir un comercializador de energía que toma los excedentes ofertados por el ONS y los exporta a Uruguay.

La reglamentación prevé un régimen de comercio internacional spot realizado por el Despacho Nacional de Cargas. La propia reglamentación establece que dicho régimen de comercio está subordinado respecto a lo que establezcan los acuerdos de interconexión con los países vecinos.

9.8 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

Red de beneficio general

El Regulador examina, propone ajustes y aprueba anualmente los planes de expansión de la red elaborados por UTE, como transportista a cargo de la red de beneficio general. UTE puede optar por varias

modalidades para ejecutar la ampliación, que varían según: i) si UTE aporta los fondos para la inversión, ii) si UTE realiza la operación y mantenimiento.

- Si UTE aporta los fondos para la construcción recibe por las inversiones un canon anual regulado. UTE debe elegir el subcontratista que construirá las instalaciones mediante una licitación. El canon que remunera la inversión realizada por UTE se calcula como una anualidad, a la tasa de retorno regulada para la transmisión, del precio resultante de la licitación.
- Si UTE opera y mantiene las nuevas instalaciones, recibe como retribución un canon anual regulado.
- Si UTE no aporta los fondos de inversión, ni opera y mantiene las instalaciones, debe realizar una licitación competitiva para seleccionar al subcontratista que realiza esas funciones a cambio de un canon anual.

Para la ampliación de la transmisión zonal (redes de tensión menor a 500 kV), es obligatorio que UTE aporte los fondos de inversión, opere y mantenga las instalaciones.

Expansiones por requerimiento particular de usuarios

Estas expansiones son las construidas por usuarios de la red, por iniciativa propia y asumiendo el usuario los costos respectivos. En caso de que las instalaciones resulten prestando servicio público de transporte para terceros, deben dar lugar a una concesión y al pago de peajes por parte de los restantes usuarios, a aquél que ha construido la instalación.

Interconexiones internacionales

Para la construcción de interconexiones internacionales se prevé que los agentes interesados que tengan acordados contratos de importación o exportación, se presenten ante el Regulador, para que éste apruebe la construcción de las instalaciones de interconexión y licite la construcción, operación y mantenimiento de la misma, que se concede a un transportista de interconexión internacional, que recibe a cambio el pago de un canon.

Ampliaciones menores

Son aquéllas cuyo monto de inversión es menor a cierto monto, fijado en un millón de dólares y que amplían instalaciones preexistentes. Las mismas son construidas por el transportista respectivo, quien puede pactar su remuneración con los usuarios, o bien solicitar al regulador que apruebe la inversión y la incluya en el mecanismo general de peajes.

Posibilidad de los agentes de reservar capacidad de transmisión. Existencia de derechos de congestión

La reglamentación establece derechos de transmisión firme para las interconexiones internacionales



existentes y a construirse. Los derechos de transmisión firme permiten al propietario de los mismos la realización con prioridad de contratos a través de las interconexiones, y lo obligan al pago de una cuota parte del canon que recibe el transportista internacional. Está previsto que el uso ocasional de las interconexiones esté sujeto al pago de peajes.

Para la interconexión Rivera-Livramento con Brasil, los derechos de transmisión firme están asignados a UTE, quien realizó la inversión correspondiente. Para la interconexión con Argentina, la reglamentación prevé que cuando la evolución del sistema haga prever que la capacidad de la misma no permita cubrir todos los requerimientos a la misma, el Despacho Nacional de Cargas realice una licitación pública internacional para asignar esa capacidad, mediante un pago.

No existen derechos de congestión o de capacidad firme para la capacidad en el sistema de transmisión interno del país.

9.9 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento

9.9.1 Planes para la generación y la transmisión eléctrica

El marco regulatorio prevé la realización de una planificación de la transmisión a cargo de UTE y de otros transportistas que reciban concesiones en el futuro, sujeta a la aprobación del Regulador.

Para la generación, el marco regulatorio no prevé la realización periódica de un plan de carácter determinativo o indicativo, si bien establece la obligación de la ADME de determinar anualmente los requerimientos de potencia firme del sistema en un horizonte futuro de ocho años y otorga al Poder Ejecutivo la posibilidad de determinar la construcción de centrales de generación en el país, por procedimientos ya descritos y que se reiteran aquí brevemente:

- El Ministerio de Industria, Energía y Minería determina un objetivo de potencia firme que debe existir en el país, y la ADME debe realizar una licitación para cubrir el eventual faltante mediante el servicio de reserva nacional.
- El Ministerio puede determinar requisitos a cumplir por las centrales que se presenten a la licitación por reserva nacional, en materia de costo variable, tipo de central o tipo de combustible a emplear.
- El Poder Ejecutivo está facultado para requerir a los distribuidores que las licitaciones para obtener contratos de suministro, establezcan que las centrales que los abastezcan se encuentren en territorio del país.

9.9.2 Incentivos arancelarios, impositivos, y existencia de fondos específicos para la expansión de generación y transmisión

La legislación no prevé la existencia de fondos e incentivos de este tipo.

9.9.3 Actuación del poder público ante eventual falta de respuesta del sector privado

Las formas de actuación del Poder Ejecutivo están descritas más arriba en este mismo punto.

Corresponde destacar que la empresa estatal UTE ha continuado invirtiendo en obras de transmisión y en 2006 también en generación, en una central de 200 MW (actualmente en curso de ampliación a 300 MW), constituyendo así la primera inversión en generación desde 1992.

9.10 Requisitos ambientales para la entrada en servicio de instalaciones

La Ley 16466 del 19 de enero de 1994, declaró de interés general y nacional la protección del medio ambiente contra cualquier tipo de depredación, destrucción o contaminación, así como la prevención del impacto ambiental negativo o nocivo y en su caso, la recomposición del medio ambiente dañado por actividades humanas.

La misma ley definió las actividades sometidas a la obtención de la Autorización Ambiental Previa a su ejecución y, eventualmente, a la realización de un estudio de evaluación de impacto ambiental.

El decreto 435/94 estableció el procedimiento para tramitar la autorización aludida y precisó otras actividades sujetas al mismo trámite. La autoridad para evaluar los proyectos sometidos a consideración lo es la Dirección Nacional de Medio Ambiente.

La legislación descrita, a la cual se remite la Ley 16.832 (de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico), define como actividades sujetas a autorización ambiental previa a las siguientes, que forman parte de la actividad del sector eléctrico: construcción de oleoductos y gasoductos que superen una extensión de 10 kilómetros, construcción de usinas de generación de electricidad de más de 10 MW cualquiera sea su fuente primaria, así como la remodelación de las existentes, cuando implique un aumento en la capacidad de generación o el cambio de la fuente primaria utilizada, construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica de 150 kV o más, o la modificación de las existentes, construcción de represas con una capacidad de embalse de más de diez millones de metros cúbicos o cuyo espejo de aguas supere las cincuenta hectáreas, así como toda construcción u obra que se proyecte en la faja de

defensa de costas, definida en el artículo 153 del Código de Aguas.

Respecto a las autorizaciones previstas por la regulación, que no son de carácter ambiental, hasta el momento no se ha aplicado la normativa del marco regulatorio para la incorporación de nuevos equipos de generación y transmisión.

9.11 Costo de falla y regulación en situación de racionamiento

9.11.1 Costo de falla empleado para la optimización y operación del sistema. Incidencia en la formación de los precios spot

Los costos de falla empleados para la optimización y operación del sistema son los siguientes, según la profundidad de la falla:

hasta el 5% de profundidad – 250 US\$/MWh

del 5% al 12.5% de profundidad – 400 US\$/MWh

del 12.5% al 20% de profundidad – 1200 US\$/MWh

más del 20% de profundidad – 2000 US\$/MWh

En cuanto a la formación del precio spot, en caso de racionamiento, el mismo se fija en el mínimo entre 250 US\$/MWh y el precio del primer escalón de falla (que en la actualidad es igual a ese mismo valor).

9.11.2 Normas sobre aplicación del racionamiento

De no existir una disposición del Poder Ejecutivo en contrario, se prevé que el racionamiento se realice entre los distribuidores y grandes consumidores, en proporción a la diferencia entre su demanda y la energía generada por las centrales comprometidas en contratos con dicha demanda.

En caso de que el Poder Ejecutivo emita un decreto de racionamiento estableciendo criterios para el mismo diferentes del anterior, los distribuidores y grandes consumidores que tengan racionamiento inferior al que resulta de aplicar el criterio del párrafo anterior, deberán pagar la cantidad de energía que consumen en exceso, al precio spot. Lo recaudado por este concepto se destina a compensar a los consumidores cuyo racionamiento resulte superior al establecido con el criterio del párrafo anterior.

Durante la situación de sequía reciente, en el año 2006 las autoridades realizaron una campaña para obtener una reducción voluntaria del consumo de los clientes particulares y de carácter compulsivo para los clientes estatales.

9.11.3 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento

Los distribuidores son responsables del pago de multas ante racionamiento debido a falta de energía en el mercado mayorista. El monto unitario de las multas varía según la profundidad de la falla como porcentaje de la demanda no racionada. Los valores que se toman son los mismos que los del costos de falla empleado en la operación del sistema y la formación del precio spot, descritos en el punto anterior.

9.12 Estabilidad del marco regulatorio del mercado mayorista

El marco regulatorio no se encuentra aún completamente operativo.

Las dificultades de su implementación en un contexto de crisis energética regional, para el cual no estaba previsto, han conducido a las actuales autoridades ministeriales a plantear grupos de trabajo integrados por las autoridades, el Regulador, y los agentes del mercado, en particular UTE, con el fin de adecuar la reglamentación a la nueva situación.

9.13 Análisis de situaciones de crisis de abastecimiento que hayan ocurrido. Problemas regulatorios de seguridad de abastecimiento que se encuentren en discusión

La situación de racionamiento ocurrida en 2006 se produjo en un contexto en el que no existían contratos explícitos entre la distribución de UTE y los generadores estatales UTE y Salto Grande, y sin un mercado spot funcionando en forma efectiva, es decir sin que los agentes se encontraran vendiendo y comprando en el mismo. Por lo tanto no se generaron desequilibrios resultantes de compras y ventas a elevado precio en el mercado.

El manejo energético de la situación de crisis situación fue realizado esencialmente basado en la experiencia de anteriores experiencias vinculadas a sequías, como en 1989, y sin aplicar las disposiciones previstas en la regulación, las que se enmarcan en los contratos de distribución y grandes consumidores.

9.14 Referencias

9.14.1 Principales normas consultadas

Reglamentos del Mercado Eléctrico Mayorista y de Acceso y Remuneración del Transporte.

9.14.2 Sitios web consultados

UREE: <http://www.ursea.gub.uy/>

UTE: <http://www.ute.com.uy/>



10 VENEZUELA

El presente texto se redacta por la Secretaría Ejecutiva de la CIER con base en información de su centro de documentación y papers de Seminarios Internacionales.

El sistema eléctrico de Venezuela es principalmente hidráulico. La generación hidráulica cubre aproximadamente el 75% de la demanda, y es producida en su mayor parte por Edelca, empresa estatal que ha estado a cargo de planificar, desarrollar y operar las plantas hidroeléctricas del Bajo Caroní, donde tres centrales se encuentran en operación, Guri, Caruachi y Macagua y una cuarta, Tocomá, se encuentra en construcción. La potencia instalada hidráulica era en 2005 de 14413 MW.

En el 2005, el consumo de combustibles para la generación termoeléctrica fue de 56,5 millones de barriles equivalentes de petróleo, correspondiéndole al consumo de gas el 51,32%. Existían 4446 MW en centrales de ciclo de vapor, 2837 MW en turbinas a gas y 154 MW en grupos diesel.

Las principales empresas del sector son hasta el presente la ya citada Edelca, Cadafe (la mayor empresa de distribución, que atiende a más del 50% de los consumidores), Enelven (que atiende en la ciudad de Maracaibo y la costa oriental del Lago, con el 11% de los consumidores) y Elecar (Electricidad de Caracas). Todas ellas son empresas estatales. Elecar era propiedad de la empresa AES y ha sido adquirida por el estado en el año 2007.

La tabla siguiente presenta la generación por empresa en el año 2006.

| | Generación (GWh) | |
|-------------------------------------|------------------|---------------|
| ELECAR | 10079 | 9,1% |
| ELEVAL | 1187 | 1,1% |
| SENECA | 1348 | 1,2% |
| ENELVEN | 6077 | 5,5% |
| ENELCO | 266 | 0,2% |
| ENELBAR | 548 | 0,5% |
| CADAFE | 10619 | 9,6% |
| EDELCA | 79460 | 71,6% |
| Subtotal | 109584 | 98,8% |
| Compras a otros generadores menores | 1378 | 1,2% |
| TOTAL | 110962 | 100,0% |

Fuente: Caveinel

La demanda máxima de potencia en 2006 fue de 15945 MW.

El marco jurídico y estructura del sector eléctrico de Venezuela está experimentando cambios como resultado de una reorganización del sector llevada adelante por el gobierno.

En diciembre de 2006 se creó el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNG) con el objeto de controlar, supervisar y coordinar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión y de administrar el Mercado Mayorista de Electricidad.

En mayo de 2007, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto 5330, con fuerza de ley, por el que se creó la Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CEN) adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, como una empresa estatal encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica. El capital social de la CEN será en un 75% del estado venezolano, a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y en un 25% de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA, empresa estatal petrolera).

El Decreto 5330 determinó que las acciones de empresas eléctricas estatales que sean propiedad del propio estado venezolano, de PDVSA, y de la Corporación Venezolana de Guayana, pasen a la recién creada Corporación Eléctrica Nacional. Las empresas estatales Enelven, Enagen, Cadafe, Edelca, Enelco, Enelbar, Seneca deberán transferir sus activos a la CEN, la que será la sucesora universal de los derechos y obligaciones de dichas empresas. Se establece un plazo de tres años para que tenga lugar la fusión en una única persona jurídica.

Las empresas privadas y sus filiales que a la fecha de entrada del decreto se encontraban en proceso de adquisición por el estado venezolano pasan también a integrarse a la CEN. La participación de los particulares en dichas empresas se trasmite a la propiedad de la CEN en la proporción que corresponda.

Una vez conformada la CEN, el sector eléctrico de Venezuela se constituye en una empresa estatal integrada verticalmente, adscrita al Ministerio de Energía y Petróleo.



TABLA DE RESUMEN

INCENTIVOS REGULATORIOS PARA LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN

Los datos numéricos corresponden al año 2006 salvo indicación en contrario

| CARACTERIZACIÓN | BOLIVIA | BRASIL | COLOMBIA |
|--|--|---|---|
| Resumen de los mecanismos regulatorios e incentivos económicos que aseguran la expansión | Los distribuidores, que abastecen al 98% de la demanda, tienen la obligación de abastecerse de energía mediante contratos por al menos el 85% de la demanda. | Existe una planificación centralizada a cargo de la EPE. Se realizan subastas centralizadas reguladas para abastecer a los distribuidores. | Los incentivos a la inversión provienen del mercado spot, de los contratos y del cargo por confiabilidad que se concede mediante subastas. |
| Principales características del sistema de generación | Energía generada 4506 GWh, 2131 GWh hidráulica y 2375 térmica. Capacidad instalada efectiva de generación de 1070 MW, el 40% es hidráulica. | Pot. instalada de 99418 MW, Generación anual de 461.200 GWh, 84% hidráulica. | Pot. instalada 13300 MW. 77% de la energía es hidráulica y el resto principalmente térmica a gas. |
| Estructura empresarial en el sector | Diez empresas de generación, por su capacidad instalada las mayores son EGSA (30%), COBEE (20.3%), EVH (18.8%) y Corani (12.5%). | Múltiples empresas de generación. La mayor parte de la producción hidráulica es de empresas estatales. | Múltiples empresas de generación. Estado y municipios poseen el 53% de la capacidad de generación. |
| Mercado spot | El precio spot está dado por el costo marginal de corto plazo de la energía. | Precio spot PLD resulta del costo marginal de los modelos computacionales, con topes inferior y superior (8.9 y 270 US\$/MWh). Los generadores hidráulicos comparten su riesgo de cantidad generada en el Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). | Precio de bolsa (spot) igual al costo marginal basado en ofertas libres de precio de los generadores, con límite superior en el Precio de Escasez (aprox. 127 US\$/MWh). |
| Comercio internacional de energía | No existen interconexiones. | No es significativo en el abastecimiento. Contratos de importación desde Venezuela (a Boa Vista, no interconectada) y Argentina (no operativo) y exportación interrumpible a Argentina y Uruguay. | Interconexión de 250 MW con Ecuador que se está ampliando, con comercio spot. Interconexión de 300 MW aprox. con Venezuela con intercambios esporádicos. |
| Contratos iniciales | | Finalizaron en 2005. | No existen. |
| Mercado de generación para clientes regulados | Los distribuidores tienen la obligación de contratar como mínimo el 85% de la demanda por tres años al menos, mediante licitación, y pueden trasladar a tarifas un precio de nodo regulado. Prácticamente no se tienen contratos por falta de incentivos de precio para los generadores, y el suministro se hace en el spot. | Las distribuidoras deben cubrir 100% de su demanda con contratos que resultan de subastas realizadas periódicamente por las autoridades, con antecedencia de uno, tres o cinco años al inicio del suministro (contratos A1, A3 y A5 respectivamente). En las A3 y A5 participan las centrales nuevas. | Los clientes regulados son abastecidos por comercializadores elegidos libremente. Los precios trasladables a tarifas están regulados e incentivan al comercializador que compra a menores precios. Los contratos de compra de los comercializadores deben resultar de convocatorias públicas. |



| CARACTERIZACIÓN | BOLIVIA | BRASIL | COLOMBIA |
|--|---|--|--|
| Mercado de generación para clientes libres | Clientes con potencia mayor a 1 MW. Pueden comprar en contratos o en el spot. | Clientes con carga mayor o igual 3000 kW y tensión mayor o igual 69 kV, pueden comprar a cualquier suministrador. Para retornar a la distribuidora preaviso de cinco años. El 25% de la demanda del país corresponde a clientes libres. | Clientes con carga mayor a 100 kW o consumo mayor a 55 MWh al mes, eligen comercializador y pactan precios libremente. El 33% de la demanda corresponde a clientes libres. La mayor parte del mercado la tienen los generadores-comercializadores. |
| Remuneraciones a la capacidad de generación | Existe remuneración de potencia, con precio básico calculado a partir de la anualidad de turbina a gas. La potencia firme remunerada de cada central depende de su contribución al cubrimiento de la demanda máxima anual, en un despacho económico, en el que las centrales participan con la potencia efectiva en el período de estiaje de las centrales hidráulicas. | No existen | Mediante subastas con tres años de antelación se asignan las Obligaciones de Energía Firme, obligación de suministro cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez. Las OEF se pagan al generador al precio de la subasta. La primera subasta se hará en mayo de 2008. |
| Insumos para la generación | Bolivia cuenta con grandes reservas de gas natural que permiten cubrir con holgura los requerimientos que pueda tener la expansión de la generación termoeléctrica, y el país es exportador de gas a Argentina y Brasil. El potencial hidroeléctrico con que cuenta Bolivia está en el orden de 40.000 MW. | Gran potencial hidroeléctrico en parte en regiones alejadas. Se importa gas natural de Bolivia (30 Mm3/día) y se están construyendo proyectos de regasificación de GNL por 15 Mm3/día aprox. Existen grandes yacimientos submarinos de gas por explotar. | El país posee gas natural, carbón y potencial hidroeléctrico. El abastecimiento de gas estará limitado en el corto plazo por la capacidad de transporte y suministro. |
| Incentivos a la generación renovable no convencional | | El Proinfa pondrá en operación 3300 MW con 12000 GWh al año, 3.6% del consumo anual del país. La energía es comprada en contratos de 20 años por Eletrobrás, luego de licitaciones. | Existen incentivos a proyectos si se hacen en áreas rurales no interconectadas. |
| Planificación de la generación | En el pasado el Estado ha elaborado Planes Referenciales de expansión del sector eléctrico, de carácter indicativo. En el marco de la nueva política gubernamental hacia el sector es posible que la planificación adquiera carácter determinativo. | Es determinativa para las centrales hidráulicas realizada por la Empresa de Pesquisa Energetica (EPE) | Indicativa, realizada por la UPME y la CND. |
| Costo de falla | | 534,30 R\$/MWh, lo que equivale aproximadamente a 270 US\$/MWh. En la operación se emplean criterios de seguridad adicionales (curva de aversión al riesgo). | Entre 0.28 y 1.76 US\$/kWh aprox. según la profundidad de falla y tipo de consumo. |



| CARACTERIZACIÓN | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA |
|--|---|---|--|
| Resumen de los mecanismos regulatorios e incentivos económicos que aseguran la expansión | Los distribuidores tienen obligación de realizar licitaciones con tres años de anticipación para cubrir el 100% de su demanda. Existe remuneración de potencia. Los clientes libres deben contratar su demanda. | Los distribuidores deben contratar el 70% de su demanda con una anticipación de cinco años. | Remuneraciones por energía, en el mercado spot y a plazo (que se gestiona conjuntamente para España y Portugal) y mediante contratos bilaterales. Adicionalmente existe una remuneración por garantía de potencia. |
| Principales características del sistema de generación | Sistema Interconectado Central (SIC), capacidad 8.274 MW, (57% hidráulicas y 43% térmicas a carbón, fuel, diesel y ciclo combinado a gas natural. Demanda máxima 6059 MW, generación bruta 40.300 GWh. Sistema Interconectado Norte Grande (SING) capacidad instalada 3.595 MW, demanda máxima 1.770 MW, generación bruta 13.200 GWh, sistema predominantemente térmico a carbón, fuel, diesel y ciclo combinado a gas natural y diesel. | Capacidad de generación 3680 MW aprox., de los cuales la hidráulica es el 51%, concentrados en central Paute 1075 de MW. Demanda prevista para 2007 de 15657 GWh. Fuerte estacionalidad de los aportes hidráulicos y riesgos de abastecimiento en caso de sequía pronunciada. | Potencia instalada 84.000 MW, 36% centrales hidroeléctricas y de energías renovables, 55% térmicas a combustibles fósiles y 9% nucleares. Generación 302.431 GWh, de la cual hidroeléctrica y renovables, 17%, combustibles fósiles 63% y nuclear 20%. |
| Estructura empresarial en el sector | SIC tres empresas principales: Endesa 49% de la capacidad, Colbún 27%, ambas mayoritariamente hidráulicas y AES Gener, 18% y generación mayoritariamente térmica. SING: operan 6 empresas de generación. | La mayor parte de la generación es de propiedad estatal, con excepción de algunas centrales térmicas. | 80% de la generación en régimen ordinario (térmica, nuclear y gran hidráulica) de la cual 90% en cinco grupos empresariales Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, HC Energía-EDP y Enel-Viesgo, mientras que el 10% restante es aportado por nuevos entrantes. Régimen especial (cogeneradores y renovables exceptuando la gran hidráulica, restante 20% de la generación. |
| Mercado spot | Precio spot igual al costo marginal del modelo de optimización hidrotérmico, en base a costos variables de generación. | Precio spot igual al costo marginal del modelo de optimización hidrotérmico, en base a costos variables de generación. | Mercado spot por precios ofertados, en conjunto con Portugal. |
| Comercio internacional de energía | No hay intercambios internacionales con excepción de la importación desde una central en Argentina (Termoandes) que no está hasta ahora integrada a la red de ese país. | La importación desde Colombia, por una interconexión de 250 MW ha sido importante (12% de la demanda) en situación de crisis. La interconexión con Perú de 100 MW no está operando comercialmente. | Con Francia 1.500 MW pero en gran parte no utilizados por restricciones zonales. Con Portugal 1.000 MW y mercado spot y a plazo integrado (Mercado Ibérico de Electricidad – MIBEL). |



| CARACTERIZACIÓN | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA |
|---|--|--|--|
| Contratos iniciales | No existen, el mercado comenzó hace más de 20 años. | Como la mayor parte de los generadores y distribuidores pertenecen al estatal Fondo de Solidaridad, los contratos existentes son determinados administrativamente. | No existen |
| Mercado de generación para clientes regulados | Los distribuidores están obligados a contratar con un horizonte de 3 años, en licitaciones públicas. Precios de los contratos vigentes: regulados a precios de nudo; energía: igual al promedio de costos marginales en horizonte de 48 meses; potencia: resulta de la anualidad de TG. Si el precio monómico resultante se aparta del precio de contratos de generadores con clientes libres, se ajusta a una banda en torno a éstos. Contratos a regir a partir de 2010, precios resultantes de la licitación, con topes respecto al precio de nudo. | Los distribuidores deben contratar el 70% de su demanda con una anticipación de cinco años. En principio los contratos son de libre acuerdo entre las partes pero el precio que los distribuidores pueden trasladar a las tarifas, es el precio referencial de generación, con componentes de energía y potencia. El precio referencial de la energía surge del promedio ponderado de los costos marginales en horizonte de cuatro años. El precio referencial de la potencia resulta de la anualidad una TG (5.7 US\$/kW-mes). | Los distribuidores tienen que comprar la energía en el mercado spot, salvo un 10% de su demanda prevista que deben comprar en el mercado de contratos a plazo y la que compran en subastas de energía establecidas por la regulación. |
| Mercado de generación para clientes libres | Deben acceder directamente al mercado los consumidores mayores a 2000 kW. Consumidores con potencia entre 500 kW y 2.000 kW tienen la opción de acceder al mercado, por un mínimo de 4 años, informando a la distribuidora con 12 meses de antelación. | Son clientes libres los de demanda máxima mayor a 650 kW, durante los 6 meses anteriores y consumo de energía anual de 4500 MWh en los doce meses anteriores. Al no existir excedentes a la venta el mercado no se ha desarrollado. | Desde el 1 de enero de 2003, todos los clientes tienen libre acceso al mercado, pero pueden optar por seguir como clientes regulados. La energía consumida en el mercado libre es un 25% de la demanda. |
| Remuneraciones a la capacidad de generación | Cargo por potencia resultante de la anualidad de una TG. Los generadores deben adquirir la potencia faltante para cubrir sus contratos a otros generadores que sean excedentarios. | Se paga Potencia Remunerable Puesta a disposición. Hidro: en proporción a la energía generada en los últimos 10 años en el período noviembre – febrero. Térmicas: potencia efectiva disminuida por efecto de los mantenimientos en noviembre – febrero. Precio unitario de potencia 5.7 US\$/Kw-mes. | Las centrales excepto las nucleares cobran garantía de potencia, cuando funcionan al menos 50 horas anuales equivalentes. El monto total a pagar resulta de aplicar 0.48 cts. de euro por kWh, a la cantidad total de energía generada del sistema excluyendo nucleares y se reparte en proporción al producto del coeficiente de disponibilidad por la potencia neta. |



| CARACTERIZACIÓN | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA | | | | | | | | | | |
|--|---|---|--|--------|-------|---------|-------|----------|-------|-------------|-------|--|--|
| Insumos para la generación | Los insumos para generación térmica son importados casi en su totalidad. El 36% del parque son ciclos combinados a gas que empleaban gas argentino, hoy severamente restringido, por lo que emplean diesel. Se está desarrollando un proyecto de GNL del orden de 10 Mm ³ /día inicialmente. | Combustibles líquidos a través de la estatal Petroecuador. Gas natural: sólo una central emplea gas. El país dispone de potencial hidroeléctrico no aprovechado aún. | En general no hay cuellos de botella en el abastecimiento de insumos para la generación. Para los nuevos ciclos combinados a gas natural pueden presentarse restricciones en invierno. El gas es importado por gasoductos y GNL. El recurso hidráulico está totalmente explotado. | | | | | | | | | | |
| Incentivos a la generación renovable no convencional | Exoneración de peajes de transmisión troncal. Las distribuidoras pueden comprar hasta 5% a precio de nudo, lo que no se verifica. | Se han definido precios para pequeñas hidro (<10 MW), solar, eólica, biomasa y geotérmica, superiores a los costos marginales de mercado, con techo en el 2% (60 MW aproximadamente) de la capacidad total de generación. | Régimen Especial para fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, con de potencia < 50 MW, y algunos incentivos para instalaciones específicas > 50 MW. En Régimen Especial se vende al sistema a tarifa regulada preferencial o se negocia libremente la energía a través del mercado, cobrando además una prima adicional. Abarca 19% de la generación, 90% cogeneración y eólica. | | | | | | | | | | |
| Planificación de la generación | La CNE hace planes indicativos de generación empleados en el cálculo de los precios de nudo. | El CONELEC elabora el Plan Maestro de Electrificación. | Planificación indicativa para la generación. | | | | | | | | | | |
| Costo de falla | <table border="1"> <thead> <tr> <th>Profundidad % de demanda</th> <th>Costo en US\$/MWh</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0 – 5%</td> <td>327,4</td> </tr> <tr> <td>5 – 10%</td> <td>360,0</td> </tr> <tr> <td>10 – 20%</td> <td>456,3</td> </tr> <tr> <td>mayor a 20%</td> <td>477,3</td> </tr> </tbody> </table> | Profundidad % de demanda | Costo en US\$/MWh | 0 – 5% | 327,4 | 5 – 10% | 360,0 | 10 – 20% | 456,3 | mayor a 20% | 477,3 | Hasta tanto el CONELEC realice los estudios se está utilizando provisionalmente el valor 300 US\$/MWh, sin escalones de profundidad de la falla. | No se emplea costo de falla explícito. |
| Profundidad % de demanda | Costo en US\$/MWh | | | | | | | | | | | | |
| 0 – 5% | 327,4 | | | | | | | | | | | | |
| 5 – 10% | 360,0 | | | | | | | | | | | | |
| 10 – 20% | 456,3 | | | | | | | | | | | | |
| mayor a 20% | 477,3 | | | | | | | | | | | | |



| CARACTERIZACIÓN | PARAGUAY | PERU | URUGUAY | VENEZUELA |
|--|---|--|--|---|
| Resumen de los mecanismos regulatorios e incentivos económicos que aseguran la expansión | Empresa estatal integrada verticalmente ANDE, sin mercado competitivo de generación. La generación de ANDE es remunerada como parte de la tarifa regulada a los clientes finales. | A partir de julio de 2006 la Ley N° 28832 establece licitaciones para abastecimiento de los distribuidores. Los clientes libres deben contratar su demanda. | La regulación determina que la expansión tenga lugar por la demanda de contratos de distribuidores y clientes libres. Se prevén mecanismos para asegurar un nivel mínimo de capacidad instalada local. | El Decreto 5330 de mayo de 2007 estableció la estatal Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CEN) integrada verticalmente para ejecutar las actividades de generación, consolidando las empresas estatales y privadas existentes. |
| Principales características del sistema de generación | La mitad paraguaya en hidroeléctricas binacionales Itaipú (12600 MW) y Yacyretá (3200) permitiría abastecer la demanda en forma casi indefinida. | Potencia instalada 4636 MW y máxima demanda 3580 MW. Energía generada 24760 GWh, el 75.4% de la generación es hidroeléctrica. | Capacidad de generación 2229 MW. Demanda de energía 8165 GWh en el año 2005. En media 80% de la generación es hidroeléctrica, con gran aleatoriedad y posibilidad de sequías prolongadas. | Generación hidráulica aproximadamente el 75% de la demanda. Potencia instalada: 14413 MW hidráulica, 4446 MW ciclo de vapor, 2837 MW en turbinas a gas y 154 MW en grupos diesel. |
| Estructura empresarial en el sector | ANDE genera y compra a las binacionales. | Existen 15 empresas. Empresas estatales generan 40.6% de la energía (Electroperú, propietaria del complejo hidroeléctrico del Mantaro, genera 30% de la demanda). El mayor generador privado (Endesa) cubre 30% del mercado. | UTE empresa estatal, integrada verticalmente y la parte uruguaya de la binacional Salto Grande son la casi totalidad de la generación. Están ingresando generadores privados pequeños con fuentes renovables. | El Decreto 5330 determinó que las acciones de empresas eléctricas estatales pasen a la CEN. Las empresas estatales Enelven, Enagen, Cadafe, Edelca, Enelco, Enelbar, Seneca deberán transferir sus activos a la CEN. |
| Mercado spot | No existe. | Precio spot igual al costo marginal calculado a partir de costos variables auditados. | Precio spot igual al costo marginal calculado a partir de costos variables auditados. | No existe |
| Comercio internacional de energía | Exportaciones a Brasil de la cuota parte de Itaipú no usada. | Existe interconexión de 100 MW con Ecuador desde 2006, aún no empleada. | Las importaciones son muy importantes en el abastecimiento. Interconexión de 2000 MW en 500 kV con Argentina, con contrato de importación de 150 MW y comercio spot. Interconexión de 72 MW con Brasil, comprando excedentes interrumpibles. | Existen 300 MW de interconexión con Colombia con intercambios ocasionales y exportación de 200 MW de energía firme a la ciudad de Boa Vista en Brasil. |



| CARACTERIZACIÓN | PARAGUAY | PERU | URUGUAY | VENEZUELA |
|---|--|--|---|--|
| Contratos iniciales | No existen. | No existen | Esta prevista la realización, entre la distribución de UTE y su generación y con Salto Grande. | |
| Mercado de generación para clientes regulados | ANDE abastece como empresa integrada verticalmente. | Ley 24832 estableció obligación a los distribuidores de licitar contratos entre 5 y 10 años con antelación de 3 años por la totalidad de la demanda, con precio tope fijado por el regulador. El distribuidor tiene pequeño incentivo económico para contratar con mayor anticipación. | Los distribuidores deben contratar al menos 80% de la potencia firme de clientes regulados, con horizonte 5 años. La potencia firme demandada por un consumidor es la potencia media en horas fuera del valle. Centrales térmicas pueden vender su potencia efectiva afectada por disponibilidad; centrales hidráulicas la potencia media generable fuera de valle con probabilidad 95%. | La regulación ha establecido una empresa integrada verticalmente. |
| Mercado de generación para clientes libres | No existen. | Clientes mayores a 1000 kW pueden contratar libremente y ley 28832 prevé participación en el spot. | Clientes mayores a 250 kW. Tienen la opción de continuar como regulados. | |
| Remuneraciones a la capacidad de generación | No existen de manera explícita. | Remuneración a la potencia calculada a partir de anualidad de turbina a gas. Una parte se paga según contribución al abastecimiento del pico mensual en situación hidrológica seca. Precio básico 4.44 US\$/kW por mes. Otra parte se paga por la generación real. Los generadores deben comprar el faltante de potencia para cubrir los contratos de venta que han firmado. | Reserva anual licitada entre generadores locales y extranjeros para adquirir potencia que completa los contratos existentes, hasta 90% de la demanda de clientes regulados y 70% de los libres. Reserva nacional licitada con 3 años de anticipación entre generadores locales para completar una potencia definida por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), con horizonte 6 años. | |
| Insumos para la generación | Disponibilidad prácticamente ilimitada gracias a las hidroeléctricas binacionales, pagando la cuota parte de la capacidad. | Disponibilidad abundante de gas natural de Camisea, a 1.4631 US\$/BTU en 2006, más costo de transporte. Podrían existir en el futuro restricciones al transporte de gas si no se amplía capacidad. Abundante potencial hidroeléctrico no explotado. | Generación hidráulica casi totalmente aprovechada. Existe contrato aún no ejecutado de importación de 1.7 Mm3/día de gas desde Argentina, actualmente en renegociación. | El país posee reservas de gas prácticamente ilimitadas a los efectos de la generación y gran potencial hidroeléctrico. |



| CARACTERIZACIÓN | PARAGUAY | PERU | URUGUAY | VENEZUELA |
|--|---|--|---|-----------|
| Incentivos a la generación renovable no convencional | No existen. | No existen excepto para zonas rurales aisladas. | El MIEM habilitó a UTE la compra por licitación de 60 MW a productores independientes, con fuentes renovables (eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas), con precios trasladables a tarifas. | |
| Planificación de la generación | Realizada por ANDE. | No existe planificación determinativa. | El marco regulatorio prevé que el MIEM determine la cantidad de reserva nacional a adquirir y pueda establecer el tipo de centrales que participan en las licitaciones del distribuidor. | |
| Costo de falla | No se aplica explícitamente en la generación. | El costo de falla empleado en la optimización de la operación del sistema es 250 US\$/MWh. | hasta 5% de profundidad – 250 US\$/MWh 5% al 12.5% de profundidad – 400 US\$/MWh 12.5% al 20% de profundidad – 1200 US\$/MWh más del 20% de profundidad – 2000 US\$/MWh | |



INCENTIVOS REGULATORIOS PARA LA EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

Los datos numéricos corresponden al año 2006 salvo indicación en contrario

| CARACTERIZACIÓN | BOLIVIA | BRASIL | COLOMBIA |
|--|--|---|--|
| Características del sistema de transmisión | Existe una única empresa de transmisión, TDE, que opera las redes de 230 kV, 115 kV y 69 kV. | Dada la extensión del país existen subsistemas de generación vinculados por interconexiones. Las interconexiones existentes vinculan a los subsistemas: -Sur y Sudeste, Centro-Oeste, junto a la central hidroeléctrica de Itaipú, la principal del sistema. -Sudeste, Centro-Oeste y Norte -Norte y Nordeste. Las interconexiones posibilitan la optimización conjunta de la generación de los subsistemas. El estado federal a través de empresas estatales mantiene la propiedad de la mayor parte de la red de transporte troncal. | Se hace en tensión de 220 y 500 kV. Existen once empresas de transmisión, tres de ellas con mayoría de participación privada. El 75% de la red pertenece a la empresa estatal Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). Aunque el sistema tiene diversos propietarios, es operado por XM empresa operadora y administradora del MEM, filial de ISA. |
| Mecanismos de expansión de la red | Luego de la reforma del sector en 1996, se estableció que las ampliaciones eran responsabilidad de los usuarios, debiendo el usuario acordar con un transmisor su financiamiento, pero en la actualidad rige un sistema de peajes con cargo estampillado, en el que las expansiones resultan de los requerimientos del sistema de acuerdo a un plan y su ejecución es licitada o encargada a la transportista principal. | La ampliación del sistema de transmisión troncal se decide mediante planificación centralizada y la ejecución de las obras es concedida mediante licitaciones. | La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME es la entidad encargada de la planeación determinativa, adoptada por el Ministerio de Minas y Energía. Las nuevas obras se ejecutan por licitación pública donde cualquier inversionista puede ofertar. El transportador ganador es remunerado por períodos de 25 años según su oferta. |
| CARACTERIZACIÓN | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA |
| Características del sistema de transmisión | En el SIC hasta el año 2000, la principal empresa de transmisión (Transelec) era propiedad del mismo grupo que el principal generador (Endesa) pero fue vendida a Hidro Québec. Posteriormente, en el año 2006, fue vendida a un consorcio liderado por Brookfield Asset Management. | El sistema de transmisión es administrado bajo la figura de un monopolio natural a nivel nacional a través de una única empresa, TRANSELECTRIC con 100% de propiedad estatal. Existen 3.182,62 km de líneas de transmisión: funcionando a 230 kV (1.532,20 km), a 138 kV (1.435,92 km) y a 69 kV (214,50 km). | La red consta de 17.000 km en líneas de 400 kV, 16.700 km de 220 kV y 21.500 km en líneas de 110-132 kV. La actividad de transporte es desarrollada por el transportista único que es asimismo, propietario de la red, Red Eléctrica de España (REE), en donde el Estado, a través de la SEPI (Sociedad Española de Participaciones Industriales) mantiene un 20% del capital. |



| CARACTERIZACIÓN | CHILE | ECUADOR | ESPAÑA | |
|--|--|---|--|---|
| Mecanismos de expansión de la red | La expansión de la transmisión troncal es el resultado de un estudio de transmisión, que se realiza cada 4 años. Las obras de ampliación de las instalaciones existentes deben ser ejecutadas en forma obligatoria por sus propietarios, y las nuevas obras deben ser licitadas y adjudicadas a las empresas que ofrezcan hacerlas por la menor remuneración anual. El monto de esta remuneración, indexado, se mantiene por los cinco períodos tarifarios siguientes (20 años). | TRANSELECTRIC prepara su plan de expansión decenal y lo somete a la aprobación del Organismo Regulador, el CONELEC. La tarifa de transmisión asegura al transportista el cobro de una anualidad de inversión, y costos de operación y mantenimiento de los activos en servicio y la remuneración de las inversiones de expansión a una tasa regulada. | La planificación de la red de transporte tiene carácter vinculante para los distintos sujetos que actúan en el sistema eléctrico y es realizada por el Gobierno a propuesta del Ministerio de Economía con la participación de las Comunidades Autónomas. Los procedimientos para el otorgamiento de la autorización de instalaciones de transporte pueden ser: autorización de forma directa cuando únicamente exista una empresa solicitante y autorización mediante procedimiento de concurrencia cuando o bien no exista ningún solicitante o haya más de uno. | |
| CARACTERIZACIÓN | PARAGUAY | PERU | URUGUAY | VENEZUELA |
| Características del sistema de transmisión | El sistema de transmisión está compuesto por líneas de 500 kV con 16 km de extensión, de 220 kV con 3.551 km de extensión y por líneas de subtransmisión de 66 kV con 1.139 km. ANDE tiene el monopolio de la explotación de los sistemas de transmisión. | El sistema troncal de transmisión opera en 220 kV y los sistemas de transmisión secundaria operan en 138 kV y 60 kV. Las principales redes de transmisión han sido entregadas en concesión al sector privado. | El sistema consta de una malla central de dos líneas de 500 kV, que vincula las centrales de generación hidráulica y la interconexión con Argentina, con los principales centros de consumo, de un radial de 500 kV y de líneas zonales de 150 kV. No existen cuellos de botella significativos. Con la excepción de las líneas y estaciones de 500 kV de la central Salto Grande la red es propiedad de la empresa estatal UTE. | La recientemente creada Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CEN) está encargada de la transmisión, como parte del monopolio integrado verticalmente. |
| Mecanismos de expansión de la red | ANDE realiza periódicamente los planes de obras, remitidos a consideración del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones – MOPC y la Secretaría Técnica de Planificación – STP, para ser aprobados por el Poder Ejecutivo. Las obras de la red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional, se han ejecutado en su mayoría a través de financiamiento internacional. | El Comité de Operación Económica del Sistema elabora la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas con la opinión previa del OSINERGMIN. Las instalaciones comprendidas en el Sistema Garantizado de Transmisión, con puesta en operación posterior a la promulgación a la Ley N° 28832 de julio de 2006 se ejecutan por licitaciones y se otorgan concesiones por un máximo de 30 años. En caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tiene la preferencia para ejecutarlas directamente. | La ampliación se decide mediante planificación coordinada entre el transportista, en la actualidad UTE, y el Regulador. La ejecución de las obras corresponde a UTE para la red o es otorgada mediante concesiones a nuevos transportistas mediante diversos procedimientos. La ampliación de la transmisión zonal (redes de tensión menor a 500 kV), debe ser realizada por UTE. Se permiten ampliaciones fuera de la planificación coordinada, a cargo de los propios interesados. | |

Área Corporativa - Regulación del Sector Eléctrico

Actividades realizadas

- **Seminario Internacional: Subastas Reguladas de Energía en Mercados Eléctricos. Una nueva fórmula de estimular la inversión – 2007, San Salvador - El Salvador**
- **Regulación de la Transmisión y el Transporte de Interconexión – Documento de Análisis y Discusión – Noviembre 2006**
- **Remuneración del Generador y Diseño de los Mercados Mayoristas de Sudamérica y España – Documento de Análisis y Discusión – Setiembre 2005**
- **Foro Internacional: Competencia y Regulación en el Sector Eléctrico Regional - Julio, 13-15/ 2005, Lima - Perú**

Foro con presencia de Reguladores, Delegados Empresariales, Especialistas, Inversores, Agentes del Mercado y público en general.
- **Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica: Marco Legal y Comercial, Resultados y Lecciones Aprendidas - Documento de Análisis y Discusión - 2004**

El documento describe las principales interconexiones eléctricas regionales de Sudamérica: sus aspectos técnicos, razones que dieron motivo a su concreción, marco legal y comercial, derechos y responsabilidades de los inversores, resultados de la interconexión, lecciones aprendidas y recomendaciones para futuros proyectos.
- **Marco Normativo de la Remuneración del Negocio de Distribución - Documento de Análisis y Discusión – Estudio – 2003.**

Presenta los puntos relevantes de la normativa con impacto en la rentabilidad del negocio de distribución
- **Foros Virtuales en varios temas - 2003**

Complementado la actividad que se llevó a cabo en el 2003, se realizaron foros virtuales vía Web en diversos temas.
- **Conferencia: La Crisis en el Sector Eléctrico Sudamericano (transmisión en vivo, vía Web, con el apoyo de la Universidad Internacional de Florida - FIU) - 2003, Uruguay**

Conferencia Virtual en vivo y en transmisión simultánea vía Web. La conferencia se llevó a cabo utilizando una tecnología informática de vanguardia y con la participación de la Universidad Internacional de Florida (FIU) – Centro para la Energía y Tecnología de las Américas (CETA).
- **Señales Regulatorias para la Inversión y el Abastecimiento Eficiente de Energía Eléctrica - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2002**

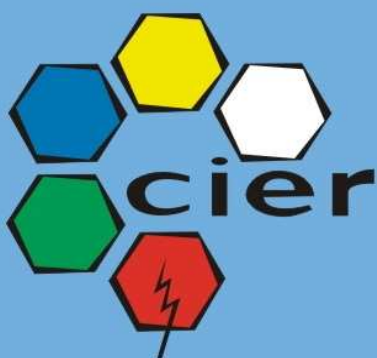
Presenta los puntos trascendentes de la regulación que incentiva la expansión de los sistemas.
- **II Seminario Internacional: Regulación, Acceso al Mercado y Competencia - 2002, Asunción - Paraguay**

Asistieron representantes de casi todos los países de la CIER y Canadá.
- **Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2001**

Primer trabajo del Grupo CIER 08 con lo cual se realiza un relevamiento completo del marco legal y reglamentario del sector para los países de la CIER y España.
- **I Seminario Internacional: Regulación, Acceso a los Mercados y Competencia en el Sector Eléctrico Sudamericano - 2001, Santiago - Chile**

Fueron tratados temas tales como: desempeño de los Mercados Mayoristas, la competencia por clientes servidos desde redes de distribución, la seguridad y calidad de servicio, el caso California, la protección del medio ambiente, la protección de la competencia y la coyuntura del sector eléctrico brasileño.
- **Integración y constitución del Grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos" con el cometido de analizar de manera interdisciplinaria la regulación sectorial - 2000**

Se integra el grupo de trabajo con la coordinación técnica del Ing. Helio Mitsuo Sugai de la empresa COPEL. El grupo esta formado por aproximadamente 30 especialistas de los países de la CIER y España.



**COMISIÓN DE INTEGRACIÓN
ENERGÉTICA REGIONAL**

Br. Artigas 1040, 11300 Montevideo - Uruguay
www.cier.org.uy