

**COMISIÓN DE INTEGRACIÓN  
ENERGÉTICA REGIONAL**

**SERIE:  
DOCUMENTOS  
DE ANÁLISIS Y  
DISCUSIÓN**

**SEÑALES REGULATORIAS PARA LA  
RENTABILIDAD E INVERSIÓN EN EL SECTOR  
ELÉCTRICO**

Generación, Transmisión y Distribución

**NOVIEMBRE 2008**



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

**SECRETARÍA EJECUTIVA  
MONTEVIDEO - URUGUAY**



## Área Corporativa - Regulación del Sector Eléctrico

---

### **Actividades realizadas**

- **1º Congreso Internacional Supervisión del Servicio Eléctrico – Setiembre 2008, Lima -Perú**
- **Señales Regulatorias para la Inversión en Generación y Transmisión – Noviembre 2007**
- **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

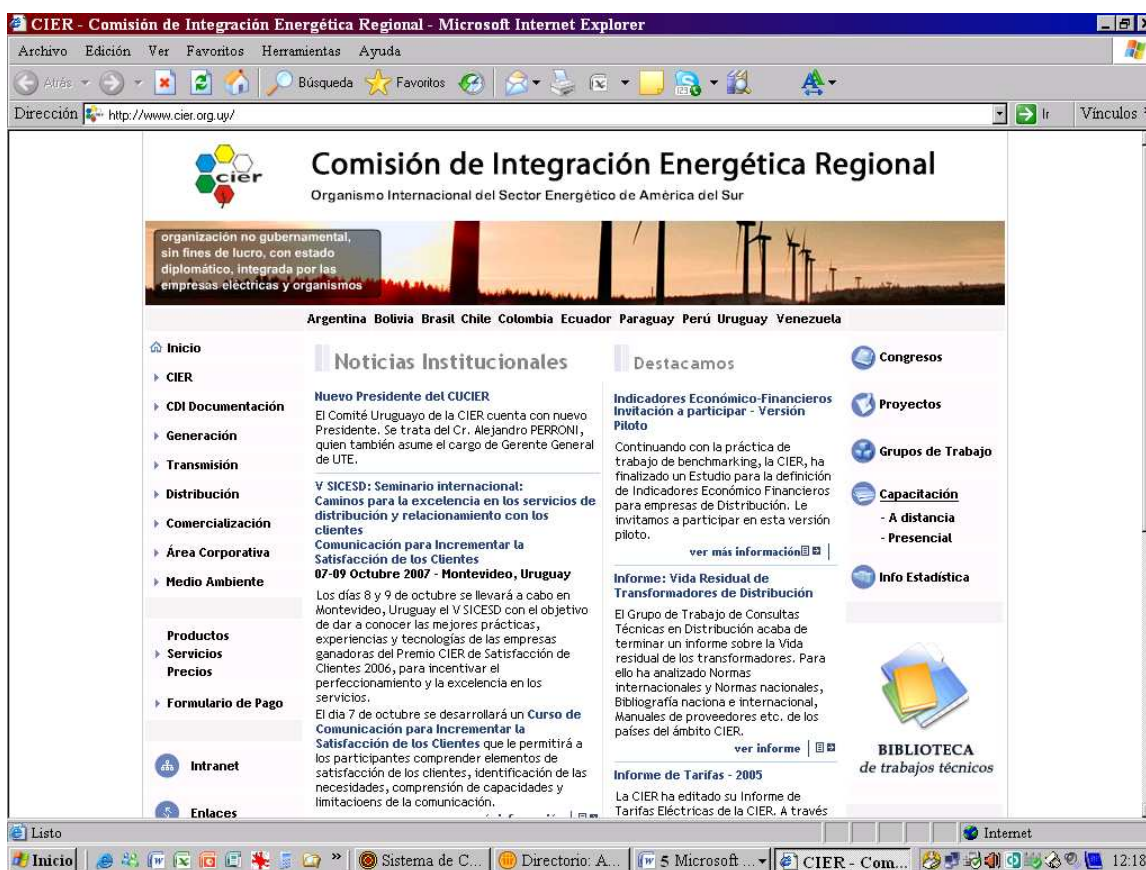
### Autoridades de la CIER

**1<sup>er</sup> Vicepresidente**  
Ing. Alfonso Toro  
Chile

**Presidente**  
Ing. Gabriel Argüello  
Ecuador

**2<sup>do</sup> Vicepresidente**  
Cr. Alejandro Perroni  
Uruguay

**Director Ejecutivo**  
Ing. Plinio Fonseca



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, Unidad de Transacciones S.A. y AES El Salvador, ETESA y ASEP de Panamá, URSEA de Uruguay, Ege Haina, Ede Este, OC, SIE, ETED y AES de la República Dominicana, ICE de Costa Rica, INDE y CNEE de Guatemala y ANEEL de Brasil.

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay  
Teléfonos: (+598-2) 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](http://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) 709-0611\*, E-mail: [secier@cier.org.uy](mailto:secier@cier.org.uy)





**SEÑALES REGULATORIAS PARA LA  
RENTABILIDAD  
E INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

**GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN**

**DOCUMENTO DE ANÁLISIS Y DISCUSIÓN**

**NOVIEMBRE DE 2008**



## 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

<b>PRESENTACIÓN</b> .....	<b>8</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>9</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>11</b>
<b>RESUMEN EJECUTIVO Y PERSPECTIVAS</b> .....	<b>12</b>
1 ARGENTINA .....	15
2 BRASIL .....	21
3 CHILE .....	30
4 COLOMBIA .....	37
5 ECUADOR .....	46
6 PARAGUAY .....	54
7 PERÚ .....	57
8 URUGUAY .....	66
9 VENEZUELA .....	74
10 TABLAS DE RESUMEN .....	77



## 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 del 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 estudio 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 a la seguridad en el suministro 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 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

#### Bolivia

(a designar)

#### Brasil

(a designar)

#### Chile

Ing. Alfonso TORO GUZMÁN  
Gerente de Operaciones - 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

#### 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

#### Venezuela

(a designar)

### 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 sobre rentabilidad e inversión en generación, transmisión y distribución en los países de la CIER. Partiendo de las características sectoriales de cada país el documento trata, entre otros aspectos, sobre el diseño del mercado spot de energía, contratos, formación de precios, mercado de clientes regulados y libres, remuneración de la generación, transmisión y distribución, 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.

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 octavo 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.
- Señales Regulatoria para la Inversión en Generación y Transmisión – Noviembre 2007.

La CIER cuenta con estudios realizados a partir de varios proyectos, por lo que es altamente recomendable referirse a otros documentos adicionales que amplían y profundizan el conocimiento en la materia, como ser, aquellos desarrollados por el Grupo de Trabajo CIER 06 "Calidad del Servicio de Distribución", 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 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 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 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, se migraría de un esquema de mercado competitivo a un esquema verticalmente integrado.

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 gran parte de los países de la región 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 regulados. 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 en un mecanismo de largo plazo, 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 cuatro años después de realizada la subasta, lo que permite la participación en la misma de proyectos a construirse.

Los cambios descritos 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 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 Argentina, Brasil y Uruguay existen cotas superiores explícitas a los precios spot.

**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 transmisión zonal, lo que no incluye la extra alta tensión de 500 kV.

En cuanto a la determinación de volumen total de los ingresos regulados reconocidos a los transportistas, en todos los casos se calculan remuneraciones específicas para los activos y para los costos de operación, mantenimiento y administración.

Para retribuir las inversiones existentes al momento de la implantación de la regulación, la solución más

frecuente en la región, es la de emplear una anualidad a valor nuevo de reemplazo de los activos, calculada a una tasa regulada. En Brasil, se recurre a un procedimiento semejante, sólo que la retribución de las inversiones se calcula a partir de la cuota de depreciación más una tasa de retorno sobre los activos netos, en lugar de emplear una anualidad. En Ecuador, los activos de la empresa monopólica son remunerados por un costo medio de activos calculado a partir de un flujo de fondos descontados, que tiene en cuenta las inversiones del programa óptimo de inversión.

Para retribuir los costos de administración, operación y mantenimiento, la solución adoptada en la mayor parte de los casos es la de remunerar un valor estándar de los mismos, obtenido a partir de estimaciones de costos de una empresa eficiente, que a veces se expresan como un porcentaje fijo del valor de los activos.

Para los cargos por el uso de la red a los distintos agentes generadores y demandantes del mercado, existe una variedad de tratamientos, lo que se corresponde con un problema técnicamente complejo que no tiene una única solución general a nivel internacional.

En general, cuando existen precios spot diferentes en los distintos nodos de la red, esto genera una remuneración al transporte implícita en dichos precios, pero ésta suele cubrir una pequeña parte de los costos totales del transportista.

También existen generalmente cargos de conexión para cubrir los costos del transportista por las instalaciones que conectan a un agente a las redes de interconexión.

La variedad de tratamientos se presenta en cuanto a los peajes por las redes troncales de interconexión, que son de beneficio general y de uso común para un gran número de agentes, y que como se dijo, no quedan remuneradas por el ingreso para el transportista implícito en los precios spot nodales.

En algunos países, se establece una participación fija de generadores y demandas en el pago esos peajes. En Colombia y Ecuador el 100% es pagado por las cargas. En Perú pagan el 100% los generadores, pero en proporción a las cargas que suministran mediante contratos. En Chile la solución que se ha reglamentando en la actualidad es algo más compleja ya que los generadores pagan (en proporción a su uso esperado), el 80% y las cargas el 20% de los costos de la llamada Área de Influencia Común, que es el conjunto de instalaciones entre dos nodos, en las que se inyecta más del 75% de la generación y se retira más del 75% de la demanda. De las restantes instalaciones troncales fuera de dicha Área, los generadores aguas arriba pagan el 100% de las instalaciones que tienen flujos hacia la misma y las



cargas aguas abajo pagan el 100% de las que tienen flujos salientes de la misma.

En otros países, las participaciones relativas de generadores y demandas en los peajes no son prefijadas a priori sino que resultan de aplicar procedimientos que tratan de reflejar en los peajes el uso de las redes. En Brasil, las cargas y generadores pagan peajes diferentes en cada nodo, según la Metodología Nodal que refleja los costos marginales de largo plazo de una extracción o inyección marginal en el nodo. Adicionalmente se paga una parcela de ajuste, igual para todos los agentes por unidad de potencia, para complementar el peaje anterior, y de modo de cubrir el ingreso total reconocido a los transportistas. En Uruguay existen por una parte peajes de localización pagados por todos los generadores y las cargas en 500 kV, según su grado de uso esperado de la red, (que se calcula por inyecciones y extracciones marginales, con barra flotante en el centro de cargas), y por otro lado Peajes de Potencia que deben pagar las demandas conectadas a la transmisión zonal (150 kV) según su demanda máxima.

**En la regulación de la distribución**, el sistema de remuneración más aplicado en los países de la región es el modelo de “regulación por incentivos”, o sea la fijación de ingresos o tarifas con un trayectoria temporal de 4 o 5 años, generando a la empresa un incentivo a la reducción de costos para de esta forma obtener beneficios. Entre sus variantes, se destaca el llamado price cap, es decir la determinación de un ingreso máximo permitido al distribuidor, por unidad de potencia o energía distribuidas y por nivel de tensión, en cuya fijación se toma como referencia un estándar de eficiencia, tanto para las inversiones como para los costos operativos.

Los plazos de vigencia entre revisiones del ingreso estándar para los distribuidores varían en los países de la región entre tres y cinco años. Esto requiere, para determinar la inversiones estándar a remunerar,

el diseño teórico de redes óptimas capaces de suministrar la carga distribuida realmente por la empresa, cuyo costo es la base tarifaria de activos a remunerar en el estándar de eficiencia.

Junto al caso anterior, que es el más frecuente, aparecen peculiaridades en algunos países. En Chile y Perú, las remuneraciones determinadas por el estándar de eficiencia pueden ser corregidas, si una estimación de rentabilidad promedio realizada a partir de los flujos de fondos de las empresas reales, se aparta en más de un 4% de la rentabilidad objetivo. En Paraguay y Venezuela las normas establecen un mecanismo de cobertura de costos del servicio más una tasa de rentabilidad.

En cuanto a la responsabilidad del cálculo de las remuneraciones, existen distintas soluciones: en Argentina y Perú, los estudios técnicos son contratados por las empresas reguladas y supervisados por el regulador asistido por consultoras independientes; en Colombia, Ecuador y Uruguay, los estudios son contratados por el regulador. En Chile, se da una situación singular, en la que las remuneraciones resultan de promediar los valores de los consultores contratados por las distribuidoras (ponderados en 1/3) y los del regulador, la CNE (ponderados en 2/3).

En general, los marcos regulatorios atribuyen al distribuidor el papel de intermediario en la venta de energía, entre el mercado mayorista y los clientes regulados. No obstante existen excepciones: en Colombia, formalmente la actividad de comercialización está separada contable y funcionalmente de la de distribución. En general, la regulación evita los riesgos para el distribuidor por su participación como intermediario en el mercado mayorista. No obstante en algunos países existen incentivos económicos a los distribuidores, para evitar sobreestimaciones en la demanda (como en Brasil), o para inducir a los distribuidores a firmar contratos a plazos más largos (como en Perú).



# 1 ARGENTINA

Informe preparado por la Secretaría Ejecutiva de la CIER sobre fuentes propias.

## 1.1 Generación

### 1.1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

El modelo implementado en el sector eléctrico desde comienzos de la década de los 90, se basó en la división vertical en tres segmentos diferenciados: generación, transporte y distribución, con libre acceso a las redes. También se llevó a cabo una desintegración sectorial horizontal, con la constitución de diversas unidades de negocio en cada uno de los segmentos mencionados y la participación de un gran número de generadores privados.

El segmento de generación se convirtió en una actividad competitiva, en un mercado administrado por Cammesa (el Organismo Encargado del Despacho – OED) de acuerdo a criterios definidos por la normativa emitida, según los artículos 35 y 36 de la Ley 24.065, por la Secretaría de Energía (SE). Los generadores obtenían sus ingresos del mercado spot, de remuneraciones a la potencia y de contratos libremente pactados con los grandes usuarios.

Las dificultades macroeconómicas que se registraron desde fines de la década pasada derivaron a comienzos del 2002 en la sanción de la Ley 25.561 de “Emergencia Económica” que dispuso, entre otras cosas, la pesificación de las tarifas de los servicios públicos a la relación de cambio 1 peso igual a 1 dólar, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación. En este contexto, todos los precios regulados del mercado eléctrico (estacionales, costos variables de producción, el precio de la potencia y de la ENS) fueron pesificados (Resolución SE N° 2/02) y por la Resolución SE 240/03 del año 2003 se puso un techo al costo variable reconocido para la sanción de precios.

Desde esa fecha distintas resoluciones han determinado los precios cobrados por los generadores. En particular el precio spot y los precios estacionales trasladados a los consumidores regulados han sido inferiores a los costos marginales del sistema. Ante esa situación, las autoridades han establecido diversos mecanismos administrativos, procedimientos de compra de energía, y de compra de centrales para incentivar la construcción de nuevas centrales de capitalización de las acreencias de los generadores ante el mercado para construir nuevas centrales.

### 1.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

La capacidad instalada de Argentina estaba compuesta al fin del año 2007 por 9920 MW de centrales hidráulicas, 14843 MW de centrales térmicas convencionales y 1018 de centrales nucleares.

La energía generada en 2007 por centrales de generación destinadas al servicio público tuvo en un 27 % origen hidráulico, 57 % térmico y 6 % nuclear.

El principal combustible para la generación térmica es el gas natural.

### 1.1.3 Mercados para los generadores

#### • Mercado de corto plazo o spot

El mercado spot tiene un precio establecido en forma horaria que fue definido como el costo marginal de generación en el despacho económico.

La Resolución SE 240/03, como consecuencia “de una situación anormal en el abastecimiento de gas natural a centrales eléctricas”, puso un techo al costo marginal reconocido para sanción de precios, utilizando el correspondiente al gas natural declarado y/o el máximo reconocido para cada máquina.

El precio de la electricidad en cada nodo vinculado al mercado es igual al precio de mercado afectado por el valor de las pérdidas marginales debidas al transporte de la energía.

#### • Mercado de generación para los clientes regulados

La energía destinada a los clientes regulados es comprada por los distribuidores al precio spot estabilizado estacional. Los generadores venden esa energía al precio spot, por lo que existe un fondo de estabilización destinado a evitar que las fluctuaciones del precio spot se trasladen íntegramente a las tarifas.

#### • Mercado de generación para los clientes libres

Existen tres categorías de acuerdo a las modalidades de consumo: los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) con una demanda mayor o igual a 1 MW, los Menores (GUME) con una demanda entre 30 kW y 2 MW y los Particulares (GUPA) entre 30 kW y 100 kW. Dependiendo de la categoría de usuario será la modalidad de contrato y su duración mínima. Los primeros pueden contratar mensualmente como mínimo el 50% de sus necesidades de suministro; los dos restantes el 100% de su demanda con contratos de duración (mínima) de 6 meses y 1 año, respectivamente.



En 2006 se estableció el concepto de Servicio Energía Plus por el que los grandes usuarios quedaron limitados en su capacidad de realizar contratos con la generación existente, a la cantidad de energía demandada por ellos en el año 2005, debiendo contratar los excedentes con nueva oferta de generación obtenida por el cierre y ampliación de centrales de ciclo combinado, la repotenciación de unidades existentes e incorporación de nuevas máquinas a cargo de las industrias e inversores privados.

- **Remuneraciones a la capacidad de generación y a las reservas**

La remuneración por potencia que recibe cada Generador está dada por la asignación de la Remuneración Base de Potencia y los servicios de reserva de corto y mediano plazo.

En cuanto a la remuneración de la Base de Potencia a Generador, consiste en un pago (\$PPAD) a máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas por un servicio que remunera la disponibilidad para operar; esta remuneración se efectúa en las horas de remuneración de la potencia (hrp), en forma independiente del despacho real. Por lo tanto cada máquina que recibe la remuneración de Base de Potencia queda obligada a operar según los requerimientos del OED dentro de las restricciones operativas declaradas ex ante para conformar la base de datos del sistema.

Las centrales hidroeléctricas reciben una remuneración equivalente a su requerimiento medio en las horas en que se remunera la potencia (hrp) en el denominado despacho de media, en el que se promedia la generación en todas las hidrologías; las centrales térmicas y los cogeneradores reciben una remuneración equivalente a los requerimientos máximos de despacho. Para una semana típica de 5 días hábiles, un día semilaborable y un día feriado, el Período en que se Remunera la Potencia tiene un total de 90 horas.

Las máquinas o centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no reciben remuneración Base de Potencia por la potencia comprometida en dichos contratos.

Existen además remuneraciones a las reservas de corto y mediano plazo.

#### **1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación**

Argentina dispone de recursos hidroeléctricos aún no explotados estimados en 36000 MW, y de gas natural.

El gas natural es el principal combustible para la generación térmica. El gas procede de varias cuencas (en orden de importancia cuencas Neuquina, Austral, Noroeste, San Jorge y Cuyana), conectadas a la red de gasoductos que converge en la zona de Buenos

Aires. La relación reservas – producción de Argentina es del orden de 10 años. Hasta 2004, Argentina ha sido un importante exportador de gas natural a sus países vecinos, Chile, Brasil y Uruguay.

A partir del año 2004, como resultado de limitaciones en la capacidad de inyección de gas en algunas cuencas y en la capacidad de transporte, se produjeron dificultades en el abastecimiento de ese combustible. Como resultado se redujeron los contratos de exportación de gas, limitándose en general al abastecimiento exclusivamente de las demandas de clientes residenciales y comerciales no interrumpibles de los países importadores. El sistema de generación de Argentina también ha experimentado dificultades de abastecimiento de gas, debiéndose recurrir en distintos períodos a la generación con derivados del petróleo.

Como resultado, Argentina ha comenzado a importar gas desde Bolivia. Los gobiernos de los dos países acordaron un plan de suministros bolivianos a Argentina, que requeriría la construcción de un nuevo gasoducto (Gasoducto del Nordeste) con capacidad del orden de 10-20 Mm<sup>3</sup> por día. En la actualidad Bolivia no ha cumplido totalmente con la entrega de las capacidades acordadas para el período inicial, de 7.5 Mm<sup>3</sup>/día, por lo que no se ha iniciado la construcción del proyecto.

Por otra parte, la empresa estatal de energía argentina Enarsa, ha desarrollado un proyecto de regasificación de GNL en el puerto de Bahía Blanca, en la costa atlántica. Este ha comenzado a funcionar en 2008, empleando barcos arrendados para el almacenamiento y la regasificación, e importando GNL durante los períodos del año en que se presentan faltantes de gas de otros orígenes. Enarsa y la petrolera estatal Venezolana Pdvsa estudian la construcción de una planta de almacenamiento y regasificación de mayor porte, también en Bahía Blanca.

Enarsa está también estudiando un proyecto de regasificación de GNL en conjunto con las empresas estatales uruguayas UTE y ANCAP, que se localizaría en Uruguay. El gas se transportaría por el gasoducto existente entre Montevideo y Buenos Aires, inicialmente concebido para la exportación desde Argentina.

#### **1.1.5 Comercio internacional de energía**

Argentina está interconectada con Brasil a través de una convertidora de frecuencia de 50Hz/60 Hz localizada en Garabí, con una capacidad de 2000 MW, que está vinculada a las redes de extra alta tensión de ambos países.

Con Uruguay existe una interconexión a través de dos líneas de 500 kV, con una capacidad del orden de 2000 MW.

Existe una línea de que vincula la central Termoandes de 660 MW con el sistema eléctrico chileno, que se ha empleado para la exportación de energía a ese país.

Con Paraguay existe una interconexión a través de la central hidroeléctrica binacional Yacyretá, que se conecta al sistema de transmisión de 500 kV de Argentina, y al sistema de Paraguay por líneas de 220 kV.

A fines de los años 90 empresas argentinas filiales de Endesa firmaron contratos de exportación de energía eléctrica a Brasil por 2000 MW. Con motivo de las dificultades experimentadas en el sistema de generación de Argentina a partir de 2004, los contratos cesaron a partir del año 2006.

Argentina también ha exportado energía a Uruguay desde 1999 en contratos firmes. En la actualidad, luego de una reducción de la potencia exportada, existe un contrato de 150 MW de carácter no firme.

Argentina tiene también comercio spot de energía eléctrica con Brasil y Uruguay. La importación de energía interrumpible procedente de centrales térmicas desde Brasil ha tenido importancia en el abastecimiento en los últimos años. En 2008 ha tenido lugar también el envío de energía hidráulica embalsada desde Brasil a Argentina en los meses de invierno, con el compromiso de devolución.

### **1.1.6 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento**

A partir del año 2002 las autoridades han establecido diversos mecanismos para fomentar la construcción de centrales de generación.

En el año 2005 se convocó a los agentes generadores privados a capitalizar sus créditos ante el mercado mayorista, generados al limitarse el precio spot pagado a los generadores, y acumulados en el FONINVEMEM, para la construcción de dos centrales de ciclo combinado de 800 MW, en Rosario y en Campana respectivamente. Se estableció también un cargo tarifario de 3.6 \$/MWh para la financiación de las obras. Se constituyeron dos sociedades generadoras para la construcción de esas centrales, cuya entrada en ciclo abierto ha tenido lugar en el año 2008.

La Secretaría de Energía ha tomado desde 2004 una serie de resoluciones respecto a las normas de despacho, empleo de los combustibles en la generación, compra por CAMMESA de combustibles derivados del petróleo para los generadores, asignación de prioridades en el abastecimiento de energía eléctrica y en el empleo de gas natural, entre otros puntos.

El gobierno encomendó también a la empresa estatal Enarsa, la compra de cinco centrales térmicas por un

monto que supera los 4800 millones de pesos, que aportarán en tres años alrededor de 1700 MW de capacidad, y la compra y alquiler de equipos, con el fin de instalar nuevas centrales de pequeño porte a localizarse en zonas puntuales próximas a los centros de carga (planes Energía Delivery).

Como se indicó antes, también se ha instituido un programa de segmentación de la demanda (Res. S.E. 1281), conocido como Energía Plus, el que requiere que las demandas de grandes consumidores en exceso de la demanda base que tenían en 2005 se cubra con contratos con nueva generación.

## **1.2 Trasmisión**

La transmisión de extra alta tensión, encargada de vincular eléctricamente las distintas áreas del país, está a cargo de una sola empresa, TRANSENER S.A., con el objeto de aprovechar las economías de escala. Para la Distribución Troncal en cada una de las regiones del país, se crearon monopolios, cada uno de ellos acotado a una región determinada (Noroeste Argentino - NOA, Noreste Argentino - NEA, Comahue, Cuyo, Patagonia, Provincia de Buenos Aires).

Las transportistas son TRANSENER S.A., y las empresas de distribución troncal TRANSBA S.A., DISTROCUIYO S.A., TRANSNOA S.A., TRANSNEA S.A. y TRANSPA S.A. de capital mayoritariamente privado, mientras que la Compañía de Distribución Troncal de la Región Comahue, tiene participación de la Empresa Provincial de Energía de Neuquén (EPEN) y de Transcomahue S.A. (de la provincia de Río Negro).

El transporte en extra alta tensión entre las distintas regiones cuenta principalmente con líneas de 500 kV. La Distribución Troncal tiene líneas de 132 kV a 400 kV.

### **1.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión**

Las ampliaciones del sistema de transporte se realizan a partir de dos mecanismos.

Por un lado existen obras impulsadas por el Gobierno Nacional destinadas a brindar mayor confiabilidad, adecuación e integración del sistema de transporte (por ejemplo las obras definidas en la Resolución Secretaría de Energía N° 1/2003 o aquellas del Plan Federal de Transporte); en el ámbito de las provincias, existen mecanismos similares a partir de la utilización del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI).

La resolución SE N° 821/2006 de la Secretaría de Energía habilitó a las Jurisdicciones Provinciales a solicitar a la Secretaría la realización de ampliaciones de transporte en AT para resolver problemas que afecten el abastecimiento en esa jurisdicción. Las



provincias solicitantes se comprometen a financiar el 30% del valor de la obra.

Por otro lado, la normativa contempla la expansión del sistema a partir de la iniciativa de los actores directamente involucrados (oferta y/o demanda), a través de dos vías diferentes: acuerdo entre partes y concurso público.

Mediante el acuerdo entre partes, el o los agentes del MEM que, para establecer o mejorar su vinculación con el Mercado Eléctrico, requieran de una ampliación de la capacidad del sistema de transporte (AMPLIACION) pueden obtenerla celebrando con un transportista o con un transportista independiente un contrato de construcción, operación y mantenimiento (contrato COM).

Las ampliaciones que se ejecuten a través del procedimiento de Concurso Público deben ser solventadas por todos aquellos agentes que sean reconocidos como beneficiarios del área de influencia de tal ampliación, en la proporción que determine la Secretaría de Energía.

En el caso de las ampliaciones menores (aquéllas cuyo monto no supere el valor establecido en la normativa), la ampliación está a cargo de la transportista, la que puede pactar el costo de amortización con los usuarios directos de la ampliación en el régimen de contratos entre partes.

### 1.2.2 Ingresos del transportista

Existen dos tipos de equipamiento a los efectos del cálculo de la remuneración que recibe el transportista: ampliaciones en período de amortización y el equipamiento amortizado.

Las ampliaciones en período de amortización, son las ejecutadas posteriormente a la privatización, y reciben un canon anual, igual al monto solicitado por el adjudicatario de la ampliación, en la licitación que determinó dicha ampliación.

El equipamiento amortizado consiste actualmente en las instalaciones preexistentes y concedidas durante el proceso de privatización a comienzos de la década pasada.

En el caso de la transportista de alta tensión TRANSENER los ingresos se corresponden a los siguientes conceptos definidos en su contrato:

1. Remuneración por Energía Eléctrica Transportada: monto fijo anual, por un período de cinco años, que se corresponde con el promedio del valor de las pérdidas de la energía transportada. Este componente quedó congelado desde la revisión tarifaria de 1998, por lo que se reduce en términos relativos, pasando la mayor parte de la tarifa a los otros dos cargos.

2. Remuneración por Capacidad de Transporte: cargo mensual por línea que depende de la disponibilidad de la misma en el mes.

3. Remuneración por Conexión: por los servicios de conexión a la red de alta tensión brindados a los usuarios.

La remuneración por conexión y la remuneración por capacidad de transporte, se determinaron en el momento de la privatización de modo de cubrir un costo estándar de operar y mantener el equipamiento de conexión y transformación en las estaciones y el de transporte respectivamente.

La remuneración por energía y potencia transportada, se determinó en el momento de la privatización, como el valor esperado de los ingresos variables implícitos para el transportista como resultado de los precios de nodo de energía y potencia (suma de la energía y potencia saliente de las redes del transportista valorada a su precio spot menos la energía y potencia entrante en las redes, valorada de igual manera).

La recaudación de estos conceptos se realiza mediante:

1. Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada: surge de la suma de las diferencias en los valores de la energía transportada entre nodos y de las diferencias en lo que se paga en las compras y ventas de potencia.

2. Cargos Complementarios: Si la Remuneración por Energía Eléctrica Transportada más la Remuneración por Capacidad de Transporte supera la Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada, la diferencia es financiada por medio de Cargos Complementarios cobrados a los usuarios según una medición de la utilización que estos hacen de las líneas.

3. Cargos por Conexión: Los usuarios del servicio de alta tensión abonar estos cargos por la vinculación con el sistema por medio del equipamiento de conexión y transformación. Los cargos por conexión son función de la potencia máxima requerida y las horas de disponibilidad.

La sanción de la Ley 25.561 de Emergencia Económica en el mes de enero de 2002, dispuso en su artículo 8° la pesificación y congelación de las tarifas de los servicios públicos, incluso el transporte eléctrico, a la relación de cambio 1 peso igual a 1 dólar, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación.

Como consecuencia de esta modificación, en su artículo 9° la ley autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a iniciar un proceso de renegociación de los contratos de concesión de acuerdo a determinados principios rectores: el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.



En este contexto, se llevaron a cabo las renegociaciones de los Contratos de Concesión de las empresas transportistas, proceso a cargo de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), que ha dado lugar a Acuerdos Resueltos Ratificados por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto. Los contratos han sido renegociados y la fecha de entrada en vigencia de las revisiones tarifarias que superan los respectivos Períodos Contractuales Transitorios, han sido prorrogados por Resolución de la Secretaría de Energía.

### 1.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas

- **Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT)**

La Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT) es la suma de la recaudación por energía y por potencia.

Estas resultan de las diferencias entre los precios spot de la energía y la potencia en los dos extremos de cada equipo del sistema de transmisión y genera de manera implícita unos pagos de los usuarios del transporte.

- **Cargo por Conexión**

En cada Programación Estacional y Reprogramación Trimestral el OED debe calcular, en base a los importes establecidos en el Contrato de Concesión para la Remuneración por Conexión, el Cargo por Hora de Conexión (CHCONEX) que corresponde a cada tipo de equipamiento para el período. La Remuneración por Conexión es el total abonado por Cargos de Conexión.

De haber un equipamiento compartido, cada usuario del mismo abona una proporción del Cargo por Conexión del equipamiento en función a su potencia máxima requerida dentro de la potencia máxima total en el punto de conexión. Para Distribuidores y Grandes Usuarios, el requerimiento se calcula como el máximo de las potencias máximas declaradas correspondientes al período. Para los Generadores, se considera como requerimiento su potencia nominal.

- **Cargo Complementario**

Los usuarios del Sistema de Transporte en Alta Tensión deben abonar por cada línea y equipamiento no dedicado de las estaciones transformadoras asociadas del Sistema de Transporte un Cargo Complementario (CC), compuesto por el monto a abonar en concepto de Capacidad de Transporte (RTCT) mas la diferencia necesaria, ya sea positiva o negativa, para completar el monto fijo establecido como Remuneración por Energía Eléctrica

Transportada. El Cargo Complementario total necesario es la suma de la Remuneración Mensual por Energía Eléctrica Transportada (RAEET) y la Remuneración por Capacidad de Transporte menos la recaudación mensual por ingresos variables (RVT) y el estado de la Cuenta de Apartamientos (SCAP).

Cada usuario abona un Cargo Complementario en función de su participación marginal en el uso de cada equipamiento del Sistema de Transporte.

## 1.3 Distribución

### 1.3.1 Papel del distribuidor como intermediario en la energía. Traslado a las tarifas de los costos de compra en el mercado mayorista

Aproximadamente el 75% de la energía distribuida en el país, es también vendida por el distribuidor actuando como intermediario entre el mercado y el cliente. El límite para acceder como cliente libre al mercado de energía es tener una potencia mínima de 30 kW.

El distribuidor tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un cliente libre potencial, pero que opta por no adquirir la energía en el mercado sino al distribuidor.

Los distribuidores no quedan sujetos a riesgo financiero ni a pérdidas económicas con motivo de sus compras en el mercado mayorista para los clientes regulados.

### 1.3.2 Remuneraciones del distribuidor

La remuneración que recibe el distribuidor por el servicio de red se denomina VAD.

**Bajo jurisdicción federal**, ámbito que regula el ENRE, el proceso de revisión tarifaria en la distribución fue suspendido por la Ley 25.561 de emergencia económica, de enero de 2002 que condujo al congelamiento y pesificación de las tarifas. A esa jurisdicción corresponden las distribuidoras de la región metropolitana, Edenor, Edesur y Edelap. Luego de las negociaciones realizadas posteriormente por las empresas y la UNIREN se firmaron acuerdos ratificados por el Poder Ejecutivo Nacional, que concedieron aumentos, a la espera de la realización de las "revisiones tarifarias integrales" (RTI).

En la normativa establecida antes de 2002, el plazo entre revisiones del VAD era, para la primera revisión a los 10 años y luego cada 5 años. Por el Artículo 45 de la Ley 24065 y Decreto 1398/92, los distribuidores dentro del último año del período de gestión y con sujeción a la reglamentación que dicte el ente, deben solicitarle la aprobación de los cuadros tarifarios que se proponen aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de



servicio, así como las clasificaciones de sus usuarios y las condiciones generales del servicio.

Los costos reconocidos en las tarifas debían responder a una empresa que opere en forma eficiente, procurando la prestación del servicio en condiciones de calidad objetivo determinadas previamente.

El distribuidor debe adjuntar a su presentación tarifaria toda la información en la que funda su propuesta, debiendo, a su vez, suministrar toda la que, adicionalmente, solicite el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). Para realizar el estudio de la propuesta tarifaria presentada por el distribuidor, el Ente debe contratar los servicios de un grupo consultor independiente de reconocida experiencia en el sector, que efectúe una propuesta alternativa. En base a ésta y a la propuesta del concesionario, el ENRE establece el cuadro tarifario para los próximos cinco años. Tanto la empresa, como el regulador contratan estudios que son comparados entre sí.

Hasta fin del año 2001, las actualizaciones de los valores de VAD se efectuaban semestralmente (mayo y noviembre) de acuerdo a la variación de los índices de precios mayoristas (67%) PPI y minoristas (33%) CPI de los Estados Unidos. Las tarifas se calculaban en dólares estadounidenses y se expresaban en pesos al tipo de cambio vigente entonces (1 a 1).

**Por otro lado, las empresas provinciales de distribución** han tenido en general revisiones tarifarias, después del congelamiento del año 2002, las que se realizaron en negociación con las autoridades de las provincias.

### **1.3.3 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento**

En el Reglamento de Suministro está claramente establecida la facultad de la empresa para desconectar a los usuarios morosos. No existen recursos jurídicos, intervenciones del Poder Judicial u otras autoridades, que impidan el corte a clientes morosos.



## 2 BRASIL

### 2.1 Generación

#### 2.1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

La regulación está diseñada en Brasil para que la expansión de la generación tenga lugar por la demanda de contratos de los concesionarios distribuidores y de los grandes consumidores.

La regulación impone a los distribuidores la obligación de realizar contratos por el 100% de su demanda de energía, que se realizan con una anticipación de uno año para la energía a suministrar por centrales ya existentes y de tres o cinco años para la energía a suministrar por centrales nuevas a ser construidas. Los generadores deben contar con respaldo de energía asegurada por su capacidad instalada para vender en contratos. No existen remuneraciones específicas adicionales a la capacidad de generación. Los consumidores libres deben contratar también el 100% de su demanda.

El estado federal mantiene una participación importante en la generación, a través de la propiedad de las principales empresas de generación hidráulica (el 80% de la generación permanece en manos del Estado).

#### 2.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

En el año 2007 el sistema de generación de Brasil tenía una potencia instalada de 101.203.442 MW, según datos de la ANEEL (agencia reguladora del sector eléctrico) y una generación anual de 443.404 GWh, según datos de la CCEE (cámara de comercialización de energía eléctrica).

El Sistema Interligado Nacional- SIN, (Sistema Interconectado Nacional) es un sistema de base hidrotérmica de gran porte, con fuerte predominancia de centrales hidroeléctricas y con múltiples propietarios. La capacidad instalada de generación es en un 77% hidroeléctrica y el resto en su casi totalidad es generación térmica. Brasil tiene dos centrales nucleares con potencia total 2007 MW y 16 centrales eólicas con 247 MW.

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.

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.

Las interconexiones entre los subsistemas 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.

#### 2.1.3 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.

#### • Mercado de corto plazo o spot

El Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), 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, el NEWAVE de horizonte cinco años y paso mensual, y el DECOMP de horizonte 12 meses, 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.

El PLD se determina semanalmente para cada uno de tres escalones (patamares) de carga y para cada submercado, siendo igual al costo marginal, limitado por un tope mínimo y uno máximo (actualmente 15,47 R\$/MWh y 569,59 R\$/MWh respectivamente, equivalentes aproximadamente a 9,1 US\$/MWh y 335



US\$/MWh). Los submercados son Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste y Sur.

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 costo marginal de la generación hidráulica obtenido de los modelos 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.

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. En cambio, en el cálculo del PLD se tienen en cuenta las restricciones de transmisión entre los distintos submercados.

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.

El PLD puede experimentar oscilaciones muy grandes a lo largo del tiempo. 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.

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 hidráulicos, en la proporción de sus energías aseguradas.

#### • **Mercado de generación para los clientes regulados**

Los distribuidores deben garantizar el abastecimiento de la totalidad de su demanda mediante contratos en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR). Los generadores que firman esos contratos son seleccionados mediante licitaciones en la modalidad de subastas (leilões).

La ANEEL está a cargo de la regulación de esas licitaciones y de su ejecución, directamente o a través de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE).

Las empresas vencedoras en una subasta son las que ofertan un menor precio por MWh de energía a suministrar al distribuidor. Los Contratos de Comercialización en Ambiente Regulado (CCEAR) son entonces realizados entre los generadores vencedores en las subastas y los distribuidores que hayan declarado su necesidad de compra para el año de inicio de suministro de la energía contratada en la subasta.

#### **Leilões A – 5, A – 3 y A – 1**

Llamando A al año previsto para el inicio del suministro de energía, se definen tres tipos de subastas.:

- Subastas A - 5 realizadas en el quinto año anterior al año A
- Subastas A – 3 realizadas en el tercer año anterior al año A
- Subastas A – 1 realizadas en el año anterior al año A de inicio del suministro.

Las subastas A-5 y A-3 se realizan para la compra de energía de nuevos emprendimientos de generación y las A-1 para la compra a centrales existentes. Además de las anteriores pueden realizarse subastas de Ajuste, con el objeto de complementar el suministro a un distribuidor, por hasta el 1% de su demanda.

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.

Los distribuidores informan al Poder Concedente (Ministerio de Minas y Energía) la cantidad de energía que precisarán para el quinto año a partir del presente

(Año A). El poder concedente determina la suma de esas demandas y realiza una subasta A-5.

Con tres años de antecedencia, los distribuidores pueden modificar su previsión para el año A. El límite de esa modificación es del 2% de la carga. El poder concedente determina la suma de esas demandas y realiza una subasta A-3.

En el año anterior al año A, los distribuidores pueden hacer una nueva previsión de demanda para el año A, informando nuevas necesidades de energía, ahora limitadas al 1% de su mercado. El poder concedente determina la suma de esas demandas y realiza una subasta A-1.

En el propio año A, las distribuidoras pueden participar de las subastas de ajuste, comprando pequeñas cantidades de energía (hasta el 1%), para lograr contratar la totalidad de su demanda y no estar sujetas a penalización.

La duración de los contratos firmados con centrales nuevas (subastas A-5 y A-3) llega a 35 años, y para los contratos con centrales existentes (subastas A-1 y de ajuste) de hasta 15 años.

Los proyectos de generación que como resultado de la planificación realizada por EPE y por resolución del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) sean considerados prioritarios, por su carácter estratégico y su interés público, son incluidos en las subastas A5 y A3. Cada proyecto es ejecutado por la empresa que oferte realizarlo cobrando el menor precio por la energía generada por el mismo.

Los grandes aprovechamientos hidráulicos como los de Santo Antônio y Jirau están en este caso. La subasta de Jirau fue realizada el 19 de mayo de 2008, obteniéndose un precio final de 71,37 R\$/MWh, siendo el inicio de su operación comercial previsto en 2013, y concediéndose un contrato por 30 años. La subasta de Santo Antônio fue realizada el 10 de diciembre de 2007 con un precio final de 78,87 R\$/MWh siendo el inicio de su operación comercial previsto en 2012.

### **Leilão de Reserva**

El Leilão de Energia de Reserva está previsto en el Decreto 6353 de enero de 2008 y tiene por objetivo la venta de energía de reserva destinada a aumentar la seguridad de abastecimiento, proveniente de centrales contratadas para ese fin.

El Leilão de Reserva fue realizado el 14 de agosto de 2008 para la venta con inicio de suministro en 2009 y destinado a emprendimientos térmicos a biomasa que no hubiesen entrado en operación comercial. Se comercializaron 1288 MW medios procedentes de 31 centrales térmicas a biomasa, con una potencia instalada de 2379.4 MW.

### **Contratación en Modalidad Energía y en Modalidad Disponibilidad**

El marco regulatorio permite que las centrales contraten en esas dos modalidades. En la Modalidad Energía el generador asume el riesgo de generar la energía en la cantidad contratada. En la Modalidad Disponibilidad el generador disponibiliza la planta, y el riesgo de la cantidad generada queda a cargo de la distribuidora que compra. El poder concedente viene optando por la modalidad disponibilidad para las centrales térmicas y en ella los distribuidores asumen el pago del combustible.

#### **• Mercado de generación para los clientes libres**

Los consumidores con demanda superior a 3 MW y fecha de conexión a la red posterior al 8 de julio de 1995 y los consumidores conectados anteriormente a esa fecha con tensión de suministro mayor o igual a 69 kV pueden comprar su energía a cualquier suministrador.

Los consumidores con demanda superior a 500 kW pueden comprar energía a la concesionaria de distribución local a tarifa regulada o pueden negociar libremente la compra a generadores de fuente incentivada (pequeñas centrales hidráulicas, térmicas a biomasa o eólicas).

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.

#### **• 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 para mantener la confiabilidad y estabilidad del sistema, que son pagados por los agentes consumidores del mercado.



#### **2.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación**

Brasil posee un potencial abundantísimo de generación hidroeléctrica aún no explotado.

Por otro lado, 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.

#### **2.1.5 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, 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 y fomentar el crecimiento de la industria nacional en ese campo.

El Proinfa prevé la operación de 144 centrales totalizando 3299 MW de capacidad instalada, que generarán aproximadamente 12013 GWh anualmente, equivalente al 3.2% del consumo del país. La capacidad se compone de 1191 MW provenientes de 63 pequeñas centrales hidráulicas (PCHs), 1423 provenientes de 54 parques eólicos y 685 MW de 27 centrales a biomasa. Toda esa energía tiene la garantía de contratos de 20 años realizados por Eletrobrás. El Proinfa ocasiona una reducción de gases de efecto invernadero de 2.8 Mton de CO<sub>2</sub> por año y resulta en una mayor distribución del empleo y la renta en los distintos estados del país.

Además del Proinfa, en junio de 2007 el poder concedente realizó la primera subasta (leilão) de fuentes alternativas, para abastecer a los distribuidores, en la que fueron contratados 186 MW medios, con entrada en operación en 2010 y precio medio de 139.12 R\$/MWh. Estas subastas fueron reglamentadas por el Decreto 6048 de febrero de 2007.

#### **2.1.6 Comercio internacional de energía**

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.

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.

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. Las distribuidoras que compraban energía procedente de esos contratos de importación tales como Copel, Ampla, Furnas y Tractebel dejaron de ser abastecidas por los mismos.



### **2.1.7 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento**

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 realiza planes decenales de energía y ha realizado recientemente el PNE 2030, plan energético general con ese horizonte.

Mediante subastas, se determinan las empresas que deben construir las instalaciones de generación y transmisión contenidas en los planes de EPE.

### **2.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación**

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 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.

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.

Recientemente dos grandes proyectos hidroeléctricos se han licitado y han obtenido su permiso ambiental en el complejo hidroeléctrico del Río Madeira, en la región amazónica cercana a Bolivia, con una potencia conjunta de 6500 MW.

### **2.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento**

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. 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.

### **2.1.10 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.

## **2.2 Trasmisión**

Las concesionarias de transporte son responsables por el mantenimiento y disponibilización de sus instalaciones, las que son operadas por el ONS.

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

Luego de un proceso de interconexión de los distintos subsistemas, Brasil cuenta hoy con más de 83000 km de líneas de transmisión de tensión mayor o igual a 230 kV y capacidad de transformación superior a 250000 MVA. La predominancia en el sistema de generación de centrales hidroeléctricas situadas a grandes distancias de los centros de carga exige un sistema de transmisión extenso y complejo.

El estado federal mantiene una participación importante en el sector, a través de la propiedad de la mayor parte de la red de transporte troncal.

### **2.2.1 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, realizada por la EPE, en conjunto con las empresas, que da lugar al PET (Programa de Expansão da Transmissão). La construcción, la operación y el mantenimiento de las obras incluidas en la Red Básica, necesaria para



abastecer los mercados y permitir los intercambios entre las regiones, son concedidos al oferente que solicite el menor ingreso anual en las licitaciones que se realizan.

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.

### 2.2.2 Ingresos del transportista

Los contratos de concesión de transmisión son generalmente celebrados por treinta años de vigencia, teniendo como moneda de referencia el real. Los contratos definen revisiones de la remuneración cada cuatro años, y reajustes tarifarios anuales, de acuerdo al índice IGP-M calculado por la Fundación Getulio Vargas.

#### • Ingresos por remuneración de los activos

A los efectos de la remuneración, las instalaciones de la Red Básica se dividen en:

- i) Instalaciones Existentes;
- ii) Nuevas Instalaciones Autorizadas;
- iii) Nuevas Instalaciones Licitadas.

#### ***Instalaciones Existentes de la Red Básica***

Se remuneran los activos de las instalaciones existentes:

- La depreciación de los activos destinados a prestar el servicio, calculada como el producto de una tasa media de depreciación de la empresa por el monto de los activos brutos del sistema.
- Una rentabilidad sobre los activos líquidos (activos a los que se ha deducido la depreciación acumulada), calculada a una tasa de retorno regulada.

Como resultado la remuneración por una instalación existente va decreciendo a lo largo del tiempo.

#### ***Nuevas instalaciones de transmisión de la Red Básica autorizadas por resolución específica***

Para las instalaciones de transmisión autorizadas por resolución específica de ANEEL se tiene un ingreso anual (RBNI) que remunera la inversión realizada en la implantación de nuevas instalaciones, sustitución o alteraciones en las instalaciones existentes de la red básica, recomendadas por la EPE (Empresa de Pesquisa Energética) o el ONS, para aumento de la capacidad de transmisión o la confiabilidad del sistema.

Dado que no se realiza una subasta para determinar la empresa que tiene a cargo la instalación, el criterio de remuneración por la RBNI es representar una remuneración justa por la inversión realizada por el

transportista autorizado a construir y operar la instalación. La remuneración anual se calcula como una anualidad de la inversión autorizada, a la tasa de retorno regulada.

#### ***Instalaciones de transmisión de la Red Básica licitadas en la modalidad de subasta (leilão)***

Se trata en este caso de instalaciones nuevas cuya construcción, operación y mantenimiento es concedida mediante una licitación o subasta. El valor del ingreso anual permitido (RAP) de la transportista es el que resulta de la propuesta ganadora en la subasta, que se paga a partir de la entrada en operación comercial de la instalación y por un período de 30 años, siendo objeto de ajustes de acuerdo a lo establecido en el contrato de concesión.

En cada lote de instalaciones de la red básica licitado en la modalidad de subasta, la ANEEL determina los valores máximos para la RAP ofertada admisibles en las licitaciones.

#### • Tasa de retorno regulada

Para el cálculo de la tasa de retorno regulada la ANEEL adopta la metodología del WACC (Weighted Average Cost of Capital – WACC), costo medio ponderado del capital, aplicando el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). Ese enfoque busca proporcionar a los inversores un retorno igual al que sería obtenido en otras inversiones con características de riesgo comparables.

En el WACC, se requiere estimar el grado de apalancamiento (participación de fondos prestados en los activos totales) óptimo para el sector. Para el mismo se adopta una franja de valores, considerando dos grupos de empresas. Para las empresas existentes se toma el valor 50.4% y para las empresas entrantes a partir de licitaciones, se toma 65%.

La tasa de retorno real en moneda nacional después de impuestos determinada por el WACC es de 9.18%.

#### • Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento

La ANEEL remunera a la empresa un costo operativo eficiente estándar, que se calcula teniendo en cuenta las condiciones reales del área geográfica de la concesión. Los costos cubiertos incluyen la operación y mantenimiento de las redes eléctricas, gestión comercial, dirección y administración. La metodología empleada para la primera revisión periódica de costos fue aprobada por la Resolução Normativa nº 257, del 6 de marzo de 2007, donde se determinan los costos operacionales a partir de métodos de benchmarking.



### 2.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas

La remuneración por el uso de los sistemas de transmisión se da mediante la Tarifa de Uso de los Sistemas de Transmisión (TUST) que es fijada por la ANEEL.

A partir de julio de 2004 la TUST pasó a tener dos parcelas:

- La TUSTRB, correspondiente a las instalaciones integrantes de la Red Básica con tensión igual o superior a 230 kV, y que es calculada mediante la Metodología Nodal.
- La TUSTFR, para las instalaciones de transformación con primario de tensión mayor o igual a 230 kV y que alimentan la red de distribución de tensión menor a 230 kV, y para las Demais Instalações de Transmissão - DIT's de uso compartido entre concesionarias de distribución. Esta remuneración es calculada mediante el prorrateo de los ingresos necesarios para las instalaciones, entre las cargas que alimentan.

La TUST se calcula a partir de la simulación del Programa Nodal, sistema computacional que implementa la Metodología Nodal. Esta metodología atribuye tarifas a la generación y a la demanda en cada nodo, que dependen de la intensidad de uso de la red que hacen esas inyecciones o retiros de potencia.

La Metodología Nodal empleada se propone que las tarifas por inyección o extracción de potencia en cada nodo de la red, reflejen los costos marginales de largo plazo (CMLP) que una inyección o extracción de 1 MW ocasionan en la red.

Los costos considerados son la suma de los costos de inversión de una red ideal de mínimo costo y en la que las expansiones de la red se realizan en forma continua y empleando las rutas de las líneas de transmisión existentes.

Para una inyección o retiro de 1 MW en un nodo, el costo marginal de inversión es igual a:

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \cdot C_L \cdot Fpond_L$$

Donde

NL Es la cantidad total de elementos de la red, líneas y transformadores

$\beta_{LB}$  Es la variación del flujo en el elemento L de la red, ante una inyección o extracción de 1 MW en la barra B del sistema.

$C_L$  Es el costo unitario de reposición de la capacidad del elemento L de la red, en R\$(reales)/MW

$Fpond_L$  Es un factor de ponderación de la carga del elemento L, que vale 0 si la carga del elemento es menor que un límite mínimo respecto a la capacidad máxima y 1 si la carga es mayor que ese límite.

Los factores de sensibilidad  $\beta_{LB}$  se calculan tomando una barra de referencia, cuya variación de generación compensa la inyección o extracción marginal realizada en la barra B.

Con esta metodología la tarifa para una inyección o extracción puede resultar negativa, si la misma contribuye a descargar la red.

Como la suma de las remuneraciones calculadas por esta metodología nodal no permite recuperar la totalidad de los costos de inversión de la red, se agrega una parcela de ajuste, constante en R\$(reales) por MW, que se agrega a todas las tarifas.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) y los emprendimientos de generación que emplean fuentes alternativas de energía (solar, biomasa, eólica y cogeneración) con potencia menor o igual a 30 MW tienen derecho a un descuento de al menos 50% en las tarifas de uso de los sistemas de transmisión y distribución, por la energía comercializada, porcentaje que se determina en el propio acto de autorización.

## 2.3 Distribución

Un gran número de las mayores empresas de distribución son de capital privado. No obstante, una parte de los estados de la Federación, mantiene la propiedad de empresas de distribución.

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. De la misma forma las concesionarias de generación no pueden ser coaligadas ni controladoras de sociedades que desarrollen el servicio público de distribución. 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.

### 2.3.1 Papel del distribuidor como intermediario en la energía. Traslado a las tarifas de los costos de compra en el mercado mayorista

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.

La contratación de energía por los distribuidores es totalmente regulada, como se describió antes, por lo que solamente compete a los distribuidores informar la totalidad de sus necesidades de energía con cinco años de anticipación, pudiendo rever la previsión con tres años de anticipación. Se admite a los distribuidores el traslado a las tarifas de hasta un 3% de energía contratada por encima de su demanda. Si la sobrecontratación es mayor al 3% no se reconoce el exceso y la subcontratación es objeto de penalidades.

### **2.3.2 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar**

La Base de Remuneración a los efectos de definir las tarifas para los consumidores refleja las inversiones prudentes requeridas para prestar el servicio, cumpliendo los requisitos del contrato de concesión (en particular el nivel de calidad de servicio exigido), valorando los activos a "precios de mercado", "adaptados" a través de índices de aprovechamiento, como dispone la Resolución de ANEEL 234/2006.

Los activos considerados elegibles son valorizados por sus precios de reposición a nuevo, según un Banco de Precios (base de datos de precios) mantenido por la ANEEL. El Banco de Precios determina una media regional de precios de cada tipo de equipamiento, en base a las compras efectivamente realizadas por las concesionarias de la región en los últimos dos años. La empresa sólo puede trasladar a las tarifas la media regional con una faja de tolerancia respecto a dicho valor medio. Con ese procedimiento se incentiva a las concesionarias a comprar a precios lo más bajos posibles.

Al valor de reposición de los activos, subestaciones, terrenos y edificaciones, se les aplica todavía un factor multiplicativo denominado "índice de aprovechamiento" que refleja el grado en que los activos están efectivamente empleados, para tener en cuenta el grado de sobredimensionamiento que las empresas puedan presentar en sus inversiones.

Las revisiones tarifarias para las concesionarias de distribución se realizan cada cuatro años. El primer ciclo de revisión ocurrió entre 2003 y 2004 y en la actualidad está teniendo lugar el segundo.

Para la determinación del valor de los activos a incluir en la Base de Remuneración en esta segunda revisión se procedió como sigue:

a) la base de remuneración aprobada en el primer ciclo de revisión tarifaria fue "blindada", es decir se tomaron como base para la segunda revisión los valores de la primera, como se describe a continuación.

b) de la base blindada fueron expurgadas las bajas de activos ocurridas entre las fechas base de la primera y la segunda revisión.

c) una vez hechas esas bajas, los valores del primer ciclo fueron actualizados por un índice de precios mayoristas el IGP-M.

d) finalmente a los valores anteriores se los corrigió teniendo en cuenta la depreciación entre las fechas base de la primera y la segunda revisión.

e) las inclusiones de activos entre las fechas base de la primera y la segunda revisión fueron realizadas valorizando los activos con la metodología de la Resolución 234/2006.

f) los valores finales de activos resultan de la suma de los valores actualizados de la base de remuneración "blindada" corregidos y actualizados (ítem d) y los valores de las inclusiones (ítem e).

### **2.3.3 Tasa de retorno de los activos**

La metodología para el cálculo de la tasa de retorno está contenida en la Resolución 234/2006.

La estructura óptima de capital a emplear en el WACC se basa en los datos empíricos de empresas de distribución eléctrica de Argentina, Chile, Brasil, Australia y Gran Bretaña, donde se emplea un régimen regulatorio de precios máximos. Con ese criterio se adoptó una participación del 57.16% de la deuda (capital de terceros) en los activos totales.

La tasa de retorno en dólares nominales es de 11.5%.

### **2.3.4 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización**

Los costos de operación, mantenimiento, administración y gestión comercial son calculados para las concesionarias en los procesos de revisión tarifaria mediante la metodología de definir una empresa de referencia (ER). En el proceso de definición de la empresa de referencia se identifican los procesos y actividades que los componen y se determina un "costo eficiente" de cada uno de ellos tomando como valor básico el precio de contratación de su ejecución en el respectivo mercado, siempre que esté presente características competitivas (esto no implica una exigencia regulatoria a las empresas de que efectivamente se contraten a terceros esos procesos). Para las actividades y procesos para los que no exista un mercado que provea servicios equivalentes se estiman los recursos materiales y humanos empleados y se valoran los mismos en los mercados en los que podrían obtenerse esos recursos.

### **2.3.5 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala**

Se aplica el llamado Factor X, que reduce el reajuste de los costos gerenciables por la empresa que se trasladan a la tarifa (la llamada Parcela B de los costos reconocidos en las tarifas). Este factor se aplica para tener en cuenta los aumentos de productividad resultantes del aumento en la escala del negocio, debidos al incremento de la demanda, tanto por mayor consumo de los clientes (crecimiento vertical) como por la incorporación de nuevos clientes en el área servida (crecimiento horizontal).

### **2.3.6 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)**

En los contratos de concesión de las distribuidoras de energía, firmados a partir de 1995 se previeron las tarifas iniciales y sus mecanismos de alteración. Están previstas las revisiones tarifarias periódicas, revisiones tarifarias extraordinarias y un reajuste tarifario anual.

En el contrato de concesión, los costos de la distribuidora reconocidos en las tarifas se dividen en dos parcelas. La parcela A consiste en los llamados "costos no gerenciables" por la concesionaria e incluye los costos de compra de energía eléctrica para la reventa a los consumidores regulados, los costos de transporte de energía y diversos cargos sectoriales (por ejemplo el cargo del operador del sistema, el ONS, tasas de fiscalización, etc.). La parcela B incluye los "costos gerenciables" como costos de operación y mantenimiento y costos de capital de la empresa de distribución.

La parcela B se reajusta anualmente incrementándose por un factor  $(IVI \pm X)$ .  $IVI$  es el cociente del valor del IGP-M de la Fundación Getulio Vargas en el mes anterior al del reajuste que se procesa y el mismo índice en el mes anterior a la fecha de referencia del reajuste anterior.  $X$  es un

factor determinado por la ANEEL como se describió en un punto anterior.

### **2.3.7 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones**

La Revisión Tarifaria ocurre cada cuatro años. En el período entre revisiones, las tarifas con ajustadas por el IGP-M (índice de precios mayoristas), menos el Factor X.

A lo largo de ese período las concesionarias realizan inversiones que son reconocidas en la revisión siguiente.

### **2.3.8 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento**

El servicio puede ser suspendido por culpa del consumidor, para evitar perjuicios a los demás consumidores cuando aquél viola normas técnicas o administrativas, o bien por incumplimiento en los pagos del consumidor. La Ley General de Concesiones establece que esta última causal no constituye falta de la concesionaria a la obligación de continuidad del servicio. El artículo 17 de la ley 9427/1996 establece que los procedimientos de suspensión del servicio eléctrico por falta de pago a consumidores que presten servicios públicos o esenciales y cuya actividad sufra perjuicio por ese corte, deben ser comunicados al Poder Público local o al Poder Ejecutivo Estadual.

La tarifa admite un porcentual de incumplimiento de pagos de los consumidores, en las remuneraciones reconocidas a la concesionaria. La concesionaria tiene incentivos a mejorar su gestión de recaudación para que los impagos sean inferiores al valor reconocido en la tarifa.

Los porcentajes de atraso e incumplimiento en los pagos son diferentes en las distintas regiones del país. En el conjunto del país, el porcentaje de incumplimiento tarifario (inadimplencia) es del orden del 0.5 % de la facturación de las concesionarias de distribución.



## 3 CHILE

### 3.1 Generación

#### 3.1.1 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.

#### 3.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

Chile 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 2007 la generación total bruta fue de 58.510 GWh, de los cuales el 39% procede de generación hidráulica y el 61%, 35.703 GWh es térmica. La potencia instalada total fue de 13.268 MW.

El sector eléctrico de Chile está formado básicamente por dos sistemas interconectados, que son el Sistema Interconectado Central (SIC), con el 71% de la capacidad instalada y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el 28% 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 constituye

el 60% del consumo total. El SIC tiene una capacidad instalada de 9.118 MW pertenecientes en su mayor parte a tres empresas generadoras (Endesa, y Colbún, ambas con importante generación hidráulica y AES Gener mayoritariamente térmica. El SING cuenta con una capacidad instalada de 3.602 MW a diciembre de 2007 y el 90% de la demanda se debe a grandes consumidores mineros e industriales.

El SING cuenta con una interconexión en 345 kV con una central generadora emplazada en Argentina, cuya capacidad instalada es de 640 MW. La importación de energía representó solamente el 2,8% de la energía generada bruta disponible en el país.

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

El marco regulatorio competitivo para el mercado de generación está en funcionamiento en Chile desde hace veintiséis años. No hay participación empresarial del Estado en el sector.

#### 3.1.3 Mercados para los generadores

##### • Mercado de corto plazo o 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 el despacho de las centrales térmicas se emplean los costos variables de generación (costos marginales). 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. Los precios spot de energía y potencia en el mercado mayorista en los distintos nudos se calculan utilizando factores de penalización de energía y de potencia de punta que consideran las pérdidas marginales de transmisión de energía y de potencia.

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 no participan en el mercado spot y deben adquirir la totalidad de su energía en contratos licitados públicamente.



- **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.

La regulación de los contratos para abastecer a los clientes regulados tiene diferencias según se trate de los contratos actualmente vigentes o de los que entrarán a regir a partir del 1° de enero de 2010 como resultado de las disposiciones de la modificación de la Ley Eléctrica efectuada en mayo de 2005 (la llamada "Ley Corta II").

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 marginales de cada sistema.

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 octubre de 2007 el precio básico de la potencia en el SIC fue de 8,01 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 los precios 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.

El precio de la potencia continúa siendo regulado (art. 171) y es el fijado por el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación. Los precios de energía y potencia resultantes de las licitaciones públicas se denominan "precios de nudo de largo plazo".

- **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.



- **Remuneraciones a la capacidad de generación y a las reservas**

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.

### **3.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación**

Chile 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. Existen 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.

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 hasta el punto que actualmente casi no hay abastecimiento de gas argentino a las centrales de generación.

En el mediano y largo plazo, las nuevas inversiones en generación están modificando la matriz 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. Un terminal de regasificación de GNL para el SIC, con capacidad de 10 Mm<sup>3</sup>/día está siendo construido por ENAP (la empresa estatal de hidrocarburos) en la localidad de Quinteros, en asociación con varias empresas privadas, incluyendo generadores de electricidad, y su entrada en servicio está prevista para 2009.

El emprendimiento hidráulico de mayor tamaño que se está proyectando es el del consorcio Hidroaysén, integrado por las generadoras Endesa y Colbún, destinado a aprovechar el recurso hidroeléctrico en la provincia sureña de Aysén, por aproximadamente 2.400 MW.

### **3.1.5 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. Se estableció la exención del pago de peajes de transmisión troncal para estos medios de generación y 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 eran superiores a los precios de compra de los distribuidoras, la última modificación no ha significado un incentivo real para estos medios de generación.

Como consecuencia, en abril de 2008 se aprobó la ley 20257 que obliga a las empresas que retiren energía de la red en los sistemas eléctricos con una capacidad instalada de más de 200 MW, para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, a acreditar que el 10% de la energía ha sido generado con medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados, con un régimen transitorio que se describe en el párrafo siguiente. Las empresas pueden comercializar los excedentes de energía renovable por encima de su obligación anual.

La obligación, regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía de los generadores para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se hayan suscrito a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza. La obligación será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015, hasta alcanzar el 10% en el año 2024.



Se entiende como fuentes renovables no convencionales a las energías procedentes de biomásas, eólica, solar, geotérmica y de centrales hidráulicas de potencia menor a 20 MW. A los efectos del cumplimiento de la obligación se incluyen las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas de potencia máxima menor o igual a 40 MW, corrigiendo su magnitud por un factor lineal que es igual a 1 para centrales menores o iguales a 20 MW e igual a cero para aquellas iguales o mayores a 40 MW.

Las empresas que no acredite el cumplimiento de esa obligación deben pagar un cargo por cada MWh de déficit respecto de su obligación (aproximadamente 27 US\$/MWh en la actualidad). Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo se incrementa en un 50%. Esos cargos se destinan a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación descrita en el párrafo anterior.

### 3.1.6 Comercio internacional de energía

Una línea de transmisión conecta el norte argentino con el SING chileno (Norte de Chile). Se trata de una interconexión en 345 kV con una central generadora emplazada en Argentina, cuya capacidad instalada es de 640 MW, que se ha conectado recientemente al sistema interconectado argentino. La importación de energía representó en 2007, solamente el 2,8% de la energía generada bruta disponible en el país.

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

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

### 3.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación

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.

### 3.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento

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 octubre de 2007 son los siguientes, según la profundidad de la falla:

Profundidad de la falla	Costo en US\$/MWh
0 – 5%	379,85
5 – 10%	413,13
10 – 20%	527,90
mayor a 20%	552,44

En base a estos valores se determina un valor único representativo denominado costo de racionamiento que es de 397,40 US\$/MWh.

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.

### 3.1.10 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 kWh 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 nudo de la energía. Los distribuidores a su vez, deben traspasar íntegramente el monto recibido a sus clientes finales regulados.

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.

## 3.2 Transmisión



No existe un monopolio legal a favor de una única empresa del transporte troncal en alta y extra alta tensión. No obstante la casi totalidad del sistema de transmisión de alta y extra alta tensión (154-220 y 500 kV), pertenece a la empresa privada Transelec S.A. junto a su filial Transelec Norte. Esta empresa es la propietaria y operadora de la gran mayoría de las instalaciones troncales de transmisión eléctrica que conforman el Sistema Interconectado Central, SIC, como asimismo de una fracción del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING.

La legislación establece el principio de libre acceso a la transmisión con tarifas de peajes reguladas 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.

A los efectos regulatorios el sistema de transmisión chileno se divide en tres sistemas:

- Sistema Troncal: constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que son económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo. 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.
- Sistema de Subtransmisión: cada sistema de subtransmisión está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- Sistema Adicional: constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

Las tensiones de transmisión utilizadas en el país son: 500 kV, 220 kV, 154 kV, 110 kV y 66 kV.

### **3.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.**

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.

### **3.2.2 Ingresos del transportista**

#### **• Transmisión troncal**

Para las instalaciones existentes el concepto por el que se remunera el activo es el AVI, el cual es la anualidad del valor nuevo de inversión de las instalaciones a precios de mercado vigentes. La tasa de descuento para el cálculo de la anualidad es del 10% real anual, determinada por ley y la vida útil se determina por cada componente de la instalación. En las instalaciones existentes se remuneran los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA). Este valor, junto con sus fórmulas de indexación es determinado por consultores independientes cada cuatro años, como una remuneración estándar.

El valor anual de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal se fija cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, conforme al un estudio realizado por un consultor independiente, el consultor determina el AVI, la vida útil y los COMA, la fórmula de indexación y el VATT (valor anual de transmisión por tramo).

Para las instalaciones nuevas, tiene lugar una licitación para determinar la empresa que construirá y explotará las instalaciones, que se resuelve según el valor anual de la transmisión por tramo que requieran en su oferta las empresas para cada proyecto. La remuneración al transportista es la que resulta de la oferta ganadora. El valor anual de la transmisión por tramo resultante de la licitación y su fórmula de

indexación constituirá la remuneración de las nuevas líneas troncales y se aplica durante cinco períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deben ser revisadas y actualizadas de la misma forma que el resto de las instalaciones existentes.

- **Subtransmisión**

En las instalaciones de subtransmisión se remunera la anualidad del valor de inversión del conjunto de instalaciones económicamente adaptadas a la demanda, y el COMA.

Un estudio contratado por las empresas propietarias de las instalaciones propone el AVI de las instalaciones, el COMA y las formulas de indexación para el valor anual de esas remuneraciones, las cuales son finalmente fijadas por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y tienen una vigencia de cuatro años.

### 3.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas

- **Transmisión troncal**

Existen peajes que permiten cubrir la parte de las remuneraciones de cada tramo del sistema debidas a los transportistas, que no resulta cubierta por el “ingreso tarifario esperado”. Este último es el que resulta de la estimación mediante simulación de la diferencia resultante de valorar a los costos marginales de energía y potencia las inyecciones y retiros en los extremos del tramo. Las disposiciones aplicables son las de la ley 19940, artículos 71.29 y siguientes.

Para determinar los peajes por uso de la transmisión troncal, se define dentro de la misma un conjunto de instalaciones llamadas área de influencia común (AIC). El área de influencia común (AIC) dentro de la transmisión troncal, se define como el mínimo conjunto de instalaciones entre dos nodos de dicho sistema, tales que entre ellos se realice al menos el 75% de la inyección de energía del sistema, y el 75% de la demanda del sistema y que se maximice el cociente: (porcentaje de inyecciones en AIC respecto al total del sistema) dividido (porcentaje del valor de inversión en AIC respecto al total del sistema).

Por las instalaciones del AIC los generadores pagan el 80% de los peajes de cada tramo en proporción al uso esperado que hagan del mismo y los consumos el 20% restante también en proporción al uso esperado.

Por las instalaciones del sistema de transmisión troncal que no pertenece al AIC, los generadores y cargas pagan de acuerdo al uso esperado. El uso esperado se determina considerando un conjunto de escenarios que incluyen en su definición las condiciones de hidrología y demanda. En los escenarios en los que el flujo por una instalación se

dirige hacia el AIC la cuota parte del costo del tramo se asigna a los generadores ubicados aguas arriba en proporción a sus inyecciones en el tramo. En los escenarios en los que el flujo por una instalación no se dirige hacia el AIC, la cuota parte del costo del tramo se asigna a las empresas que efectúan retiros aguas debajo de los flujos, en proporción a esos retiros.

La determinación de los flujos esperados resulta de una simulación del sistema de generación y transmisión para los siguientes cuatro años.

- **Subtransmisión**

Los generadores pagan por concepto de inyección anual esperada de energía y potencia a los sistemas de subtransmisión y los demandantes por concepto de retiro de energía y potencia.

El pago anual por parte de centrales generadoras que inyectan en estos sistemas se determina en los estudios de simulación y corresponde al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Se considera que en los tramos del sistema de subtransmisión que presentan dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignan a las centrales que se ubican aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en la condición operacional presentan la dirección de flujos contraria, se asignan a los retiros de energía del sistema.

Los peajes regulados aplicados sobre los retiros de energía y potencia de un sistema de subtransmisión, resultan de la diferencia entre el monto de los costos anuales de inversión, operación y administración a que tiene derecho el transportista por el sistema y el pago anual de los generadores descrito en el párrafo anterior.

- **Sistema adicional**

Los generadores y los demandantes pagan peajes que se rigen por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. Para los demandantes sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios deben reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas.

### 3.3 Distribución

El VAD (Valor Agregado de Distribución) es la remuneración por la actividad de distribución. Se determina un VAD para cada una de seis áreas típicas de distribución, y las concesiones se clasifican empleando dichas áreas a los efectos de los cálculos tarifarios y de remuneración del distribuidor.



### **3.3.1 Papel del distribuidor como intermediario en la energía. Traslado a las tarifas de los costos de compra en el mercado mayorista**

Las distribuidoras eléctricas traspasan 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 suprime y es absorbido por todos los consumidores de precio regulado del sistema eléctrico correspondiente.

El mecanismo de traslado a tarifas de los costos en el mercado mayorista para clientes regulados no genera riesgos financieros ni pérdidas económicas para los distribuidores. Entre revisiones tarifarias tiene lugar un ajuste semestral del componente correspondiente al precio de la energía y potencia (precio de nudo) que forma parte de las tarifas eléctricas finales que pagan los consumidores.

### **3.3.2 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar**

El VAD remunera la anualidad de la inversión de una red óptima valorada a valor de nuevo de reposición (VNR). Se considera para ello los activos de una empresa teórica eficiente con una red óptima definida para cada área típica.

### **3.3.3 Tasa de retorno de los activos**

La tasa de retorno empleada para el cálculo del VAD está fijada en 10% real antes de impuestos.

Sin perjuicio de lo anterior, al determinarse el VAD se realiza una verificación de la rentabilidad estimada de las empresas, en caso de aplicarse dichos VAD preliminares. Si las tarifas básicas preliminares determinadas por el regulador, en una estimación de flujos de fondos de las empresas de distribución, permiten al conjunto de las empresas concesionarias obtener una tasa de rentabilidad económica antes de impuestos, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización del 10%, los valores agregados ponderados que les dan origen son aceptados. En caso contrario, los valores se ajustan proporcionalmente de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior, es decir 6% o 14% respectivamente.

### **3.3.4 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización**

Para el cálculo de los componentes de costos de administración, operación, mantenimiento y

comercialización del VAD, se estiman los mismos para una empresa modelo eficiente, para cada una de las zonas típicas definidas.

### **3.3.5 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala**

En el decreto tarifario de distribución que se dicta cada cuatro años, se establece un porcentaje de reducción del VAD para cada año de vigencia de las tarifas por concepto de economías de escala.

### **3.3.6 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor**

Las revisiones tarifarias tienen lugar cada cuatro años. Entre revisiones tarifarias los valores de remuneración para cada área típica, son indexados mensualmente según un índice de los precios de la moneda extranjera y aranceles aplicables a los equipos importados, índices de precios locales al consumidor y al por mayor de productos nacionales, e índice de precios del cobre.

### **3.3.7 Ingresos por actividades no reguladas**

La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas no afecta las remuneraciones reguladas, puesto que la empresa modelo se dimensiona para prestar sólo el servicio de distribución y las actividades distintas a la distribución que usualmente emplean los activos de distribución (tal como el apoyo de líneas de telecomunicaciones) están reguladas.

### **3.3.8 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones**

El regulador y las empresas de distribución contratan independientemente estudios para la determinación del VAD. Se toma como valor del VAD para cada área típica el promedio aritmético ponderado de los valores resultantes de los estudios de la CNE y de las empresas. Los coeficientes de ponderación son: dos tercios para los valores que resulten del estudio encargado por la Comisión y un tercio para los valores que resulten del estudio encargado por las empresas como conjunto, o para el promedio de los valores resultantes en los estudios encargados individualmente por las empresas, si los hubiera.

### **3.3.9 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento**

La Ley permite expresamente el corte del suministro a los consumidores morosos luego de 45 días de vencidas las facturas, exceptuando sólo cárceles y hospitales. Los cortes de suministro se realizan normalmente y no hay intervenciones de autoridades que impidan el corte a clientes morosos.



## 4 COLOMBIA

### 4.1 Generación

#### 4.1.1 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.

Dentro de este modelo existe un mercado de corto plazo donde los generadores mediante subastas diarias ofertan precios y disponibilidades de su energía y un mercado de contratos de largo plazo de carácter financiero, mediante el cual los agentes obtienen cobertura frente a la alta volatilidad de los precios de la energía del mercado de corto plazo. La operación y administración del mercado está a cargo la empresa XM filial de ISA S.A, la actividad de operación del Sistema Interconectado Nacional es ejecutada por el Centro Nacional de Despacho (CND) y por otro lado el ASIC se encarga de la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales, de realizar las liquidaciones de todas las transacciones del mercado y de administrar el registro de los contratos de energía a largo plazo.

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, asegurando un ingreso a las nuevas plantas y/o unidades de generación por un plazo de hasta veinte años, adicional al que perciben por la venta de su energía a través de los contratos de largo y corto plazo.

#### 4.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

En el mercado eléctrico colombiano los precios *spot* se determinan a partir de los precios ofrecidos por los generadores, generándose una alta volatilidad de los precios dada la alta componente hidráulica del sistema. Este esquema de mercado obliga al establecimiento de un sistema de cobertura financiero a través del mercado de los contratos bilaterales de compra venta de largo plazo.

El sistema de generación colombiano tiene una capacidad instalada de aproximadamente 13.405

MW. En el año 2007, el 78% de la energía generada fue de origen hidráulico (el 68% de la capacidad instalada del país es de origen hidráulico) y el resto principalmente de centrales térmicas a gas natural (25% de la capacidad instalada) y carbón (5% de la capacidad instalada). La disponibilidad de generación hidráulica está influenciada fuertemente por la ocurrencia de los fenómenos del Niño (calentamiento de las aguas del Océano Pacífico).

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 (comercio *spot*) hacia el Ecuador ascendieron a 876,6 GWh que representaron el 1.63% de la generación bruta del país (las importaciones llegaron a los 38,3 GWh). Estas exportaciones contrastan con las del año 2006 que ascendieron a 1608 GWh.

El estado nacional y los municipios mantienen la propiedad de empresas de generación que corresponden aproximadamente al 35% de la capacidad disponible, de la casi totalidad del sistema de transmisión y de varias empresas de distribución. Existen alrededor de 44 empresas de generación, y la participación de mercado de la mayor empresa privada de generación es de alrededor del 25%. Las empresas integradas verticalmente representan aproximadamente el 40% en generación y 60% en distribución de energía.

#### 4.1.3 Mercados para los generadores

##### • Mercado de corto plazo o spot

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), compensa y 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. El precio marginal o de bolsa del sistema corresponde al precio de la oferta del último recurso despachado para atender la demanda de energía del sistema en cada hora. 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 diario del precio de fuel oil (New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price). 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 precio de escasez fue en junio de 2008 de 329.74 pesos por kWh, lo que equivale aproximadamente a 164.87 US\$/MWh.

- **Mercado de generación y comercialización para los clientes regulados**

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 pueden cubrir con energía propia más del 60% de la energía requerida para atender la demanda de su mercado regulado.

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. 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, el precio respectivo y su plazo. 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. 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.

- **Mercado de generación para los clientes libres**

Los clientes con consumos mensuales mayores a 55 MWh, o demandas máximas de potencia 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 y constituirse como tal ante el Mercado de Energía Mayorista.

Actualmente existen 4262 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 (el 60% aproximadamente). Los plazos más frecuentes de duración de los contratos de los clientes libres oscilan alrededor de dos años. No existen limitaciones reguladas para los clientes libres en cuanto a plazos para iniciar y finalizar la compra de energía a los comercializadores.

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.

Los clientes regulados, tienen también la opción de elegir el comercializador al que compran su energía, pero a precios que resultan de un procedimiento regulado. Por la forma en que tiene lugar la contabilización de las transacciones en el mercado, cuando un consumidor no adquiere su energía a un comercializador, su consumo es cargado como una demanda adicional para el comercializador asociado al distribuidor incumbente, por lo que este actúa en la práctica como un comercializador de último recurso.

- **Remuneraciones a la capacidad de generación y a las reservas**

Hasta noviembre de 2006, el mercado de energía colombiano contaba con un Cargo por Capacidad de potencia en el que la Capacidad Remunerable de cada central existente se estimaba de manera administrada por la contribución al despacho en el período de verano en el que las condiciones hidráulicas son más desfavorables, en una simulación de 24 meses.

Desde el primero de diciembre de 2006 opera un nuevo esquema que sustituye al anterior, basado en un mecanismo de mercado, denominado Cargo por Confiabilidad. 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.

Para determinar qué centrales reciben el Cargo por Confiabilidad la asignación se hace para el período hasta el 30 de noviembre de 2012 a cada uno de los recursos de los generadores a prorrata de la demanda bajo un cargo administrado y a partir del 1 de diciembre de 2012 resulta de subastas en la que participan los generadores. En esas subastas los generadores presentan precios para hacerse cargo de las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema en años futuros. 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 incluida por los generadores como un precio base en su oferta diaria, 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 el Precio de Escasez.

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 cuatro años siguientes no puede ser cubierta con la energía firme de los activos de generación existentes y la de los que entrarán en operación para la fecha en la cual se inicia el período de obligación que se subaste.

Cada recurso de los generadores 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 (escasez), en un período de un año.

Para el caso de las subastas, el período de vigencia de la obligación adquirida con las OEF, comienza cuatro años después de realizada la subasta, y en el caso de recursos nuevos o especiales, 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. Por otro lado si se considera un activo existente con obras (al momento de ejecutarse la subasta, la planta o unidad de generación se encuentra en operación comercial pero con obras en ejecución que incrementarían su oferta de ENFICC más de un 20%), la Obligación que respalde este activo puede tener una vigencia mínima de un año y máxima de cinco 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 años del Período de Planeación (tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la Subasta y la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación asignada en dicha Subasta), la CREG incorporó un mecanismo que le permite al inversionista vender parte de su energía firme futura, bajo subastas de sobre cerrado, durante las subastas que ocurren diez, nueve, ocho, siete, seis y cinco años antes de que la energía firme del proyecto esté disponible.

El generador a quien se le ha asignado OEF, recibirá el Cargo por Confiabilidad durante el período de vigencia de la OEF, conforme a la asignación que se haya realizado en las subastas o el mecanismos que haga sus veces. Para el caso del período de subastas, 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 (es decir cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez), 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, en el que el valor del Cargo por Confiabilidad es de 13.045 US\$/MWh, sujeto a indexación, y se paga a todas las centrales existentes en proporción a su energía firme.**

En mayo de 2008 se realizó la primera subasta de energía firme (Subasta de Reloj Descendente), en la cual se asignaron las Obligaciones de Energía Firme del año 1 de diciembre de 2012 al 30 de noviembre de 2013. El precio de cierre de esta subasta correspondió a 13,998 USD/MWh, para una asignación total de 65.869 GWh-año, de los cuales aproximadamente 3.000 GWh-año corresponde a nuevos proyectos. Estos nuevos proyectos fueron centrales a carbón, combustibles líquidos e hidráulicas. Por otro lado, en el mes de junio, para las plantas que superan el período de planeación y debido a que la oferta no superó los requerimientos para cada uno de los años de asignación futura (2014 al 2018), no hubo necesidad de realizar subasta en sobre cerrado sino que se asignó las Obligaciones de Energía Firme a grandes proyectos hidroeléctricos, los cuales entrarán en funcionamiento a partir del año 2014. Esto permitirá que el país cuente con seis nuevas hidroeléctricas con capacidad para generar 2.991 MW y una OEF asignada en el período mencionado de 6.281 GWh año, con lo cual se garantiza el suministro de energía hasta el 2018.



#### 4.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

Colombia cuenta con un alto recurso y potencial de aprovechamiento hidráulico de aproximadamente 100000MW. Sin embargo, debido a que en periodos de escasez, es indispensable contar con otras alternativas energéticas, Colombia cuenta con plantas termoeléctricas, donde los principales combustibles empleados para generación térmica en Colombia son el gas natural y el carbón.

El gas natural se produce principalmente en dos regiones en las cuales se encuentra aproximadamente el 85% de las reservas, el norte de la Costa Caribe en los campos de Ballena y Chuchupa, y la región de los Llanos Orientales y Piedemonte llanero en los campos de Apiay, Cusiana y Cupiagua. La relación reservas producción es del orden de 9.7 años. La principal empresa productora es ECOPEL, que comercializa bajo operación directa alrededor del 10% de las reservas y el resto en la modalidad de asociación con otras empresas.

De acuerdo con las proyecciones de consumo, la producción de gas existente es suficiente para abastecer la demanda en todos los sectores hasta el año 2011 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. 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 y en el corto plazo, las limitaciones para la integración de los mercados del interior y de la costa parece incrementarse; en ambos la oferta es prácticamente monopólica existiendo regulación para evitar posibles abusos de posición dominante.

Los cierres de negocios entre productores de gas y generadores se ven dificultados por las exigencias del productor de gas natural de contratos tipo “take or pay” (del orden del 70%) por la entrega de gas en condiciones de firmeza garantizada y con penalizaciones en caso de incumplimiento. Sin embargo, debido a las nuevas modificaciones en cuanto al Decreto de abastecimiento de gas, el cual da prioridad a la demanda interna, en especial a la residencial y comercial, será necesario a partir de la renovación de nuevos contratos la negociación de contratos “take or pay” al 100%, con limitaciones de ventas de excedentes al mercado secundario de gas.

En el caso de generación térmica a base de carbón, las plantas se construyen cerca de los sitios de

producción. El 95% de la producción nacional de carbón se destina a las exportaciones y del 5% que se consume en el mercado local, el 35% destina a generación eléctrica. La demanda internacional de carbón metalúrgico y de coque, generó recientemente escasez, obligando a las centrales a carbón y demás subsectores industriales a asumir precios altos ante la amenaza creciente de desabastecimiento.

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

#### 4.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

De acuerdo con el Plan Energético Nacional 2006-2020 elaborado por la UPME, existen incentivos para implementar el uso de las fuentes no convencionales de energía en la generación de electricidad con destino a las áreas rurales no interconectadas.

En cuanto a la generación para el sistema interconectado es necesario consolidar una política de aprovechamiento de los grandes recursos con los que cuenta Colombia en fuentes no convencionales de energía. Además de avanzar hacia la identificación y cuantificación de proyectos potenciales en el país, el Plan propone la promoción del Mecanismo de Desarrollo Limpio – MDL. 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.

#### 4.1.6 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.

Por otra parte, existe una interconexión con Venezuela (Circuito Cuestecitas – Cuatricentenario) que no opera bajo el esquema de TIES, y que al operar ante contingencias permite aumentar la seguridad en el abastecimiento de la zona de la Nor-oriental Colombiana.

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

Existe una planificación indicativa de la generación. La misma es realizada por el Centro Nacional de Despacho –CND- adscrito a XM, 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.

#### 4.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación

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

#### 4.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento

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

	<b>COSTO de Racionamiento</b>	<b>\$ / kWh</b>	<b>US\$/kWh</b>
Umbral	CRO1	590.37	0,31
	CRO2	1.070,44	0,57
	CRO3	1.877,20	0,99
Segmento 4	CRO4	3.717,30	1,97
	CRO1(Estrato 4)	455,72	0,24

Fuente: UPME, agosto 2008 (\$ de julio 31 de 2008)

Los rangos de profundidad corresponden a porcentajes de la demanda asociada a los sectores que se afectarían, comenzando con el sector residencial (CR01), industrial y comercial pequeño (CR02), industrial y comercial mediano (CR03) e industrial grande (CR04). El estrato 4 hace referencia al grupo de clientes residenciales que pagan el servicio al costo unitario, es decir, no contribuyen ni reciben subsidios (debe tenerse en cuenta que en Colombia los clientes residenciales están clasificados en 6 estratos, los estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios de las contribuciones de los estratos 5, 6, clientes comerciales y clientes industriales).

En caso de Racionamiento Programado o de Emergencia los agentes continúan ofertando en la Bolsa de acuerdo con las reglas vigentes. Existe un Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG 119 de 1998), 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.

#### 4.1.10 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, lo cual con la entrada del reciente cargo por confiabilidad, influye el incumplimiento de las obligaciones de energía firme por parte de un generador.

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.

## 4.2 Transmisión

La actividad de Transmisión Nacional en Colombia es desarrollada por varias empresas de transporte de energía, no existiendo un monopolio a favor de una única empresa.

Las principales empresas propietarias del Sistema de Transmisión Nacional -STN, son:

<b>Empresa</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Cubrimiento</b>	<b>% de Participación (*)</b>
Interconexión Eléctrica S.A E.S.P –ISA-	Mixta	Nacional	71.49
TRANSELCA S.A E.S.P –TRANSELCA-	Mixta	Regional	9.33
Empresas Publicas de Medellín E.S.P -EE.PP.M-	Pública	Regional	6.81
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P –EEB-	Mixta	Regional	7.86
Empresa de Energía del Pacífico S.A E.S.P –EPSA	Privada	Regional	2.41

(\*): % de participación en el Ingreso regulado de STN. Fuente: Liquidación Ingreso Julio 2008-XM.

El Sistema de Transmisión Nacional -STN- está compuesto por el conjunto de líneas y equipos asociados que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, siendo las tensiones empleadas en Colombia 220, 230 y 500 kV. El sistema es operado por XM empresa operadora y administradora del mercado, filial de ISA. 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.

#### 4.2.1 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. La UPME se apoya en un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT, en el cual participan tres grandes consumidores, tres comercializadores, tres transmisores, un generador y un distribuidor. El Centro Nacional de Despacho – CND-, aunque no hace parte de dicho Comité, debe asistir a sus reuniones, y debe coordinar con él los aspectos asociados con las Restricciones que inciden en la planeación de la expansión del STN.

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. Las propuestas se comparan calculando el Valor Presente de dichos ingresos, aplicando la tasa de descuento aprobada por el regulador, en dólares constantes. El Ingreso Anual Esperado presentado por el proponente, cubre todos los costos incurridos por el transmisor seleccionado.

No están previstos en la regulación mecanismos descentralizados de expansión de la transmisión. La regulación actual no contempla las *merchant lines*.

#### 4.2.2 Ingresos del transportista

El procedimiento para determinar el ingreso que reciben los transportistas depende de si los activos hacen parte de la red existente a 31 de diciembre de 1999 (activos existentes) o de si éstos han sido o serán construidos bajo el mecanismo de convocatorias públicas internacionales que comenzó a aplicarse a partir del año 1999 (activos de convocatoria).

En el caso de los activos existentes, el ingreso se determina de manera administrada como la suma de dos componentes. La primera corresponde a la remuneración de la inversión y la segunda a la remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento.

En el caso de los activos de convocatoria, el ingreso para los primeros veinticinco años corresponde al Ingreso Anual Esperado propuesto por el transportador que resulta adjudicatario de la ejecución del proyecto. Una vez cumplido el año veinticinco, el ingreso se calcula con el procedimiento que aplica para la remuneración de los activos existentes.

- **Ingresos por remuneración de los activos**

##### Activos remunerados

Para el caso de los activos existentes, se remunera al transportador una anualidad calculada sobre el Valor de Reposición a Nuevo (VRN) de los activos eléctricos, utilizando costos unitarios aprobados para

cada unidad constructiva, un período de 25 años y una tasa de remuneración regulada. Los ingresos se liquidan y facturan mensualmente en pesos colombianos, actualizándolos con el índice de precios al productor nacional.

Para el caso de los activos de convocatoria, la remuneración de la inversión, incluida su tasa de rentabilidad, hacen parte del ingreso que oferta y recibe el adjudicatario. Los ingresos anuales correspondientes a los primeros veinticinco (25) años se ofertan en dólares de diciembre del año anterior a la adjudicación del proyecto, y se actualizan anualmente con el *Producer Price Index* (PPI Serie ID: WPSSOP3200) al año respectivo. La liquidación y facturación mensual se efectúa en pesos colombianos, dividiendo por doce (12) el ingreso correspondiente a ese año y utilizando la Tasa de Cambio Representativa del Mercado del último día hábil del mes a facturar, publicada por el Banco de la República.

Además de la inversión en los activos eléctricos se le remunerar al transportador dos conceptos adicionales. El primero de ellos corresponde a la inversión en activos no eléctricos requeridos para prestar el servicio de transmisión, cuya remuneración equivale al 5% de la correspondiente a los activos eléctricos; el segundo aplica para los activos de subestación y corresponde a la inversión en los terrenos que ellos ocupan, cuya remuneración se calcula como el 8.5% de su valor catastral (pesos por metro cuadrado) multiplicado por el área eficiente que es definida por el regulador para cada tipo de equipos.

##### Tasa de retorno regulada

La tasa empleada para remunerar los activos existentes es del 9% en pesos constantes, antes de impuestos. Esta tasa es definida por el regulador y busca reflejar el *WACC* de la actividad de transmisión. Los costos unitarios fueron aprobados por el regulador en dólares de diciembre 31 de 1999 y convertidos a pesos utilizando la tasa de cambio de ese día. A agosto de 2008 se encontraba en discusión la nueva tasa de retorno regulada aplicable al sector de transmisión.

- **Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento**

Para el caso de los activos existentes, se reconoce al transportador un porcentaje sobre el VRN de los activos. Dicho porcentaje se diferencia entre activos que se encuentran en zona con contaminación y entre aquéllos que no lo están, siendo del 3.0% para los primeros y del 2.5% para los segundos.

Para los activos de convocatoria, los costos de operación y mantenimiento hacen parte del ingreso que oferta y recibe el adjudicatario.



#### 4.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional

Con base en la metodología para el cálculo de los Cargos por Uso del STN (Resolución CREG 103 de 2000), los comercializadores pagan un “cargo estampilla” nacional, con diferenciación horaria por periodo de carga, que permite remunerar la totalidad del Ingreso Regulado de los transportadores. Este cargo es asumido por la demanda en la tarifa de energía. Los generadores no pagan cargos por concepto de Uso del STN.

El Cargo por Uso Monomio del STN, que es pagado por la demanda, se determina dividiendo el Ingreso Regulado Mensual causado en el mes a facturar, por la demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mismo mes, referida al STN. Los Cargos por Uso Monomios con diferenciación horaria por Período de Carga, son calculados a partir del respectivo Cargo por Uso Monomio, de las demandas registradas en cada uno de esos periodos y de la duración de los mismos.

Los cargos pagados por la demanda son únicos a nivel nacional e independientes del nivel de tensión del STN en que toma la demanda.

Los generadores no pagan cargos por concepto de Uso del STN.

### 4.3 Distribución

#### 4.3.1 La actividad de Distribución.

En Colombia el Distribuidor opera el Sistema de Transmisión Regional o Distribución Local a niveles de tensión inferiores a 220 kV. Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con ingresos regulados para los niveles de tensión 1, 2, 3 y 4; y operan bajo criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio.

#### 4.3.2 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

Formalmente el distribuidor no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los consumidores regulados. Según se expone más adelante, dicha función es ejercida por comercializadores, entre los que se encuentran las propias empresas de distribución, en un régimen de separación contable entre ambas actividades.

#### 4.3.3 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar

Se distinguen cuatro niveles de tensión a los efectos del cálculo de las remuneraciones que pueden percibir los distribuidores, distinguiéndose:

- nivel 1 - tensión menor a 1 kV
- nivel 2 - tensión mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV
- nivel 3 - tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV
- nivel 4 - tensión mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV

Los ingresos del distribuidor por los sistemas de niveles 1, 2 y 3, se determinan mediante un mecanismo de price cap, donde la CREG determina para cada nivel de tensión un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida. Para el nivel 4 se determina un ingreso máximo dadas las instalaciones del distribuidor.

El cargo máximo para la remuneración de los activos de nivel 1 lo determina la CREG a partir de estimaciones sobre el costo unitario de una red modelo eficiente de baja tensión.

Los costos anuales utilizados para la remuneración por los activos de los sistemas de nivel 2, 3 y 4 resultan de calcular las anualidades del inventario de instalaciones reales del distribuidor (descrito según una clasificación en unidades constructivas predefinidas y tomando los valores de reposición a nuevo estimados por la CREG), y aplicando correcciones por eficiencia. La resolución vigente (CREG 082/2002) establece correcciones por eficiencia en la mayor parte de los tipos de instalación en los sistemas de nivel 2, 3 y 4, estableciendo un máximo costo medio por unidad de energía distribuida, denominado cargo máximo eficiente para ese tipo de instalación.

El cargo máximo eficiente para cada tipo de instalación aplicable a todos los distribuidores resulta de considerar la distribución de los costos medios por unidad de energía distribuida de todos los operadores de red de distribución, para instalaciones del mismo tipo, y tomar el valor que deja por debajo al 57% de la probabilidad de dicha distribución. Para el caso de instalaciones radiales de nivel 4 de tensión, se aplica un cargo máximo eficiente que depende del nivel de carga de la instalación.

No obstante lo anterior, el decreto 388 de 2007 establece la remuneración de la totalidad de los activos en operación, aspecto que se encuentra en proceso de desarrollo regulatorio a la fecha.

#### 4.3.4 Tasa de retorno de los activos

Las tasas de retorno se calculan con el método *Weighted Average Cost of Capital – WACC*. Las tasas de retorno empleadas para calcular los costos anuales, costos medios y cargos máximos eficiente, para remunerar la inversión son del 14.06% real en dólares antes de impuestos para las instalaciones de nivel 4 y del 16.06% real en dólares antes de impuestos para las instalaciones de nivel menor.



#### **4.3.5 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento**

Los costos de administración, operación y mantenimiento reconocidos en los cargos que reciben los distribuidores se calculan como porcentajes de los activos reconocidos a valor de reposición. Esos porcentajes son del 2% para el nivel 4 y del 4% en los niveles 3 y 2. A los anteriores se agrega un 0.5% en las zonas de contaminación salina. Para el nivel 1 se toman valores fijos para los costos unitarios, determinados por la CREG.

#### **4.3.6 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala**

Existe una reducción en las remuneraciones máximas permitidas a lo largo del período entre revisiones tarifarias, por dos conceptos: reducción en las pérdidas máximas admisibles y factor por incremento de productividad. El factor de reducción de las remuneraciones por incremento de productividad es del 0.42% anual aplicados a los niveles 1, 2 y 3.

#### **4.3.7 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)**

Los períodos tarifarios son de 5 años, al cabo de los cuales se revisa la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La revisión abarca la totalidad de los componentes de costo a saber, el WACC, los costos unitarios de reposición a nuevo de los activos, los costos y gastos de operación y mantenimiento, las productividades asociadas, las energías y la nueva base de activos que resulta de las inversiones adicionales en el período tarifario. En todo caso, los ingresos máximos de nivel de tensión 4 se actualizan anualmente en función de las inversiones realizadas por los distribuidores durante el año anterior.

A su vez, las fórmulas tarifarias permiten una actualización mensual del cargo máximo resultante aplicando el índice de precios al productor.

#### **4.3.8 Ingresos por actividades no reguladas**

La Resolución CREG 225 de 1997 establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio para usuarios regulados. Las actividades asociadas con el servicio de conexión y que se someten al régimen tarifario de libertad son el suministro e instalación del equipo de medida, el suministro de los materiales de la acometida y la ejecución de la obra de conexión. Por su parte, las actividades que se someten al régimen tarifario de libertad regulada son la calibración inicial del medidor, la configuración y programación del medidor. La

compañía debe publicar un pliego tarifario con los precios de las actividades del régimen regulado.

Por otra parte, las empresas de distribución captan ingresos por el servicio de alumbrado público, alquiler de postes para empresas de telecomunicaciones, y servicio de respaldo a las conexiones. La regulación vigente establece las tarifas máximas que se aplican en cada caso, excepto el caso del alumbrado público cuya remuneración es acordada con el municipio responsable de su prestación.

#### **4.3.9 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones**

Los estudios para la determinación de la metodología de remuneración son realizados por la CREG. No obstante, dichos estudios son publicados por el regulador y sometidos a comentarios por parte de las empresas y demás interesados. Una vez definidas las valoraciones definitivas de los activos, las empresas realizan los inventarios de instalaciones necesarios para determinar las remuneraciones, las que deben ser supervisadas por auditores autorizados por la CREG. En caso de que existan discrepancias entre la CREG y una empresa de distribución, esta puede presentar un recurso de reposición frente a la CREG y en última instancia se está a lo que determine la justicia ordinaria. En general no han tenido lugar recursos judiciales de consumidores o asociaciones de consumidores, contra las decisiones del regulador sobre remuneración de los distribuidores.

### **4.4 Comercialización**

La actividad de comercialización de energía consiste en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados; y su representación ante el mercado de energía. En Colombia, la comercialización se puede realizar conjuntamente por generadores y distribuidores o de manera independiente, bajo un régimen de separación contable entre actividades.

El comercializador que atiende el mercado regulado (el cual generalmente coincide con el distribuidor comercializador, es remunerado mediante un cargo máximo por mercado (costo base de comercialización), que reconoce los costos de todos los procesos comerciales desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía, y un margen del 15% sobre los anteriores costos.

Actualmente, el costo de comercialización se variabiliza utilizando el consumo medio de cada mercado, sin embargo, en la fórmula tarifaria vigente se prevé la aplicación de un cargo fijo y otro variable con el fin de remunerar los costos y riesgos de la actividad.

Conforme a lo anterior, el comercializador factura la totalidad de los costos de las etapas del servicio a los



clientes regulados según se establece en la Resolución CREG 119 de 2007. Para el traslado de costos de compra de energía, el esquema permite trasladar los costos de compra mediante contratos, aplicando una señal de eficiencia al comparar los costos propios con el costo promedio de todos los contratos bilaterales con destino al mercado regulado. A su vez el costo de compras en bolsa de energía es un pass-through aunque contempla un factor de ajuste para atenuar las volatilidades asociadas a las compras en bolsa cuando el precio rebasa una condición particular.

Actualmente el regulador, ha previsto en la fórmula tarifaria la entrada de un esquema de subastas para el cubrimiento del 100% de la energía del mercado regulado denominado Mercado Organizado Regulado (MOR), el cual se encuentra en proceso de desarrollo.

Adicionalmente, la fórmula permite trasladar los costos de Transmisión, Distribución y Comercialización, y el costo de las pérdidas hasta un nivel regulado.

Para el caso del mercado no regulado, y como ya se mencionó anteriormente, el usuario pacta libremente la tarifa con el comercializador que escoge le represente ante el mercado.

#### **4.4.1 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento**

Ante el no pago de los consumos de energía, está permitida la suspensión del servicio hasta tanto se hagan efectivos los pagos al comercializador.



## 5 ECUADOR

### 5.1 Generación

#### 5.1.1 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, asigna la responsabilidad directa de la expansión en generación al sector privado, con base a las iniciativas del Regulador a través del plan referencial de expansión o a la propia iniciativa de los privados. No obstante, en la actualidad la mayoría de empresas de distribución, los principales generadores del mercado y la empresa única de transmisión, 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.

En los últimos meses el Poder Ejecutivo ha anunciado la elaboración de un proyecto de ley destinado a crear una empresa única que consolide los activos de las empresas que son de su propiedad a través del Fondo de Solidad y Organismos seccionales (actualmente diecinueve de distribución, ocho de generación y una de transmisión) y que modificará el mercado mayorista, que en la actualidad está basado en precios marginalistas para la energía. El primer paso lo dio la Asamblea Nacional Constituyente, con la expedición de un Mandato Constituyente No. 15, el 23 de julio de 2008.

#### 5.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

La potencia instalada en el sistema interconectado nacional al fin de 2007 era de 2024,63 MW hidráulicos y 1642,17 MW térmicos. La demanda de generación

en 2007 fue cubierta en un 50.% por energía hidráulica, un 44% por energía térmica y un 5% por importaciones, mientras que el 1% aproximadamente corresponde a energía renovable no convencional.

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, ocasionado con ello una disminución de su generación y los consiguientes riesgos de abastecimiento. Esta central representa alrededor el 30 % 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 altas de falla.

Desde el inicio del funcionamiento del mercado, la incorporación de nueva generación ha sido muy escasa: por parte de capitales privados la central MachalaPower (130 MW) que consume gas natural, y la barcaza de Termoguayas Generation que consume residuo de petróleo, y de propiedad estatal la central hidroeléctrica San Francisco (212 MW) que toma las aguas turbinadas de Agoyán y la central de generación hidroeléctrica Mazar, actualmente en construcción, 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.

#### 5.1.3 Mercados para los generadores

##### Mercado de corto plazo o 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.

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.

### **Mercado de generación para los clientes regulados**

Los generadores hidroeléctricos no pueden comprometer una producción mayor de la 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. Los generadores térmicos no pueden comprometer una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los periodos de mantenimiento respectivos.

No obstante existe una norma transitoria aplicable a los generadores hidroeléctricos y térmicos a vapor, propiedad del Fondo de Solidaridad (tenedor de las acciones del Estado en las Empresas de Generación, Transmisión y Distribución), que los obliga a vender el 100% de su producción en contratos a plazo a las Empresas de Distribución, en forma proporcional a su demanda.

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 resultaría fijado administrativamente.

### **Mercado de generación para los clientes libres**

Para ser calificado como gran consumidor, 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 vecinos (posibilidad que no se ha hecho efectiva hasta ahora) 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.

A diciembre del 2007, existían 118 grandes consumidores, que representan aproximadamente el 8% de la demanda de energía.

### **Remuneraciones a la capacidad de generación y a las reservas**

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

Para calcular la PRPD de las plantas hidroeléctricas existentes, se toma la estadística operativa de producción de energía de los últimos diez años, para todos los periodos noviembre – febrero. Basándose en ella, se calcula la producción de energía promedio de las plantas, en cada uno de los meses del periodo 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 disponible disminuida por efecto de los mantenimientos declarados por los Agentes y aprobados por el CENACE, para el periodo 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 periodo 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.

#### 5.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía 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.

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.

#### 5.1.5 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.

Los precios actualmente vigentes, en la Regulación No. CONELEC - 009/06, Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales, son los siguientes:

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Continental	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Insular de Galápagos
EOLICAS	9.39	12.21
FOTOVOLTAICAS	52.04	57.24
BIOMASA Y BIOGAS	9.67	10.64
GEOTERMICAS	9.28	10.21
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS HASTA 5 MW	5.80	6.38
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS MAYORES A 5 MW HASTA 10 MW	5.00	5.50

La biomasa es la principal fuente que se ha acogido a esta normativa, con la aclaración de que no son desarrollos nuevos, sino más bien acondicionaron sus procesos para producir energía. Como desarrollo nuevo, se puede mencionar un parque eólico en las Islas Galápagos, de aproximadamente 2 MW.

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.

#### 5.1.6 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 el 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.

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.

Para el caso de Perú, la infraestructura de transmisión está lista desde el año 2006, pero la falta de acuerdos a nivel de Organismos Reguladores no ha permitido que se puedan iniciar transacciones de electricidad, conforme lo establece la Decisión 536.

#### **5.1.7 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento**

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.

Recientemente el Poder Ejecutivo ha lanzado un plan para la construcción de cuatro proyectos de generación hidroeléctrica que serán de propiedad estatal, que tendrían una potencia conjunta de alrededor de 2.400 MW. El principal de ellos es Coca Codo Sinclair de 1500 MW, para el que se ha planteado la posibilidad de ejecución con participación de Enarsa, empresa energética estatal de Argentina, y de empresas privadas de ese país.

#### **5.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación**

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 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.

#### **5.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento**

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.

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

En la Regulación No. CONELEC – 001/05, Operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones de déficit de generación, se estableció que la sanción de precios en el MEM durante el Periodo de Racionamiento, en aplicación de lo dispuesto en el literal b) del Artículo 13 del Reglamento del MEM, se realizará con el costo marginal de mercado que corresponderá a los costos variables de producción declarados por el Generador de la unidad que margine en cada hora.

#### **5.1.10 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento**

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.

Los contratos son instrumentos financieros, de ninguna manera se consideran contratos físicos, además de que son contratos sin garantía de abastecimiento. El esquema 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.

## **5.2 Trasmisión**

El sistema de transmisión es administrado bajo la figura de un monopolio natural a nivel nacional a



través de una única empresa, TRANSELECTRIC S.A., cuyo capital es 100% estatal, 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.

Los voltajes de transmisión empleados son 230 kV, 138 kV y una pequeña parte en 69 kV.

### **5.2.1 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, SNT, de propiedad pública. El transmisor tiene la obligación de expandir el sistema basándose en planes preparados por él y aprobados por el CONELEC. El plan de expansión tiene un horizonte de 10 años, pero con revisiones y actualizaciones anuales, a cargo del transmisor y sujeto a la aprobación del CONELEC.

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

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.

### **5.2.2 Ingresos del transportista**

#### **Ingresos por remuneración de los activos**

Se reconocen los costos de inversión provenientes del programa de expansión optimizado, para un periodo de 10 años.

Mediante un flujo de caja descontado de los activos de la empresa de transmisión incluidos en la expansión optimizada, y asociados a la demanda máxima correspondiente, se obtienen los costos medios de inversión. El costo de inversión imputable a la tarifa se calcula a partir de anualidades de los costos de inversión. Para el cálculo de las anualidades se toma una vida útil de 45 años para líneas de transmisión y 30 años para subestaciones y la tasa de descuento aprobada por el CONELEC. En el cálculo de la tasa, el CONELEC considera el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y la rentabilidad del capital invertido.

Para la transmisión, la tasa de descuento fijada por el CONELEC, es de 7.5%, en la que se ha considerado que la empresa es 100% de capital estatal.

Los ingresos son calculados en dólares de los Estados Unidos de América, que es la moneda adoptada en el Ecuador. Los principales factores de ajuste en los ingresos reconocidos están relacionados con las variaciones en los activos e inversiones y los costos de operación y mantenimiento en función del índice nacional de precios al consumidor.

La emisión de los pliegos tarifarios se realiza anualmente, hasta el 31 de octubre de cada año. Los reajustes en la tarifa al usuario final se producen cuando los costos de generación, la tarifa de transmisión y el valor agregado de distribución, individualmente considerados, presentan una variación acumulada en el tiempo, superior al 5% en más o en menos de su base de cálculo.

#### **Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento**

Los ingresos reconocidos al transportista para remunerar los costos de operación y mantenimiento son determinados por el transmisor y sometidos a la aprobación del CONELEC. Para la aprobación se consideran costos estándar.

La moneda de cálculo, plazos de vigencia y los principales factores de ajuste entre revisiones tarifarias son similares a los de los activos.

### **5.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas**

Los conceptos por los que se pagan la transmisión son:

- Componente de Operación que deberá cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación; y, operación y mantenimiento del sistema y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC.
- Componente de Expansión que deberá cubrir los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión.

De acuerdo a lo señalado en el Mandato Constituyente No. 15, los costos de expansión (inversión), serán asumidos por el estado, dentro de su Presupuesto General.

La tarifa de transmisión es cubierta únicamente por la demanda –distribuidores y grandes consumidores-, a través de un valor estampillado. El cargo por transporte es actualmente 2.81 USD/kW-mes, valor que es aplicado a la demanda máxima no coincidente de los distribuidores y grandes consumidores. Los generadores no pagan cargo por transporte.

Para los autoproductores, la regulación prevé un tratamiento similar al de una demanda para la componente que consume energía, y similar al de un generador del MEM para la componente de generación. En el caso de que ese autoproductor

tenga excedentes de generación, este puede colocarlos en el mercado a través de los mecanismos de comercialización vigentes en la normativa, y se le aplican las mismas reglas que para un generador, por el excedente que ponga a disposición del mercado.

### 5.3 Distribución

La distribución de la energía está a cargo de sociedades anónimas con participación estatal en su gran mayoría y una mínima participación privada.

#### 5.3.1 Papel del distribuidor como intermediario en la energía. Traslado a las tarifas de los costos de compra en el mercado mayorista

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, estos no se consideran, en los actuales momentos, para la determinación del precio referencial de generación.

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, si los precios de los contratos que celebren los distribuidores fuesen mayores, 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.

#### 5.3.2 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar

Se remuneran los activos que son utilizados efectivamente, en el suministro de energía eléctrica (activos realmente en servicio), más los previstos en un programa cuatrianual de expansión). El método para la valoración de esos activos es el valor de reposición a nuevo. Para el cálculo del VAD se considera la anualidad de estos activos a valor de reposición, calculadas para una tasa de descuento y una vida útil fijados por el ente regulador.

#### 5.3.3 Tasa de retorno de los activos

La Resolución No.0295/01 de 19 de diciembre de 2001 establece que: "La tasa de descuento considerará el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y la rentabilidad del capital invertido, aspectos que deberán provenir de fuentes internacionalmente aceptadas".

Para calcular la tasa de descuento real se utiliza la siguiente fórmula:

$$TD (\%) = 100 * \frac{1 + \{ a[R_F + R_F + \beta(R_M - R_F)] + b(PR + R_F)(1-T) \}}{(1 + f)} - 1$$

La definición de los términos es la siguiente:

TD Tasa de descuento real.

a Proporción de los recursos propios en el total de los activos, para una muestra representativa de cien empresas eléctricas en Estados Unidos

$$a = K / (D + K)$$

K : patrimonio

D: pasivo de largo plazo de las empresas.

$R_F$  = Tasa internacional libre de riesgo

$R_P$  = Coeficiente de riesgo país, para el Ecuador, expresada en puntos básicos.

$\beta$  = Coeficiente beta estimado para el sector eléctrico.

$R_M$  = Rendimiento promedio simple del mercado de valores en los EEUU.

b Proporción del endeudamiento de largo plazo respecto a los activos para una muestra representativa de cien empresas de la industria eléctrica norteamericana.

$$b = D / (D + K)$$

K: patrimonio

D: pasivo de largo plazo de las empresas.

PR Costo promedio básico del endeudamiento de largo plazo de la muestra de empresas

T Tasa neta de tributación en el Ecuador. Es el porcentaje del impuesto a la renta, más la participación laboral en los beneficios empresariales.

$$T (\%) = 100[(1 - L)r + L]$$

L porcentaje de participación laboral en los beneficios empresariales; y





r tarifa de impuesto a la renta para personas jurídicas.

f tasa de inflación en los EEUU.

La tasa de descuento utilizada considera la participación mayoritaria, y en algunos casos exclusiva del estado en los diferentes segmentos de la industria eléctrica, por tanto las expectativas del retorno de la inversión son diferentes a las que tendría un inversionista privado. La tasa se aplica antes de impuestos.

De acuerdo a lo señalado en el Mandato Constituyente No. 15, los costos de expansión (inversión) en la distribución, serán asumidos por el estado, dentro de su Presupuesto General.

#### **5.3.4 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización**

Los costos de operación y mantenimiento que se asignan a las empresas distribuidoras y que se consideran para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, resultan de un proceso de validación, que contempla tres valores preliminares:

a. Los costos de operación y mantenimiento asignados a las empresas distribuidoras en el estudio del VAD del año 2000 ajustados por coeficientes de inflación, (CO&M2000).

b. Los costos de operación y mantenimiento estandarizados (CO&MEstandar) calculados en función de los siguientes parámetros:

- 1) densidad del servicio,
- 2) consumo per cápita
- 3) características organizacionales de la empresa.

c. Los costos de operación y mantenimiento reportados por las empresas distribuidoras en los estudios del VAD correspondientes y que se sustentan en balances y presupuestos, (CO&Mestudio).

El criterio de asignación es el siguiente:

Si CO&MEstandar es mayor que el CO&M2000, se asigna el CO&MEstandar, pues se reconoce el derecho del distribuidor a cubrir los costos que demanda brindar el servicio, dadas las características del mercado al que sirve.

Si CO&M2000 es mayor que el CO&MEstandar, se asigna el CO&M2000, pues se reconoce como mínimo el incremento de los costos por efecto de la inflación. Este valor preliminar seleccionado es comparado con el valor solicitado por la distribuidora CO&Mestudio, y de entre estos dos se asigna el menor valor.

Los costos de comercialización están dados por:

a. Anualidad redistribuida de instalaciones de servicio al cliente,

b. Los costos de operación y mantenimiento asignados a instalaciones de servicio al cliente,

c. Los costos de operación y mantenimiento asignados a comercialización; y,

d. Número total de abonados.

El cargo unitario de comercialización se establece de la relación de la suma de los tres primeros divida para el cuarto factor. Este valor es comparado con el costo unitario de comercialización resultante de la consolidación de la información correspondiente, de todas las empresas distribuidoras.

Si el valor de la empresa es menor al valor nacional, se asigna como costo unitario de comercialización el correspondiente a la empresa; en tanto que, si el valor de la empresa es mayor que el nacional, se asigna como costo unitario de comercialización de la empresa, al resultante de la suma del costo unitario de comercialización nacional más el 50% de la diferencia existente entre los dos valores.

Finalmente, los costos de comercialización de la empresa se obtienen de la multiplicación del costo unitario de comercialización asignado a la empresa por el número total de abonados.

#### **5.3.5 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala**

No existe una reducción de este tipo.

#### **5.3.6 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)**

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.

#### **5.3.7 Ingresos por actividades no reguladas**

La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas, no reduce las remuneraciones reguladas.



### **5.3.8 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones**

No existe una normativa sobre la contratación de estudios técnicos para las revisiones tarifarias. Sin embargo, durante el proceso de validación de la información reportada por la empresa distribuidora en los estudios del VAD, se realizan reuniones de trabajo en las cuales se dan a conocer las observaciones del regulador a la información, para que la empresa proceda con los ajustes.

Toda controversia que se suscite entre generadores, el transmisor, distribuidores, consumidores, y el Centro Nacional de Control de Energía, con motivo del suministro de energía eléctrica o de los servicios públicos de transmisión y distribución de electricidad puede ser sometida al procedimiento de arbitraje de conformidad con la Ley, o ser sometida al conocimiento y resolución del Director Ejecutivo del CONELEC. Las resoluciones que éste adopte

pueden ser apeladas ante el Directorio del CONELEC.

Finalmente esta resolución puede ser impugnada ante los jueces competentes.

### **5.3.9 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento**

La Ley prevé el corte del servicio para aquellos consumidores que no pagan la energía facturada por la empresa distribuidora. Esta medida se aplica por parte de las empresas, y el servicio se restituye una vez que se produce el pago.

Desde el 23 de julio de 2008, con la aprobación del Mandato Constituyente No. 15, se condonaron todas las deudas que tenían los consumidores por el consumo de electricidad, con el compromiso de que de ahora en adelante se cumpla oportunamente con los pagos.



## 6 PARAGUAY

### 6.1 Generación

#### 6.1.1 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 eléctrico 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. Actualmente, Paraguay dispone de una capacidad instalada de generación que excede largamente sus necesidades como resultado de la construcción de centrales binacionales con Brasil y Argentina.

#### 6.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

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 está compuesta de cuatro (4) 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 de 12.600 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 de 3.200 MW, con veinte (20) unidades de 160 MW cada una.

Sólo la potencia disponible en Itaipú (12.600 MW, bajo un acuerdo Binacional con Brasil) puede entregar energía que equivale a diez veces el

consumo actual del país. Esta oferta se incrementa con Yacyretá (2.700 MW, bajo un acuerdo Binacional con Argentina).

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 largos años.

#### 6.1.3 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.

Fue aprobada por el Congreso de la Nación una ley denominada "del productor y transmisor independiente", con miras al mercado de exportación. En la misma se legisla:

- La producción independiente de energía eléctrica, con base en el gas natural o formas 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.

#### 6.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

Como se indicó, el país dispone de una gran abundancia de energía hidroeléctrica.

Respecto al gas natural, ha existido en años recientes un proyecto de gasoducto desde Bolivia pasando por el territorio paraguayo con destino al Brasil. 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 en el país. Actualmente, no se cuenta con generación termoeléctrica con gas natural. La generación térmica,

que es mínima comparada con la generación hidráulica, consiste en a generadores a diesel instalados en Pedro Juan Caballero, al noreste en la frontera con el Brasil, y es utilizada para paliar problemas de transmisión en 66kV asociados a la máxima capacidad de transmisión de la línea.

### **6.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales**

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

### **6.1.6 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.

### **6.1.7 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.

### **6.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación**

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.

Ante situaciones de racionamiento ocurridos por causas naturales, como derrumbe de torres de transmisión, se han realizado cortes de carga programados con aviso a la población, socializando las pérdidas. Ante imprevistos de fuerza mayor, como derrumbe de torres de transmisión por efectos ambientales adversos, se produjeron cortes de carga escalonados por áreas geográficas.

## **6.2 Trasmisión**

El Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN), constituido por líneas de 220 kV 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 220 kV 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 220 kV que llega al Sistema Oeste;
- Sistema Oeste, alimentado por una línea de 220 kV 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 220 kV desde las centrales del Este y 2 líneas de 220 kV desde la central del Sur. Existe también una interconexión con Argentina en 220 kV.

### **6.2.1 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. Fue aprobado por Ley 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, entre la ANDE y un interesado, la ampliación o modificación de las instalaciones de abastecimiento primario de generación o transmisión, caso por caso.
- 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.

### **6.2.2 Ingresos del transportista**

No existe una remuneración separada por la función de transmisión ejercida por ANDE. La Ley 966/64-

Cap. IX, establece el modo de fijación de las tarifas a los consumidores finales por el conjunto de todos los servicios eléctricos. Se establece el criterio de Ingreso Neto Anual, por el que las tarifas deben cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación de inversiones y una remuneración adecuada de la Inversión Inmovilizada. El Ingreso Neto anual debe generar una rentabilidad no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio. Actualmente, como consecuencia, entre otras, de la falta de aplicación de esta normativa, existe un desfase entre el costo y la tarifa, siendo esta última de menor monto.

### **6.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas**

No existen cargos de transporte separados dentro de las tarifas.

## **6.3 Distribución**

### **6.3.1 Papel del distribuidor como intermediario en la energía. Traslado a las tarifas de los costos de compra en el mercado mayorista**

No existe un mercado de energía ya que ANDE es una empresa integrada verticalmente. No existen por lo tanto clientes libres. Toda la energía es vendida por el distribuidor. No obstante existen condiciones especiales para algunos grandes consumidores, recogidas en el Decreto N° 2.109 del 24 enero de 1994, para la instalación de grandes consumidores conectados en los niveles de 220 kV y 66 kV, y el Decreto N° 12.507 de marzo del 2001, que establece las condiciones de suministro para una futura planta procesadora de celulosa en el sur del país.

### **6.3.2 Determinación de la remuneración del distribuidor**

No existe una remuneración separada por la función de distribución ejercida por ANDE, sino que la norma establece tarifas a los consumidores finales por el conjunto de los servicios eléctricos, por lo que valen las mismas consideraciones realizadas en el punto de los ingresos del transportista.

## 7 PERÚ

### 7.1 Generación

#### 7.1.1 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 los generadores para contratar.

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 y descritas antes, mediante distintos mecanismos, principalmente:

- Establece la licitación o subasta como medida preventiva para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica para los distribuidores, mediante contratos.
- 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.

#### 7.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

En el año 2007, el 65% de la energía generada en Perú fue de origen hidroeléctrico. Una gran parte de las centrales hidroeléctricas disponen de embalses (naturales y artificiales) con regulación dentro del año. 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 37% 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 25% de la energía del país. Empresas

estatales tienen alrededor de un tercio del mercado de ventas en el mercado regulado. El mayor grupo económico de empresas privadas (Endesa) cubre alrededor del 28% del mercado.

A diciembre del año 2007, la potencia firme de las unidades de generación del SEIN alcanzó a 5152,38 MW y la máxima demanda registrada fue de 3 965,60 MW. La interconexión internacional no es significativa para el abastecimiento. La energía generada en el SEIN en el año 2007 fue 27 254,93 GWh.

Actualmente, la expansión del sistema eléctrico se está realizando principalmente en base a la instalación de centrales de generación a gas natural. En los últimos años la reserva ha venido disminuyendo paulatinamente a partir de una situación de holgura. Esto ha reducido la seguridad del suministro de electricidad ante eventos desfavorables (indisponibilidad del gasoducto de Camisea, sequías prolongadas o indisponibilidades de unidades de gran tamaño, etc.).

#### 7.1.3 Mercados para los generadores

La Ley para el Desarrollo Eficiente de la Generación 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.

- **Mercado de corto plazo o 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.

No existen límites superior o inferior para el precio spot.

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 (clientes libres con potencia mayor a 10 MW).



- **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 efectúan 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 N° 28832 .

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 con el fin de que los distribuidores obtengan contratos con los generadores, que brindan flexibilidad al distribuidor para garantizar la cobertura de la demanda. En la tabla siguiente se presenta un resumen sobre los plazos de contratación previstos en la Ley 28832.

**Plazos de Contratación**

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

Los precios de compraventa en los contratos producto de licitaciones no pueden ser superiores a un precio máximo de reserva fijado por el regulador, 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.

- **Mercado de generación para los clientes libres**

Los suministros de electricidad con demandas mayores a 1000 kW son clientes libres, par los que la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores. A su vez, de acuerdo con la Ley 28832, aquellos clientes libres o agrupación de clientes libres cuya potencia contratada total sea igual o superior a 10 MW, son denominados Grandes Usuarios.

La Ley 28832 prevé la participación en el mercado spot de corto plazo de los Grandes Usuarios Libres, sin embargo, falta a la fecha la reglamentación respectiva.

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”.

- **Remuneraciones a la capacidad de generación y a las reservas**

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 de 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 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 la 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 4,91 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.

#### **7.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación**

La producción de energía eléctrica de origen térmico proviene de centrales termoeléctricas 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.

La capacidad física del ducto de transporte del gas Natural se encontrará totalmente empleada desde el segundo trimestre del año 2008. Sin embargo, se prevé que la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) culmine con los trabajos de ampliación del ducto en agosto de 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 esas disposiciones tuvieron como objetivo promover la implementación de los proyectos hidroeléctricos, en la práctica la ejecución de algunos proyectos se ha dilatado y el derecho adquirido para la construcción se ha considerado como un medio especulativo para obtener un beneficio económico por su venta posterior a terceros.

#### **7.1.5 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.

#### **7.1.6 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).

#### **7.1.7 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento**

No hay una normativa específica sobre el proceso de planificación de la generación por las autoridades públicas. Sin embargo, existe un Plan Referencial de Electricidad, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas cada 2 años, que es una planificación indicativa.

#### **7.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación**

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, incluyendo la obligación de presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para solicitar la concesión definitiva de centrales de generación. Sin embargo, esto no constituye una limitación significativa para la expansión del sistema.

#### **7.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento**

El costo de falla empleado en la optimización de la operación del sistema es de 686,5 Soles por MWh, equivalentes aproximadamente a 229 US\$/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.

Para la seguridad del abastecimiento eléctrico en generación, particularmente en la gestión de los grandes embalses, existe la programación de la operación de mediano plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), donde se determina la forma de utilización de los embalses con un horizonte de un año.

Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio en caso de racionamiento. 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. OSINERGMIN califica cuáles son las cargas esenciales.

#### **7.1.10 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento**

En caso de racionamiento en el mercado mayorista el concesionario de distribución debe pagar multas por falla, de las que es resarcido por los suministradores (generadores) con los que ha firmado contratos.

El valor unitario que se impone por racionamiento (corte de suministro por deficiencias en la generación ya sean por causas técnicas o falta de capacidad) es de 25 centavos de dólar por kWh.

### **7.2 Transmisión**

El sistema de transmisión eléctrica de Perú está constituido por el denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a partir de octubre del año 2000, que abarca de Norte a Sur la totalidad del país, desde Tumbes (ciudad fronteriza con Ecuador), hasta Tacna (ciudad fronteriza con Chile). El sistema

troncal de transmisión entre Tumbes y Tacna opera a 220 kV y los sistemas de transmisión secundaria están conectados a 138 kV y 60 kV.

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 cuatro categorías de instalaciones:

- Sistema Garantizado
- Sistema Complementario
- Sistema Principal
- Sistema Secundario

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 y las del Sistema Complementario son aquellas que son parte del Plan de Transmisión pero 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 las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley N°28832.

El Sistema Principal de Transmisión es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica. El Sistema Secundario de Transmisión es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal.

En la actualidad existen 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. Sin embargo, a la fecha ya se ha licitado una línea de transmisión en 500kV desde la SE Mantaro hasta la SE Montalvo que permitirá solucionar la congestión existente en la línea Mantaro-Socabaya.

Asimismo, los problemas de congestión que existían en la línea Paramonga Nueva – Chimbote en 220kV, se solucionaron debido a la implementación de la segunda terna de la línea en 220 kV Zapallal – Chimbote.

### 7.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

Después de julio de 2006, la Ley N° 28832, 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), que tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

Para determinar el transportista que construye las instalaciones comprendidas en el que Plan de Transmisión, y que pasan a integrar el Sistema Garantizado de Transmisión se realizan licitaciones con el fin de otorgar concesiones por un máximo de 30 años. En caso de instalaciones de refuerzo de las existentes, 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.

### 7.2.2 Ingresos del transportista

#### • Instalaciones del Sistema Principal y Secundario

Las tarifas y compensaciones de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal y al Sistema Secundario de Transmisión, es decir aquellas cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley N° 28832 se rigen por lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) de 1992.

Los sistemas de transmisión remuneran a través de las tarifas reguladas la anualidad de los costos de inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento correspondientes a un Sistema Económicamente Adaptado (SEA).

Los activos de la transmisión eléctrica se remuneran a través de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (aVNR) del “sistema económicamente adaptado” a la demanda, que corresponde al costo de abastecer la demanda de transporte al menor costo de mercado. La anualidad del valor nuevo de reemplazo se calcula considerando una vida útil de 30 años y la tasa de actualización fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%).

El Costos de Operación y Mantenimiento (CO&M) se determina a partir de la valorización de los costos de operación, mantenimiento, gestión y seguridad eficientes para toda una empresa en su conjunto, debido a que existen procesos y/o actividades de operación y gestión que están asociadas a todas las instalaciones de la misma.



La anualidad del valor nuevo de reemplazo y el costo de la operación y mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión se calculan anualmente en dólares.

- **Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión**

Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es decir aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación a la Ley N° 28832, se remuneran de acuerdo a la Base Tarifaria:

- La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas, igual al 12% real anual.
- Los costos eficientes de operación y mantenimiento.
- 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:

- 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. En el proceso de licitación, se oferta la Inversión y costos de Operación y Mantenimiento. La remuneración anual de la inversión se calcula considerando la tasa vigente establecida en la LCE (hoy 12%) y se mantiene constante en la concesión.
- Los valores establecidos por el regulador 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.

- **Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión**

Las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, es decir aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes, y las no incluidas en el Plan de Transmisión se remuneran con los siguientes criterios:

- Deben contar con la conformidad del COES, mediante un estudio que determine que la nueva instalación no perjudica la seguridad ni la fiabilidad del sistema.
- OSINERGMIN establece el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento.

### 7.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas

- **Sistema Principal y Secundario**

Las tarifas y compensaciones de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal y al Sistema Secundario de Transmisión se rigen por lo dispuesto en la LCE de 1992.

#### ***Cargos por el empleo del Sistema Principal de Transmisión***

Los generadores y demandantes de energía del sistema interconectado nacional pagan el costo de transmisión Sistema Principal de Transmisión mediante el denominado "Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión" y mediante el "Ingreso Tarifario".

El Ingreso Tarifario se calcula en función de la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el respectivo peaje.

Dado que el Ingreso Tarifario no cubre el 100% del costo de transmisión, se determina un cargo complementario que es el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario. Los peajes del Sistema Principal de Transmisión se fijan cada año en soles al tipo de cambio de la fecha de fijación; y sus fórmulas de actualización consideran el tipo de cambio y el índice de precios al por mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y los costos anuales de operación y mantenimiento eficientes, es decir, se reconocen costos estándares en base a la noción de un Sistema Económicamente Adaptado a la demanda.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de la Potencia de Punta en Barra es igual al cociente entre el Peaje por Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le es pagado mensualmente por los generadores en proporción a la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador.

#### ***Cargos por el empleo de Sistemas Secundarios de Transmisión***

Los generadores o demandantes que requieran de instalaciones de transmisión distintas a las que conforman el sistema principal de transmisión para

conectarse con él, remuneran dichas instalaciones (Sistemas Secundarios de Transmisión) según los criterios siguientes.

Las instalaciones destinadas a transportar electricidad proveniente de centrales de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión, son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores, los cuales pagan una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las instalaciones.

Las instalaciones destinadas a transportar electricidad desde el Sistema Principal de Transmisión hacia una concesionaria de Distribución o consumidor final, son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente, la cual paga el 100% del Costo Medio anual de las instalaciones.

Para los casos excepcionales que no se ajustan a las reglas anteriores, el OSINERGMIN define la asignación de compensaciones a la generación o la demanda o en forma compartida entre la demanda y generación, para lo cual toma en consideración el uso o beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y usuarios.

- **Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión**

La asignación de compensaciones para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es realizada por OSINERGMIN en proporción al beneficio económico que las instalaciones proporcionan a los usuarios (consumidores) y generadores, calculado de acuerdo a la reglamentación.

La compensación asignada a los generadores se prorroga entre ellos en proporción al respectivo beneficio económico, a propuesta del COES. A la compensación asignada a los usuarios se le descuenta el correspondiente Ingreso Tarifario y el resultado se denomina Peaje de Transmisión. El valor unitario del Peaje de Transmisión se toma igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los usuarios y es agregado a los Precios en Barra, es decir los precios trasladables a las tarifas de los clientes regulados.

- **Sistema Complementario de Transmisión**

Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos agentes pueden suscribir contratos de libre negociación para la prestación del servicio de transporte.

## 7.3 Distribución

### 7.3.1 Papel del distribuidor como intermediario en la energía. Traslado a las tarifas de los costos de compra en el mercado mayorista

Los Precios en Barra que el distribuidor traslada a las tarifas 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.

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.

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

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.

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 formulas de actualización de los Precios en Barra. No existe riesgo de precios como resultado de la firma de contratos.

### 7.3.2 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar

La remuneración que recibe el distribución es el Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD considera los siguientes componentes:

- Costos asociados al usuario (Cargos fijos mensuales por lectura, reparto, facturación y cobranza).
- Pérdidas estándar de distribución.
- Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación por unidad de potencia suministrada.

En el VAD el principio para la remuneración de activos es pagar la anualidad de la inversión del Valor Nuevo de Reemplazo de un Sistema Económicamente Adaptado, propio de una empresa





modelo eficiente, valorado con los precios vigentes. La vida útil de los equipos considerada es de treinta años.

Para determinar el Sistema Económicamente Adaptado se diseña una red óptima, capaz de soportar la máxima demanda del año anterior a aquél en que se está fijando la tarifa y empleando las tensiones de distribución óptimas. La red óptima es la de costo mínimo total de los componentes de inversión, operación y mantenimiento y calidad de servicio.

La Ley de Concesiones Eléctricas señala que los estudios de costos se deben realizar para sectores típicos previamente definidos por el Ministerio de Energía y Minas, a partir de una propuesta elaborada por el OSINERGMIN. Los Sectores de Distribución Típicos para el periodo noviembre 2009 – octubre 2011, aprobados mediante Resolución Directoral N° 028-2008-EM/DGE, son los siguientes:

- i) Sector de Distribución Típico 1: Urbano de Alta Densidad
- ii) Sector de Distribución Típico 2: Urbano de Media Densidad
- iii) Sector de Distribución Típico 3: Urbano de Baja Densidad
- iv) Sector de Distribución Típico 4: Urbano Rural
- v) Sector de Distribución Típico 5: Rural
- vi) Sector de Distribución Típico SER: Sistemas Eléctrico Rurales (SER) calificados según la Ley General de Electrificación Rural
- vii) Sector de Distribución Típico Especial: Coelvisac (Villacurí)

### 7.3.3 Tasa de retorno de los activos

Para el cálculo de las anualidades de inversión de los activos a valor nuevo de reposición, en la red óptima de cada zona típica, se emplea una tasa de retorno del 12% nominal antes de impuesto a los beneficios. La tasa de dicho impuesto es del 30%.

### 7.3.4 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Los costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización se calculan también en base a una empresa modelo eficiente. Se estructura la empresa modelo de acuerdo a los criterios del sistema económicamente adaptado.

Los costos de operación y mantenimiento comprenden los costos de explotación técnica en media y baja tensión a los que se el agregan los costos indirectos de administración, contabilidad, gerencia y otros servicios. Los costos indirectos son

costeados para una estructura orgánica eficiente, los que se valorizan a salarios de mercado. Los costos indirectos se asignan a cada una de las actividades de explotación técnica y comercialización e inversiones de acuerdo a factores de asignación de costos ad hoc.

Los costos de explotación comercial comprenden los costos que significan realizar las actividades de comercialización para los usuarios. Los costos no incluyen los costos de lectura, facturación, reparto y cobranza del recibo debido a que este costo específico se regula con un cargo fijo mensual por lo que se excluye del VAD.

### 7.3.5 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala

Existe una reducción paulatina en las remuneraciones reconocidas al distribuidor a lo largo del tiempo, como resultado de factores de economía de escala de aplicación anual.

El VAD en Media Tensión (VADMT), el VAD en Baja Tensión (VADBT) y los Cargos Fijos calculados para el comienzo de la revisión tarifaria fueron multiplicados por los factores de economía de escala que se indican a continuación:

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2005 – Octubre 2006	1,0000	1,0000	1,0000
Noviembre 2006 – Octubre 2007	0,9927	0,9911	0,9955
Noviembre 2007 – Octubre 2008	0,9855	0,9822	0,9911
Noviembre 2008 – Octubre 2009	0,9783	0,9735	0,9867

La justificación para la reducción del VAD por este concepto es el aumento de la densidad de carga en el área de concesión.

### 7.3.6 Papel de las estimaciones de flujo de fondos del distribuidor

Si bien la regulación establece una tasa de retorno del 12% nominal antes de impuestos a ser aplicada en el cálculo de las remuneraciones, la normativa establece un cálculo de la rentabilidad estimada de las empresas distribuidoras con el VAD calculado, que puede dar lugar a un ajuste del mismo.

La normativa establece que OSINERGMIN calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR) para el conjunto de los concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los precios básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior.

- Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas.
- El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

Si la tasa promedio calculada para el conjunto de los concesionarios, no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la LCE (12%), esto es, se encuentra entre 8% y 16%, los Valores Agregados de Distribución, que les dan origen, son definitivos. En caso contrario, los valores del VAD deben ser ajustados proporcionalmente, de modo que el promedio de las tasas de retorno estimadas alcance el límite más próximo superior o inferior del rango indicado.

### **7.3.7 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)**

Las tarifas de distribución son publicadas a través de los pliegos tarifarios. Los pliegos tarifarios se reajustan cada vez que los factores de reajuste registran una variación del 1,5% o cuando los precios en barra se reajustan.

Por lo tanto la periodicidad de dichos ajustes depende de la variación de los indicadores macroeconómicos que intervienen en la fórmula de reajuste tarifario.

Los factores de actualización utilizados para el reajuste del VAD incluyen el efecto de la variación de costos de mano de obra y productos nacionales, productos importados (afectado por el tipo de cambio y aranceles), costos del conductor de cobre y costo del conductor de aluminio.

### **7.3.8 Ingresos por actividades no reguladas**

La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas reduce las remuneraciones reguladas. La reducción se realiza a nivel de la asignación de los

costos indirectos y de la infraestructura física empleada (por ejemplo por el alquiler del uso de postes a terceros).

### **7.3.9 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones**

La Revisión tarifaria se realiza cada cuatro años. La responsabilidad de la contratación de los estudios técnicos para las revisiones tarifarias es de la empresa. Los estudios encargados por la empresa son supervisados por el regulador que paralelamente elabora un estudio de comprobación. El OSINERGMIN seguidamente prepublica la resolución de las nuevas tarifas del VAD y realiza una audiencia pública donde sustenta los precios prepublicados.

Las empresas concesionarias e interesados pueden interponer recurso de reconsideración a la Resolución Definitiva del VAD, si tienen objeciones a la misma. El OSINERGMIN, resuelve los recursos de reconsideración presentados ante ella y publica la resolución y sus sustentos técnicos. Si las peticiones de los interesados no son satisfechas, entonces éstos pueden recurrir al poder judicial.

Los consumidores y organismos de defensa de los consumidores participan en las audiencias públicas descritas. El organismo que defiende a los consumidores es la Defensoría del Pueblo (Ombudsman) a través de su adjuntía de servicios públicos, además de diversas asociaciones de consumidores.

No han tenido lugar hasta el momento recursos judiciales de consumidores o asociaciones de consumidores contra los aumentos en las tarifas y remuneraciones al distribuidor.

### **7.3.10 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento**

Es normal el corte a los consumidores morosos, si bien en ocasiones existen recursos de amparo ejercidos por ellos, que impiden el corte de servicio.



## 8 URUGUAY

Si bien existen reglamentaciones para el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, y para las actividades de transmisión y distribución, las mismas no se han implementado aún en su totalidad. En lo que sigue se describen las normativas previstas en los reglamentos.

### 8.1 Generación

#### 8.1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

Los mecanismos previstos en la regulación para asegurar el abastecimiento en generación son:

- Obligación de contratar de los distribuidores por el 80% de la demanda de los clientes regulados y el 50% de la demanda de los clientes libres potenciales.
- Reserva anual. Si los contratos de suministro al conjunto de la demanda no alcanzan a cubrir un porcentaje prefijado, la entidad administradora del mercado, la ADME, debe realizar licitaciones para cubrir mediante potencia firme dicho faltante, con un año de anticipación.
- 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.

El marco regulatorio prevé la existencia de contratos iniciales entre la generación de UTE y de Salto Grande, ambas de propiedad estatal, y la distribución, a cargo en la actualidad de la propia UTE con carácter de monopolio.

En la práctica, la empresa estatal UTE ha actuado para asegurar el abastecimiento, mediante la ejecución de inversiones en generación y la realización de contratos licitados con generadores privados que emplean recursos renovables nacionales.

#### 8.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

Al 30/08/08 el sistema eléctrico interconectado de Uruguay posee una capacidad instalada de generación de 2330 MW, a los que deben sumarse 9 MW de generación distribuida, de los cuales 4.3 MW corresponden a los primeros proyectos ya operativos de un plan de promoción de 60 MW energías

renovables (eólica, biomasa, pequeñas hidroeléctricas). El sistema cuenta además con un autoproducer, la planta de celulosa Botnia, que entrega sus excedentes de energía no firme al sistema. Dichos excedentes han alcanzado valores del orden de 30 MW.

La demanda de energía a nivel de generación en el sistema interconectado nacional alcanzó 8881 GWh en el año 2007. Este valor incluye el balance neto de autoproduceres.

En una situación hidráulica promedio, alrededor del 75% 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 centrales térmicas a fuel oil y gasoil en el país y de importaciones de Argentina (principalmente) o de Brasil. 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. Se han registrados históricamente sequías prologadas, de hasta tres años de duración.

Existe una interconexión fuerte con Argentina, mediante dos líneas de transmisión transfronterizas de 500 kV. Desde 2001 está operativa una interconexión de 70 MW de capacidad con Brasil, (Rivera-Livramento) mediante una convertidora de frecuencia situada en territorio uruguayo.

#### 8.1.3 Mercados para los generadores

La generación eléctrica en su casi totalidad y la totalidad de la transmisión y distribución, están a cargo de empresas estatales. En la generación operan UTE con centrales térmicas e hidráulicas y la central binacional Salto Grande, operada en forma conjunta con Argentina. En los últimos años se están desarrollando varios proyectos de generación privados con energías renovables no convencionales o residuos forestales y agroindustriales, que en general le venden a UTE en contratos.

Actualmente ya tienen operativa su generación 5.3 MW de los contratos firmados entre UTE y generadores independientes, así como el contrato de UTE y Botnia por sus excedentes. En 2008 entró en servicio un proyecto de generación distribuida con gas natural de 3.72 MW con venta al mercado spot.

#### • Mercado de corto plazo o spot

El precio spot es igual al costo marginal de corto plazo de generación, acotado superiormente por el

mínimo entre el valor del primer escalón de costo de falla y 250 US\$/MWh.

Los costos marginales del sistema presentan una gran variabilidad, como resultado de la aleatoriedad de la generación hidráulica y la variabilidad en la disponibilidad de importaciones desde Argentina y Brasil.

Está previsto que los generadores y grandes consumidores comercien sus apartamientos respecto a los montos contratados, en el mercado spot, al precio spot de la energía. Los generadores del exterior que en el cumplimiento de sus contratos de abastecimiento con distribuidores y consumidores locales, requieran comprar en el mercado spot, deben pagar el máximo entre el precio spot de Uruguay y el 90% del precio spot en el nodo frontera del país exportador.

- **Mercado de generación para los clientes regulados**

**Obligación de contratación para los distribuidores**

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, pueden ser generadores locales o de países interconectados y deben tener un respaldo físico 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.

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. El distribuidor también está facultado a trasladar a los consumidores los precios que resulten de contratos de suministro realizados en el marco de políticas energéticas definidas 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.

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.

El Decreto 299/003 aplicó el mecanismo de convenios internos iniciales. En su artículo 2 se establecieron los agregados siguientes al artículo 295 del Reglamento del Mercado Mayorista:

*"Se autoriza a UTE la celebración de un Convenio Interno de Suministro trasladable a tarifas para la central de generación que se encuentra en proceso de adquisición al presente. Dicho Convenio tendrá las siguientes características: el precio deberá cubrir la totalidad de los costos de inversión, financieros y operativos resultantes, incluyendo una razonable rentabilidad sobre la inversión realizada, el costo de combustible reconocido será el resultante del proceso de negociaciones o arbitraje que realice UTE con sus proveedores de gas natural, la duración del Convenio será de quince años".*

- **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.

En la actualidad la potestad de los clientes libres potenciales de comprar directamente en el mercado mayorista no ha sido ejercida aún por ninguno, por lo que el 100% de la energía distribuida por UTE, el único distribuidor existente, es también vendida por éste.

Botnia, que como autoprodutor no posee la calidad de posible cliente regulado, también realiza su compra de energía a UTE, aunque no como cliente regulado de la distribución sino en el marco del





contrato entre ambas empresas por el cual se estableció la modalidad de compraventa de sus excedentes.

Un gran consumidor potencial puede dejar de adquirir energía al distribuidor cuando complete un período anual de contrato, o antes si conviene el pago del remanente por concepto de potencia contratada. Asimismo, debe comunicar con un preaviso de al menos seis meses su intención de convertirse en gran consumidor libre. Un gran consumidor puede exigir volver a ser cliente del distribuidor no antes de doce meses de haber dejado de serlo, salvo acuerdo con el distribuidor. En cualquier caso, la solicitud debe realizarse con una anticipación de seis meses.

- **Remuneraciones a la capacidad de generación y a las reservas**

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 deben ser 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:

- a) Para Consumidores Cautivos, para los siguientes 5 años, el 90% del requerimiento previsto de potencia firme de los distribuidores.
- b) 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.

La ADME debe realizar 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 cada año, 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.

El Decreto 299/003 aplicó el mecanismo de reserva nacional. En su artículo 2 se establecieron los agregados siguientes al artículo 295 del Reglamento del Mercado Mayorista:

*"Se asigna al Servicio de Reserva Nacional por el plazo de ocho años a partir del comienzo del funcionamiento del mercado, las Unidades 5a y 6a de la Central "José Batlle y Ordóñez" y las Unidades 1 y 2 de la Central Térmica "La Tablada". El precio por dicho servicio será fijado por el Poder Ejecutivo y será suficiente para la sustentabilidad de la capacidad operativa de la potencia disponible de cada Unidad y no inferior al Precio Referencia de la Potencia."*

#### **8.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación**

Los recursos hidroeléctricos de Uruguay se encuentran aprovechados casi totalmente, por lo que no son previsible expansiones muy significativas de este origen.

Existen dos gasoductos que conectan con la red de gas de Argentina: el gasoducto del Litoral y el Gasoducto Cruz del Sur. 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 fue celebrado antes de la crisis del mercado de gas en 2004, y no ha comenzado a ejecutarse, 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 y ANCAP (del sector hidrocarburos) están realizando estudios conjuntos con la empresa estatal energética argentina ENARSA, con el fin de construir una planta de regasificación de gas natural licuado en Uruguay, destinada a ambos países.

### **8.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales**

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 ya proyectos eólicos y de biomasa, que no cubrieron la totalidad de los 60 MW previstos, y en la actualidad se está realizando una segunda ronda según el mismo procedimiento, hasta completar dicha potencia. Es previsible que se continúen realizando procedimientos de este tipo, dadas las políticas enunciadas por el Poder Ejecutivo al respecto.

### **8.1.6 Comercio internacional de energía**

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 en materia de precios a lo que establezcan los acuerdos de interconexión con los países vecinos.

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 recursos energéticos (gas, combustibles líquidos) y capacidad de transporte firme en las redes de transporte, dificultan la importación de potencia firme. 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.

Si bien con carácter esporádico y sujetas a la disponibilidad de capacidad de transporte a través de las redes argentinas, en 2004 y 2006 han tenido lugar importaciones muy significativas de Brasil, canalizadas mediante la convertidora de frecuencia de Garabí entre Brasil y Argentina.

UTE está desarrollando un proyecto de interconexión en 500 kV con Brasil, a partir de la estación San Carlos 500 kV, con una convertidora de frecuencia de 500 MW de potencia.

### **8.1.7 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento**

El marco regulatorio no prevé la realización periódica de un plan de generación 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 la remuneración de reserva nacional o estableciendo que los contratos del distribuidor se realicen con centrales nacionales.

En los últimos años, la empresa estatal UTE ha construido la central Punta del Tigre de 300 MW en turbinas a gas aeroderivadas, capaces de emplear gasoil y gas natural, que entró en servicio en 2006 y 2007, que se requería con urgencia dado el retraso previo de las inversiones en generación y la dificultad de realizar contratos de importación firme desde los países vecinos. En la actualidad UTE está desarrollando un proyecto de central de motores a fuel oil del orden de 250 MW, en dos etapas, de las cuales la primera de 80 MW ya está en fase de adjudicación. UTE y ANCAP (la empresa estatal petrolera) están estudiando junto a la estatal argentina ENARSA la construcción de una terminal de regasificación de GNL en Uruguay.

### **8.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación**

La Ley 16466 del 19 de enero de 1994, y el decreto 435/94 definen las instalaciones que requieren un estudio previo de evaluación de impacto ambiental. La autoridad para evaluar los proyectos sometidos a



consideración es la Dirección Nacional de Medio Ambiente. La mayor parte de las actividades de generación, excepto la construcción de centrales menores a 10 MW están sujetas a la obligación del estudio de impacto ambiental previo.

### **8.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento**

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 la operación del embalse principal del sistema (Rincón del Bonete) se aplica un criterio adicional al que surge de los valores del agua, que determina el empleo de generación térmica o importación si el nivel del embalse se encuentra por debajo de valores predefinidos en cada semana. Este criterio tiene por objeto limitar la probabilidad de falla.

### **8.1.10 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento**

Según el marco regulatorio 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 es igual al costo de falla empleado en los modelos de operación del sistema de generación para igual porcentaje de falla.

Durante las situaciones de sequía reciente en el año 2006 y en el corriente 2008, las autoridades campañas para obtener una reducción voluntaria del consumo de los clientes particulares y de carácter compulsivo para los clientes estatales. En ambos casos se dispuso que no tuvieran lugar compensaciones a los consumidores.

## **8.2 Trasmisión**

### **8.2.1 Mecanismos de expansión de la red de trasmisión**

El Reglamento de Trasmisión (RT) prevé la realización anual de un Plan de Expansión de la Trasmisión, con propuestas y estudios a cargo de UTE y de otros transportistas que reciban concesiones en el futuro, y sujeto a la aprobación del Regulador. En esta planificación se determina la red de beneficio general que resulta de la expansión óptima del sistema.

El marco regulatorio prevé diversas modalidades de expansión según el tipo de instalación, las que se describen a continuación.

### **Red de beneficio general**

El Regulador examina, propone ajustes y aprueba anualmente el Plan de Expansión de la Trasmisión. 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.

Para la ampliación de la trasmisión 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. Alternativamente puede aprobarse un proyecto de interconexión internacional a propuesta de un transportista que presenta un proyecto, asumiendo sus costos y especificando el peaje solicitado.

### **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.

### **8.2.2 Ingresos del transportista**

La regulación prevé mecanismos distintos para remunerar las instalaciones existentes a la puesta en funcionamiento del mercado y las instalaciones con entrada posterior a esa fecha.

**Para las instalaciones existentes a la puesta en funcionamiento del mercado** se le remunera al transportista la suma de:

- Una anualidad a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones existentes, calculada con una vida útil de 30 años, a la tasa de retorno regulada de la transmisión. La tasa de retorno regulada se calcula mediante el método WACC, y debe ser aprobada por el Poder Ejecutivo.
- Los costos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, correspondientes a una empresa eficiente, cuyo cálculo se debe basar en comparaciones internacionales (benchmarking). Estos costos anuales se expresan como un porcentaje del VNR de las respectivas instalaciones.
- Otros gastos, incluso tributos.
- Un monto de compensaciones por confiabilidad, que es el que el correspondiente pagar a una empresa eficiente en su operación y mantenimiento, dado el mecanismo de descuentos incluido en el régimen de calidad de servicio.

Estas remuneraciones deben ser determinadas por el Poder Ejecutivo por un período de cuatro años, junto con sus fórmulas de reajuste que deben incluir índices representativos de los principales precios que inciden en los costos. El RT prevé también una reducción anual de costos reconocidos a ser determinada por estudios comparativos, por concepto de mejoras de eficiencia.

**Para las instalaciones nuevas, y durante el período de amortización** (de duración no mayor a 15 años), se le reconoce a UTE y a sus subcontratistas una remuneración que depende del papel respectivo que hayan cumplido. Si UTE aporta el capital para la misma, la remuneración por la inversión es una anualidad del monto de las obras calculada a la tasa de retorno regulada. En todo caso las remuneraciones del subcontratista son las que resulten de la licitación realizada por UTE para adquirir sus servicios. Una vez finalizado el período de amortización, las instalaciones nuevas se remuneran como las existentes a la puesta en funcionamiento del mercado eléctrico.

### 8.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas

Los conceptos por los cuales los usuarios de la red de transporte deben pagar por la misma son:

- Ingreso Tarifario (en forma implícita en la comercialización de energía a precio de nodo).
- Peajes de Localización, pagados por los generadores, cualquiera sea el nivel de tensión al

que se conecten, y las importaciones, supuestas conectadas en el nodo frontera.

- Peajes de Potencia, pagados por todas las demandas, con cargos diferenciados según el nivel de tensión al que están conectadas, y los contratos de exportación.
- Cargos de Conexión.

La Transmisión Central consiste esencialmente en las redes de 500 kV y transformadores 500/150 kV. La Transmisión Zonal en las redes de 150 kV.

El **Ingreso Tarifario** resulta de la existencia de precios spot de nodo distintos, debido a la aplicación de factores de nodo.

Los **Peajes de Localización** buscan cobrar a los generadores e importaciones de acuerdo a la intensidad de su uso de los elementos serie de las redes de interconexión (es decir líneas, transformadores y sus elementos de maniobra). Para calcular los peajes de localización, la reglamentación prevé la simulación de varios escenarios mediante flujos de carga típicos para cada año, representativos de año seco, medio y húmedo para la demanda máxima. El cálculo de los peajes de localización tiene las siguientes características:

- Requiere determinar la matriz de flujos incrementales  $\beta$ , en la que el elemento  $\beta_{ik}$  es el aumento en el flujo en MW en el elemento  $l$  de la red (en un sentido prefijado), cuando aumenta la generación en el nodo  $k$  en 1 MW, y aumenta la demanda en el nodo mercado (Montevideo A 500 kV) para compensar dicho aumento de generación.
- Del costo anual de cada elemento  $l$  de la red de interconexión, se pasa a peajes de localización una fracción igual al porcentaje de la capacidad del elemento que es utilizado cuando el mismo tiene su máxima carga entre todos los escenarios considerados.
- Cada escenario es ponderado según su duración relativa.
- Un elemento  $l$  de la red contribuye en el escenario  $e$  al peaje de localización de una demanda o una generación situadas en el nodo  $k$  de la red, cuando un incremento de dicha demanda o generación, contribuye a aumentar el flujo en el elemento  $l$  en dicho escenario  $e$ . Esa contribución al peaje es proporcional al  $\beta$  respectivo y al monto total de la demanda o generación en el nodo  $k$  en dicho escenario  $e$ .
- Los generadores pagan peajes de localización según su uso esperado de la red en el conjunto de los escenarios simulados, y no por la generación real que tiene lugar en cada año.

En forma transitoria por un período de 4 años (2007-2010) se determinó que los peajes de localización a ser pagados por los generadores e importaciones se distribuyan entre ellos según un cargo de peaje





estampillado en US\$/MWh inyectado en la red, cuyo valor unitario permite en valor esperado recaudar los peajes de localización totales para los generadores calculados por el procedimiento anterior.

Existe un **Peaje por Potencia** por la Transmisión Central y otro por la Transmisión Zonal, expresados en dólares por MW. Los Peajes por Potencia de cada etapa de la red permiten recuperar los costos de la red de interconexión de dicha etapa que no son recuperados por Ingreso Tarifario y Peaje de Localización de la misma.

Los Peajes por Potencia se cobran a los consumidores en proporción a su demanda máxima. Los consumidores conectados en la Transmisión Zonal pagan los peajes de potencia de ambas etapas y los conectados en la Transmisión Central sólo los de esta etapa.

Los Cargos de Conexión remunerar los costos típicos (anualidad de inversión y costos de operación y mantenimiento) de los equipos de conexión a la red de transmisión empleados por generadores y demandas. De haber equipamientos de conexión compartidos, los usuarios cuyo uso tiende a cargar los equipos, pagan los cargos de conexión en proporción a su capacidad de generación o demanda máxima anual según se trate de un generador o una demanda.

### 8.3 Distribución

El VADE es la remuneración para el distribuidor y se calcula para un determinado número de áreas de distribución tipo, sobre la base de la densidad de distribución y, cuando corresponda, otras variables geográficas o climáticas que expliquen una diferencia de costos eficientes de la actividad de distribución que no pueda ser explicada solamente por la densidad de distribución.

#### 8.3.1 Papel del distribuidor como intermediario en la energía. Traslado a las tarifas de los costos de compra en el mercado mayorista

La reglamentación prevé que los distribuidores puedan trasladar a las tarifas íntegramente el costo de compra de energía adquirida en contratos de suministro, siempre que los mismos hayan sido adjudicados mediante la realización de licitaciones competitivas, o se trate de convenios internos iniciales aprobados por el Poder Ejecutivo. También pueden trasladar a tarifas los costos resultantes de contratos realizados en el marco de programas de políticas energéticas del Poder Ejecutivo.

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 energía que el distribuidor no compre en contratos es adquirida en el mercado spot a los precios spot estabilizados.

#### 8.3.2 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar

El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución es calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia. La anualidad es calculada considerando una vida útil de Instalaciones de Distribución de treinta (30) años y la tasa de actualización definida para fines tarifarios.

El cálculo se realiza para cada una de las áreas de distribución tipo determinadas por el regulador.

#### 8.3.3 Tasa de retorno de los activos

Las tasas de actualización a utilizar para la determinación de precios regulados de energía eléctrica, son las tasas de costo de capital antes de impuestos, que defina el Poder Ejecutivo, tomando como base las propuestas por el Regulador. El costo de capital debe integrar el costo de capital propio y el costo de endeudamiento. Hasta el presente el Regulador no ha determinado públicamente el valor de la tasa de retorno que se aplicará, si bien un decreto del Poder Ejecutivo establece que en tanto no tenga lugar esa determinación se empleará una tasa del 10% real antes de impuestos. La tasa de impuesto a los beneficios de las empresas es del 25%.

#### 8.3.4 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia, se determinan

bajo el supuesto de un nivel de eficiencia estándar en las condiciones de gestión de la red de referencia.

### **8.3.5 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala**

La normativa establece una reducción del VADE por concepto de economías de escala alcanzadas dentro del período de revisión tarifaria. El Reglamento de Distribución estipula que dado que los costos medios componentes del VADE se calculan tomando como denominador del cociente que requiere su cálculo, la demanda del año inicial del período de vigencia del mismo, en la fórmula de ajuste del VADE en sus componentes correspondientes a costos de inversión y costos de operación y mantenimiento de la red de distribución debe incorporar un factor que da lugar a una reducción anual de dichas componentes por concepto de crecimiento de la demanda.

### **8.3.6 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)**

Los componentes de las tarifas de suministro del Servicio Público de Electricidad y del servicio de transporte en redes de distribución, y sus fórmulas de reajuste, tienen una vigencia de cuatro años y al interior de su período de vigencia, son reformulados solo cuando las tarifas ajustadas dupliquen el valor inicial de las tarifas. El Distribuidor puede solicitar al Poder Ejecutivo el reajuste de sus tarifas, en función de la variación de los precios equivalentes de adquisición de potencia y energía, VADE, VAST (cargos por la subtransmisión), y Cargos de Transmisión, de acuerdo con sus respectivas fórmulas de ajuste. Los ajustes son realizados en forma semestral, a partir de la entrada en vigencia del nuevo pliego tarifario.

No se aplica aún el VADE y sus fórmulas de indexación.

### **8.3.7 Ingresos por actividades no reguladas**

La percepción de ingresos por el uso de activos de distribución en actividades no reguladas reduce los ingresos regulados del distribuidor.

Para el cálculo de la remuneración del distribuidor de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley N° 16.832, en caso de que algunas de las instalaciones de distribución sean utilizadas para

actividades distintas al servicio de distribución, debe determinarse la proporción de esas instalaciones que resulta afectada a dicho servicio.

Dicha proporción se determina para cada año como la relación existente entre los ingresos brutos que se prevén para el servicio de distribución, considerando para ello el total de las instalaciones afectadas a esas actividades, y el monto que resulte de sumar a tales ingresos, el 60% (sesenta por ciento) de los ingresos brutos por las otras actividades a las que se destinen las mismas instalaciones, previstos para el siguiente año.

### **8.3.8 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones**

Las tarifas a los consumidores finales y la remuneración del distribuidor (VADE) son determinadas por el Poder Ejecutivo a propuesta del Regulador.

El Poder Ejecutivo fija cada cuatro años y publica los valores de los VADE, VAST y Tasas de Conexión así como sus fórmulas de ajuste y la fecha de su entrada en vigencia. En la misma oportunidad, el Poder Ejecutivo fija la estructura tarifaria, valores base y fórmulas de indexación de las tarifas aplicables al suministro del Servicio Público de Electricidad y al servicio de transporte en redes de distribución, por parte del Distribuidor.

Los componentes del VADE y de la Tasa de Conexión se calculan para cada área de distribución tipo mediante estudios de costos contratados por el Regulador. La determinación de las remuneraciones del distribuidor, como todo acto administrativo de autoridades públicas es recurrible, siendo la jurisdicción de última instancia la del Tribunal de lo Contencioso Administrativo. No está prevista de manera explícita la realización de audiencias públicas para la fijación de las remuneraciones del distribuidor y tarifas.

### **8.3.9 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento**

Es normal el corte a los consumidores morosos, con la excepción de algunos clientes públicos como las intendencias municipales. Otro punto que presenta problemas al distribuidor - UTE - respecto a la recaudación tarifaria es el de los hurtos de energía, y la imposibilidad de facturar la energía en zonas económicamente carenciadas.



## 9 VENEZUELA

### 9.1 Generación

#### 9.1.1 Principales aspectos normativos de impacto en la inversión y el abastecimiento

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 venezolano.

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.

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. (CORPOELEC) 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 CORPOELEC 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, CADAPE, EDELCA, ENELCO, ENELBAR, SENECA deberán transferir sus activos a CORPOELEC, 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 CORPOELEC. La participación de los particulares en dichas empresas se trasmite a la propiedad de CORPOELEC en la proporción que corresponda.

Una vez conformada CORPOELEC, el sector eléctrico de Venezuela se constituye en una empresa estatal

integrada verticalmente, adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

#### 9.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento

El Sistema Eléctrico de Venezuela es principalmente hidráulico. La generación hidráulica cubre aproximadamente el 73 % 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, Tocoma, se encuentra en construcción. La potencia instalada hidráulica a nivel nacional era en 2005 de 14.413 MW y la potencia térmica de 7.437 MW.

Las principales empresas del sector son la ya citada EDELCA, CADAPE (la mayor empresa de distribución, que atiende a más del 50% de los consumidores), ENELVEN y ENELCO (que atienden en la ciudad de Maracaibo y la costa oriental del Lago respectivamente, con el 12 % de los consumidores) y EDC (La Electricidad de Caracas). Todas ellas son empresas estatales. EDC era propiedad de la empresa AES y ha sido adquirida por el Estado venezolano en el año 2007.

La demanda máxima de potencia en 2005 fue de 14.687 MW.

#### 9.1.3 Mercados para los generadores

En el pasado reciente las transacciones de electricidad en el sistema eléctrico venezolano han sido de dos tipos:

- Por un lado, está el Contrato de Interconexión, que en combinación con las tarifas publicadas en Gaceta Oficial, rigen las compraventas de electricidad entre empresas eléctricas y entre éstas y los clientes regulados.
- Por otro, están los contratos libremente pactados entre empresas eléctricas, y entre éstas y grandes usuarios, y entre generadores independientes con empresas eléctricas o grandes usuarios.

Ese modelo comercial del Sistema Eléctrico venezolano supone que cada empresa de servicio público sirve su demanda con generación propia y con las compras a EDELCA. Las compras a EDELCA se realizan por contratos bilaterales o en el marco del Contrato de Interconexión.

EDELCA vende electricidad a los grandes clientes bajo contratos bilaterales y los precios son fijados por las partes. El excedente se vende a las empresas eléctricas que forman parte del Sistema Eléctrico Nacional a precios regulados por el Ejecutivo Nacional.

No existe un mercado spot y precios spot de la energía.

#### **9.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación**

El Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PDSEN) contempla el uso del gas natural como combustible prioritario para la generación termoeléctrica así como la culminación de los proyectos hidroeléctricos definidos en dicho plan.

#### **9.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales**

No existen incentivos económicos para la generación con fuentes renovables pero el Ejecutivo Nacional está impulsando su desarrollo a través de la Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (FUNDELEC), adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

#### **9.1.6 Comercio internacional de energía**

Existen tres interconexiones internacionales en alta tensión (230 kV). Dos de ellas (150 MW cada una) se interconectan con el sistema eléctrico de Colombia. Se efectúan transacciones de economía en ambos sentidos y son avaladas por contrataciones elaboradas ad-hoc. La tercera interconexión es con Brasil (hasta 200 MW), a través de la cual se vende energía firme destinada a prestar servicio a la ciudad de Boa Vista.

#### **9.1.7 Planificación y otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento**

La planificación se hace de forma centralizada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

#### **9.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación**

La Ley Orgánica del Ambiente establece las regulaciones que deben tomarse en cuenta para el desarrollo de los proyectos de generación eléctrica.

#### **9.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento**

Se utiliza el criterio de probabilidad de energía no servida y otros criterios aplicables a sistemas con componente hidráulico elevado.

#### **9.1.10 Responsabilidades de distribuidores y generadores que venden en contratos ante situaciones de racionamiento**

No está previsto en la actual normativa.

### **9.2 Trasmisión**

El sistema troncal de transmisión en Venezuela está constituido con la participación de dos empresas propiedad del Estado venezolano: EDELCA y CADAPE. También tienen participación en menor extensión (por la longitud de sus líneas) otras empresas como ENELVEN y La Electricidad de Caracas.

EDELCA Y CADAPE tienen un alcance nacional. ENELVEN y La Electricidad de Caracas tienen un alcance regional, dentro de sus respectivas áreas de cobertura.

Las tensiones de transmisión normalizadas son 765, 400 y 230 kV.

#### **9.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión**

La expansión de la red de transmisión es por decisión del Ejecutivo Nacional.

#### **9.2.2 Ingresos del transportista**

El Decreto No. 368 establece que la remuneración de la actividad del servicio eléctrico, se calcula según el método de la Inversión Inmovilizada, teniendo la empresa derecho a una rentabilidad sobre el Activo Neto Promedio de cada año y sobre una porción del Capital de Trabajo, acorde con el riesgo del negocio. Los artículos 69 y 71 del Decreto No.1.558 complementan la norma anterior.

El concepto por el cual se percibe el ingreso está determinado por la energía transmitida.

La remuneración está determinada por la rentabilidad aceptada al Activo Fijo Neto Promedio y se toman en cuenta todos los costos y gastos de la actividad para determinar los ingresos totales regulados:

Ingresos Totales =  $r \times \text{AFNPR} + \text{tres meses de Capital de Trabajo (GO\&M) + Costos y Gastos asociados}$

Donde:

$r$  es la rentabilidad

AFNPR es el Activo Fijo Neto Promedio Revaluado (toma en cuenta una revaluación por efecto de la inflación)

En el caso de la transmisión la rentabilidad se ha establecido en el orden del 4%, de acuerdo con los lineamientos establecidos por el organismo regulador.

Los costos aplicados son los costos contables reconocidos por el Regulador.





La moneda de cálculo y pago es el bolívar y los plazos de vigencia establecidos para cada cuadro de tarifas son de cuatro años, con un factor de ajuste de precios FAP, aplicable semestralmente, según las variaciones de las variables macroeconómicas (inflación y tasa de cambio Bs./ USD), con respecto a las que se estimaron para el cálculo de los cuadros tarifarios.

### **9.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas**

No existen en la tarifa regulada cargos separados por el uso de la red de transmisión.

Sólo en los casos de clientes con muy alta demanda, como es el caso de la industria pesada de Guayana y Minera Loma de Níquel, se establecen contratos bilaterales con precios no regulados acordados entre las partes y que incluyen los costos de generación. Esto aplica también para algunas instalaciones petroleras. El precio establecido en esos contratos bilaterales contempla globalmente la energía generada y los cargos por transmisión no se discriminan.

## **9.3 Distribución**

### **9.3.1 Papel del distribuidor como intermediario en la energía. Traslado a las tarifas de los costos**

Las tarifas al consumidor final son establecidas por el Ejecutivo Nacional y calculadas para cubrir todos los costos incurridos en la prestación del servicio.

### **9.3.2 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar**

Se remuneran los activos existentes realmente en la red, a valor de reposición o de mercado, el que resulte menor, depreciados de acuerdo a su tiempo en servicio. La metodología permite "revaluar" el valor de los activos y su depreciación, de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor (IPC).

En los factores de ajuste se reconoce un componente en moneda extranjera que se ajusta en principio según la variación del tipo de cambio con un rezago de seis (6) meses.

### **9.3.3 Tasa de retorno de los activos**

Se aplica un criterio basado en el reconocimiento de una rentabilidad acorde con actividades de riesgo similar. La tasa de retorno empleada es variable de acuerdo con el tipo de empresa, pero en promedio se puede decir que es alrededor del 8 %.

### **9.3.4 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización**

Se establece una remuneración sobre la base de los costos eficientes de operación, mantenimiento y comercialización en la prestación del servicio.

### **9.3.5 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia o aumento de economías de escala**

La normativa actual no contempla un factor de reducción de las remuneraciones por estos conceptos.

### **9.3.6 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor (VADE, VAD, u otra denominación)**

Se aplica un factor de ajuste de precios (FAP) que toma en cuenta variaciones de precios nacionales e importados y de la paridad cambiaria.

### **9.3.7 Ingresos por actividades no reguladas**

No están previstas reducciones de las remuneraciones reguladas, por la existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas.

### **9.3.8 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones**

Los estudios tarifarios son dirigidos por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

### **9.3.9 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento**

Existe cierto nivel de morosidad por parte de los consumidores finales y a los clientes no oficiales se aplica el corte del servicio previa notificación por escrito.



## 10 TABLAS DE RESUMEN

### I - GENERACIÓN

	ARGENTINA	BRASIL	COLOMBIA
Resumen de los mecanismos regulatorios e incentivos económicos que aseguran la expansión	Existe un mercado spot y de contratos y una serie de mecanismos administrados por el gobierno para la expansión del sistema.	Tanto las distribuidoras como los grandes consumidores tienen obligación de contratar el 100% de su demanda con generación que cuente con garantía física de suministro. Existe una planificación centralizada a cargo de la EPE. Se realizan subastas centralizadas reguladas para abastecer a los distribuidores en contratos de largo plazo.	Los incentivos a la inversión provienen del mercado spot, de los contratos y del cargo por confiabilidad que se concede mediante subastas.
Estructura empresarial en el sector	Múltiples empresas de generación. La mayor parte de la producción hidráulica es de empresas estatales.	Múltiples empresas de generación. La mayor parte de la producción hidráulica es de empresas estatales.	Múltiples empresas de generación. Estado y municipios poseen el 35% de la capacidad de generación.
Mercado spot	Precio spot resulta del costo marginal, con topes resultantes de resoluciones administrativas. El costo reconocido es el de las máquinas empleando gas natural aún si emplean combustible líquido alternativo más costoso.	Precio spot PLD resulta del costo marginal de los modelos computacionales, con topes inferior y superior (9.1 y 335 US\$/MWh aprox.). 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 (en junio de 2008 fue de 329.74 pesos por kWh, lo que equivale aproximadamente a 164.87 US\$/MWh).
Comercio internacional de energía	Existe comercio spot con Brasil y Argentina. Las importaciones spot desde Brasil han sido de importancia para el abastecimiento en 2007.	No es significativo en el abastecimiento. Contrato de importación desde Venezuela (a Boa Vista, no interconectada) 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.



	<b>ARGENTINA</b>	<b>BRASIL</b>	<b>COLOMBIA</b>
<p>Mercado de generación para clientes regulados</p>	<p>Las distribuidoras compran energía al precio spot estabilizado estacional. Existe un fondo de estabilización destinado a evitar que las fluctuaciones del precio spot se trasladen íntegramente y de inmediato a las tarifas.</p>	<p>Las distribuidoras deben cubrir 100% de su demanda con contratos que resultan de subastas realizadas periódicamente por las autoridades, con antelación de uno, tres o cinco años al inicio del suministro (contratos A-1, A-3 y A-5 respectivamente). En las A-3 y A-5 participan las centrales nuevas.</p>	<p>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.</p>
<p>Mercado de generación para clientes libres</p>	<p>Existen tres categorías de acuerdo al tamaño; se puede acceder al mercado con una demanda mayor o igual a 30 kW. En 2006 se estableció el Servicio Energía Plus por el que los grandes usuarios quedaron limitados en su capacidad de contratar con la generación existente, a la cantidad de energía demandada por ellos en 2005, debiendo contratar los excedentes con nueva oferta de generación.</p>	<p>Consumidores con demanda superior a 3 MW y fecha de conexión a la red posterior al 8 de julio de 1995 y los conectados anteriormente con tensión mayor o igual a 69 kV pueden comprar su energía a cualquier suministrador. Los consumidores con demanda superior a 500 kW pueden comprar a generadores de fuente incentivada (pequeñas centrales hidráulicas, térmicas a biomasa o eólicas).</p>	<p>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.</p>
<p>Remuneraciones a la capacidad de generación</p>	<p>Remuneración de la Base de Potencia a Generador, que remunera la disponibilidad para operar en las horas de remuneración de la potencia (hrp), en forma independiente del despacho real. Las centrales hidroeléctricas reciben una remuneración por su requerimiento medio simulado en todas las hidrologías; las centrales térmicas por su requerimiento máximo simulado.</p>	<p>No existen.</p>	<p>Cargo por confiabilidad concedido a través de subastas. Con cuatro 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.</p>



	<b>ARGENTINA</b>	<b>BRASIL</b>	<b>COLOMBIA</b>
Insumos para la generación	Argentina emplea gas natural local en la generación. Hasta 2004 el país era un exportador importante de gas. A partir de ese año problemas de producción y transporte han obligado a limitar el uso en la generación y a importar desde Bolivia y GNL. Existe un amplio potencial hidroeléctrico sin explotar.	Gran potencial hidroeléctrico en parte en regiones alejadas. Se importa gas natural de Bolivia (30 Mm3/día) y se están construyendo dos 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	El Estado ha intervenido a partir de 2002 en el desarrollo de proyectos de generación propios, proyectos con capitalización de deudas del mercado con generadores privados y realizando licitaciones para que el sistema alquile centrales o adquiera energía a privados.	Es determinativa para las centrales hidráulicas realizada por la Empresa de Pesquisa Energetica (EPE).	Indicativa, realizada por la UPME y el Centro Nacional de Despacho.
Costo de falla		Costo de déficit (R\$/MWh) entre 0% y 5% - 944,51 R\$/MWh entre 5% y 10% - 2.037,61 R\$/MWh entre 10% y 20% - 4.257,97 R\$/MWh mayor a 20% - 4.838,69 R\$/MWh En la operación se emplean criterios de seguridad adicionales (curva de aversión al riesgo, niveles meta de embalses).	Entre 0.31 y 1.97 US\$/kWh aprox. según la profundidad de falla y tipo de consumo.





	<b>CHILE</b>	<b>ECUADOR</b>	<b>PARAGUAY</b>
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.	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.
Estructura empresarial en el sector	Sistema Interconectado Central: tres empresas privadas representan la mayor parte de la capacidad: Endesa, Colbún ambas mayoritariamente hidráulicas y AES Gener, y generación mayoritariamente térmica.  Sistema Norte Grande: operan 6 empresas de generación.	La mayor parte de la generación es de propiedad estatal, con excepción de algunas centrales térmicas.	ANDE genera y compra energía a las centrales binacionales Itaipú y Yacyretá
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.	No existe.
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 (que se ha duplicado recientemente), ha sido importante en situación de crisis. La interconexión con Perú de 100 MW no está operando comercialmente.	Exportaciones a Brasil de la cuota parte de Itaipú no usada por Paraguay.



	<b>CHILE</b>	<b>ECUADOR</b>	<b>PARAGUAY</b>
Mercado de generación para clientes regulados	<p>Los distribuidores están obligados a contratar con un horizonte de 3 años, en licitaciones públicas.</p> <p>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.</p> <p>Contratos a regir a partir de 2010, precios resultantes de la licitación, con topes respecto al precio de nudo.</p>	<p>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). Una norma transitoria aplicable a los generadores estatales, los obliga a vender el 100% de su producción en contratos a plazo a las distribuidoras, en forma proporcional a su demanda.</p>	<p>ANDE abastece como empresa integrada verticalmente.</p>
Mercado de generación para clientes libres	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>No existen.</p>
Remuneraciones a la capacidad de generación	<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>No existen de manera explícita.</p>



	CHILE	ECUADOR	PARAGUAY												
Insumos para la generación	Los insumos para generación térmica son importados casi en su totalidad. Una parte de la capacidad 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 <sup>3</sup> /día que entrará en servicio en 2009.	Combustibles líquidos a través de la estatal Petroecuador. Gas natural: sólo una central emplea gas. El país dispone de potencial hidroeléctrico no aprovechado aún.	Disponibilidad prácticamente ilimitada de generación hidroeléctrica gracias a las hidroeléctricas binacionales, pagando la cuota parte de la capacidad.												
Incentivos a la generación renovable no convencional	Obligación de empresas que retiren energía del sistema de que un porcentaje proceda de fuentes renovables no convencionales. Obligación será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015, hasta alcanzar el 10% en el año 2024. Exoneración de peajes de transmisión troncal.	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.	No existen.												
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.	Realizada por ANDE.												
Costo de falla	<table border="0"> <tr> <td>Profundidad</td> <td>Costo en US\$/MWh</td> </tr> <tr> <td>% de demanda</td> <td></td> </tr> <tr> <td>0 – 5%</td> <td>379,85</td> </tr> <tr> <td>5 – 10%</td> <td>413,13</td> </tr> <tr> <td>10 – 20%</td> <td>527,90</td> </tr> <tr> <td>mayor a 20%</td> <td>552,44</td> </tr> </table>	Profundidad	Costo en US\$/MWh	% de demanda		0 – 5%	379,85	5 – 10%	413,13	10 – 20%	527,90	mayor a 20%	552,44		No se aplica explícitamente en la generación.
Profundidad	Costo en US\$/MWh														
% de demanda															
0 – 5%	379,85														
5 – 10%	413,13														
10 – 20%	527,90														
mayor a 20%	552,44														



	<b>PERU</b>	<b>URUGUAY</b>	<b>VENEZUELA</b>
Resumen de los mecanismos regulatorios e incentivos económicos que aseguran la expansión	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.
Estructura empresarial en el sector	Existen 15 empresas. Empresas estatales generan 37% de la energía (Electroperú, propietaria del complejo hidroeléctrico del Mantaro, genera 25% de la demanda). El mayor generador privado (Endesa) cubre 28% del mercado.	UTE empresa estatal, integrada verticalmente y la parte uruguaya de la binacional Salto Grande tienen la casi totalidad de la generación. Están ingresando generadores privados menores 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 deben transferir sus activos a la CEN.
Mercado spot	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 con tope 250 US\$/MWh.	No existe.
Comercio internacional de energía	Existe interconexión de 100 MW con Ecuador desde 2006, aún no empleada.	Las importaciones spot son muy importantes en el abastecimiento. Interconexión de 2000 MW en 500 kV con Argentina, e interconexión de 72 MW con Brasil.	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.





	<b>PERU</b>	<b>URUGUAY</b>	<b>VENEZUELA</b>
Mercado de generación para clientes regulados	Ley 24832 estableció licitaciones para que los distribuidores realicen contratos por el 100% de su demanda, con antelación de 3 años, con precio tope fijado por el regulador; el 80% de los contratos al menos con plazo mayor a 5 años. El distribuidor tiene incentivo económico para contratar a plazos largos.	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	Clientes mayores a 1000 kW pueden contratar libremente y ley 28832 prevé su participación en el spot.	Clientes mayores a 250 kW. Tienen la opción de continuar como regulados.	
Remuneraciones a la capacidad de generación	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 4.91 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.	



	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Insumos para la generación	Disponibilidad abundante de gas natural en yacimiento de Camisea, pero con restricciones al transporte de gas si no se amplía la capacidad. Abundante potencial hidroeléctrico no explotado.	Generación hidráulica casi totalmente aprovechada. Existe contrato aún no ejecutado de importación de gas desde Argentina, actualmente en renegociación. Se está proyectando una planta de GNL en el país, en conjunto con Argentina.	El país posee reservas de gas prácticamente ilimitadas a los efectos de la generación y gran potencial hidroeléctrico.
Incentivos a la generación renovable no convencional	No existen excepto para zonas rurales aisladas.	El Ministerio de Industria, Energía y Minería (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	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.	La planificación se hace de forma centralizada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.
Costo de falla	El costo de falla empleado en la optimización de la operación del sistema es 229 US\$/MWh aproximadamente.	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	



## II - TRANSMISIÓN

	<b>ARGENTINA</b>	<b>BRASIL</b>	<b>COLOMBIA</b>
Mecanismos de expansión de la red	Existen obras impulsadas por el Gobierno Nacional y Jurisdicciones Provinciales que pueden solicitar ampliaciones financiando el 30% del valor de la obra. Por otro lado, la normativa contempla la expansión del sistema a partir de la iniciativa de los agentes, a través de acuerdo entre partes (las que pagan las obras) y concurso público (pagadas por los agentes que sean reconocidos como beneficiarios).	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 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 un período de 25 años según su oferta.
Remuneración de la red	Ampliaciones en período de amortización, ejecutadas por licitación luego de la privatización de 1992, reciben el canon anual solicitado por el adjudicatario.  Equipamiento amortizado: las instalaciones concedidas en la privatización a Transener, reciben ingresos definidos en su contrato de concesión:  1. Remuneración por Energía Eléctrica Transportada, monto fijo anual, promedio del valor de las pérdidas de la energía transportada.  2. Remuneración por Capacidad de Transporte: cargo mensual por línea según su disponibilidad.  3. Remuneración por Conexión.	Instalaciones existentes: se remunera la depreciación de los activos brutos más una rentabilidad regulada sobre activos líquidos y un costo operativo eficiente estándar.  Instalaciones nuevas: el valor del ingreso anual permitido (RAP) de la transportista es el que resulta de la propuesta ganadora en la subasta en que se elige al transportista, que se paga por 30 años, con ajustes de acuerdo al contrato de concesión.	Activos existentes al 31 de diciembre de 1999: remuneración de la inversión a Valor de Reposición a Nuevo (VRN), utilizando costos unitarios estándar, más 2.5% o 3% por remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento.  Activos de convocatoria (construidos por convocatorias públicas internacionales): durante 25 años es el ingreso propuesto por el transportador que resulta adjudicatario.
Cargos por uso de la red	- Recaudación Variable Total por Energía Eléctrica Transportada (RVT) resulta de las diferencias entre los precios spot de la energía y la potencia.  - Cargo por conexión, para los equipamientos de conexión, en proporción a la potencia del agente.  - Cargo Complementario en función de su participación marginal en el uso de cada equipamiento del Sistema de Transporte.	Para la red básica de interconexión la remuneración de generadores y cargas se calcula a partir de los costos marginales de largo plazo que una inyección o extracción de 1 MW respectivamente ocasionan en la red, más una parcela de ajuste por MW de potencia a todos los usuarios para cubrir faltantes respecto a los ingresos regulados del transportista.	Los comercializadores pagan un “cargo estampilla” nacional, con diferenciación horaria por periodo de carga, que permite remunerar la totalidad del Ingreso Regulado de los transportadores. Este cargo es asumido por la demanda en la tarifa de energía. Los generadores no pagan cargos por concepto de Uso del STN.



	<b>CHILE</b>	<b>ECUADOR</b>	<b>PARAGUAY</b>
Mecanismos de expansión de la red	Se realiza un estudio de transmisión, cada 4 años. Las obras de ampliación de las instalaciones existentes deben ser ejecutadas por sus propietarios. Las nuevas obras se licitan y adjudican a las empresas que ofrezcan hacerlas por la menor remuneración anual. Esa remuneración, indexada, 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.	ANDE realiza 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.
Remuneración de la red	Instalaciones existentes troncales: se remunera la anualidad del valor nuevo de inversión a precios de mercado, con tasa 10% real, determinada por ley y costos de operación y mantenimiento según estándares.  Instalaciones nuevas troncales: la remuneración es la que resulta de la oferta ganadora en la licitación para concederla.	Se remunera al transportista:  - Costo medio por los activos, estimado por un flujo de fondos descontado en el que se incluyen las inversiones del programa óptimo de expansión. Para el cálculo de anualidades se toma vida útil 45 años para líneas y 30 para estaciones.  - Costo estándar de operación y mantenimiento.	No existen remuneraciones separadas por el uso de la red. La tarifa a los clientes finales establece por el conjunto de todos los servicios eléctricos tiene el criterio de que el criterio de Ingreso Neto Anual, debe cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación de inversiones y una remuneración adecuada de la inversión.
Cargos por uso de la red	Transmisión troncal: Lo que no cubren los ingresos por diferencias de precios de nodo, se paga por peajes. Se define el área de influencia común (AIC, como el mínimo conjunto de instalaciones entre dos nodos, tales que la inyección y demanda entre ellos superen el 75% de los totales del sistema y que se maximice el cociente (%de inyecciones en AIC respecto al total del sistema / % de valor de inversión en AIC respecto al total del sistema). Por las instalaciones del AIC los generadores pagan el 80% de los peajes y las cargas el 20%. Por las instalaciones fuera del AIC pagan los generadores si el flujo es entrante hacia al AIC y las demandas si es saliente del AIC, en proporción a su uso esperado.	Se aplican:  - Cargo por transporte estampillado para toda la red, de 2.81 US\$/kW mes, aplicable a las demandas (distribuidores y grandes consumidores) por su potencia máxima. Los generadores no pagan cargos por transporte. - Remuneración variable por diferencias de precios de nodo. - Están previstos cargos de conexión, pero no se aplican en la actualidad, y los costos de conexión se incluyen en el cargo por transporte.	No existen cargos separados por el uso de la red.





	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Mecanismos de expansión de la red	El Comité de Operación Económica del Sistema elabora el Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas con la opinión del OSINERGMIN. Las instalaciones nuevas 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 por planificación coordinada entre el transportista UTE, y el Regulador. UTE ejecuta las obras o pueden otorgarse mediante concesiones a nuevos transportistas por diversos procedimientos. La ampliación de la transmisión zonal (redes de tensión menor a 500 kV), es realizada por UTE. Se permiten ampliaciones fuera de la planificación a cargo de interesados.	La expansión de la red de transmisión es por decisión del Ejecutivo Nacional.
Remuneración de la red	Sistema Principal y Sistema Secundario (puesta en operación comercial antes de la Ley 28832 de 2006): se remunera la anualidad de inversión a valor de reemplazo (con vida útil 30 años y tasa 12%) y los costos estándares de operación y mantenimiento, ambos para un sistema económicamente adaptado.  Sistema Garantizado de Transmisión (puesta en operación comercial posterior a Ley 28832): se remunera anualidad a 30 años, con tasa 12% real de la inversión ofertada por el concesionario ganador de la licitación, más costos estándar eficientes de operación y mantenimiento.	Red existente: Se remunera la inversión por la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de, calculado con vida útil 30 años, a una tasa regulada y un costo estándar de operación, mantenimiento y administración expresado como % del VNR.  Red nueva: Por el período de amortización de 15 años. Si la obra es propiedad de UTE se remunera anualidad de la inversión a la tasa de retorno regulada, más OyM estándar. Si la instalación es de un inversor privado se remunera el canon solicitado por este en la licitación competitiva.	La remuneración está determinada por la rentabilidad aceptada al Activo Fijo Neto Promedio y se toman en cuenta todos los costos y gastos de la actividad. Los costos aplicados son los costos contables reconocidos por el Regulador.
Cargos por uso de la red	Sistema Principal (SP). Peaje de Conexión, que complementa el ingreso resultante de las diferencias a precio spot de la energía inyectada y extraída). El Peaje de Conexión unitario es estampillado para toda la red, y pagado por los generadores en proporción a la demanda máxima coincidente de contratos que abastecen.  Sistemas Secundarios de conexión al SP: el peaje lo pagan los generadores o demandas que los emplean.	Ingreso Tarifario implícito en precios de nodo.  Peajes de Localización pagados por los generadores e importaciones según intensidad de uso de líneas, estimada por flujos de carga en diversos escenarios para demanda máxima.  Peajes de Potencia, pagados por todas las demandas, con cargos diferenciados por nivel de tensión y los contratos de exportación.  Cargos de conexión.	No existen en la tarifa regulada cargos separados por el uso de la red de transmisión.



### III - DISTRIBUCIÓN

	ARGENTINA	BRASIL	COLOMBIA
Compra de energía en el mercado mayorista	Aproximadamente el 75% de la energía distribuida en el país, es vendida por el distribuidor. El distribuidor tiene obligación de suministrar energía a tarifa regulada a un cliente libre potencial, pero que opta por no adquirir la energía en el mercado. Los distribuidores no quedan sujetos a riesgo financiero ni a pérdidas por sus compras en el mercado mayorista a precios spot estabilizado estacional.	Por proceder de subastas (leilões) en el ambiente regulado, los costos en el mercado mayorista son trasladables a las tarifas. Se admite a los distribuidores el traslado a las tarifas de hasta un 3% de energía contratada por encima de su demanda. Si la sobrecontratación es mayor al 3% no se reconoce el exceso.	La efectúan comercializadores separados contablemente de los distribuidores. Se permite al comercializador trasladar los costos de compra mediante contratos, aplicando una señal de eficiencia al comparar los costos propios con el costo promedio de todos los contratos bilaterales con destino al mercado regulado.
Mecanismo de remuneración	Bajo jurisdicción federal (Edenor, Edesur y Edelap), las revisiones tarifarias fueron suspendidas por la Ley 25.561 de emergencia económica, de 2002 que congeló y pesificó las tarifas. Luego de las negociaciones realizadas posteriormente por las empresas y la UNIREN se firmaron acuerdos ratificados por el Poder Ejecutivo que concedieron aumentos, a la espera de la realización de las "revisiones tarifarias integrales" Antes de 2002 los costos reconocidos en las tarifas debían responder a una empresa que opere en forma eficiente, procurando la prestación del servicio en condiciones de calidad objetivo determinadas previamente.	Remuneración de activos en la segunda revisión tarifaria en la actualidad: a) se tomó el monto de la base de remuneración aprobada en el primer ciclo de revisión tarifaria (2003-2004) fue "blindada". b) de la base blindada se eliminaron las bajas de activos c) los valores del primer ciclo fueron actualizados por un índice de precios mayoristas el IGP-M d) se corrigió por depreciación e) las inclusiones de activos se valoraron a precios de mercado, "adaptados" tomados de una base de precios estándar, y se aplicó índices de aprovechamiento que reflejan el grado de sobredimensionamiento.	Los ingresos del distribuidor por los sistemas de niveles 1, 2 y 3, (tensión menor a 57.5 kV) se determinan por mecanismo price cap, con un cargo máximo unitario por unidad de energía distribuida. Para el nivel 4 (V>57.5) se determina un ingreso máximo dadas las instalaciones reales del distribuidor a valor de reposición estándar. El cargo máximo eficiente para cada tipo de instalación resulta de considerar la distribución de costos medios por unidad de energía distribuida de todos los distribuidores, para instalaciones del mismo tipo, y tomar el valor que deja por debajo al 57% de la probabilidad de dicha distribución.
Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones	El distribuidor debe presentar al regulador (ENRE) su propuesta tarifaria. El regulador debe contratar un grupo consultor independiente de que efectúe una propuesta alternativa. El cuadro tarifario resultante vale por 5 años, con indexación.	La Revisión Tarifaria ocurre cada cuatro años. En el período entre revisiones, las tarifas con ajustadas por el IGP-M (índice de precios mayoristas), menos el Factor X. de economías de escala.	Estudios realizados por la CREG, cada 5 años, sometidos a comentarios de las empresas. Una vez definidas las valoraciones definitivas de los activos, las empresas realizan los inventarios de instalaciones, supervisadas por auditores autorizados por la CREG. En caso de discrepancias existe el recurso de reposición frente a la CREG y finalmente la justicia ordinaria.



	<b>CHILE</b>	<b>ECUADOR</b>	<b>PARAGUAY</b>
Compra de energía en el mercado mayorista	Las distribuidoras traspasan los precios de sus contratos. Si el precio promedio de energía de una distribuidora sobrepasa en 5% el precio calculado para todas las distribuidoras del sistema, el exceso se suprime y es absorbido por todos los consumidores de precio regulado del sistema. El mecanismo de traslado a tarifas no genera riesgos financieros ni pérdidas económicas para los distribuidores.	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.	No existe un mercado mayorista. La empresa ANDE integrada verticalmente genera energía y compra a las hidroeléctricas binacionales según los acuerdos para su construcción.
Mecanismo de remuneración	El VAD remunera la anualidad de la inversión de una red óptima a valor de nuevo de reposición, para cada área típica, calculada al 10% real antes de impuestos. Si las tarifas determinadas por el regulador, en una estimación de flujos de fondos de las empresas de distribución, generan retornos menores al 6% o mayores al 14% respectivamente se ajustan para alcanzar el límite más cercano.	Se remuneran los activos que son utilizados efectivamente en el suministro de energía eléctrica, más los previstos en un programa cuatrianual de expansión, a valor de reposición a nuevo. Para los costos de OyM se consideran CO&MEstandar (costo estándar eficiente) CO&M2000 (costos estimados en el año 2000 ajustados por inflación) y CO&Mestudio (valor del estudio presentado por la empresa). Si CO&MEstandar es mayor que el CO&M2000, se toma el CO&MEstandar. Si CO&M2000 es mayor que el CO&MEstandar, se toma el mínimo de CO&M2000 y CO&Mestudio.	No existe una remuneración separada por la función de distribución ejercida por ANDE, sino que la norma establece tarifas a los consumidores finales por el conjunto de los servicios eléctricos. La tarifa a los clientes finales tiene el criterio de que el Ingreso Neto Anual, debe cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación de inversiones y una remuneración adecuada de la inversión.
Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones	Cada cuatro años, el regulador y las empresas contratan independientemente estudios para fijar el VAD para cada área típica. Se toma el promedio de los valores resultantes de los estudios de la CNE y de las empresas ponderando dos tercios los valores de la Comisión y un tercio los de las empresas.	Las revisiones tarifarias se hacen cada cuatro años. Toda controversia puede ser sometida al procedimiento de arbitraje de conformidad con la Ley, o ser sometida al conocimiento y resolución del Director Ejecutivo del CONELEC. Las resoluciones que éste adopte pueden ser apeladas ante el Directorio del CONELEC y finalmente ante los jueces competentes.	



	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Compra de energía en el mercado mayorista	<p>El distribuidor traslada a las tarifas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>•Por los contratos sin licitación el promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato.</li> <li>•Por contratos resultantes de licitaciones, los precios resultantes de la licitación, con un incentivo para contrataciones a más de tres años. El Precio de Barra regulado no puede diferir en más de 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones, vigentes. Un mecanismo de compensación entre usuarios regulados hace que el precio a nivel generación sea único.</li> </ul>	<p>Los distribuidores puedan trasladar a las tarifas íntegramente el costo de compra en contratos de suministro resultantes de licitaciones, de los convenios internos iniciales aprobados por el Poder Ejecutivo con generadores estatales y de los contratos realizados en el marco de programas de políticas energéticas. Si los contratos no resultan de licitaciones los distribuidores pueden trasladar a tarifas un precio regulado.</p>	
Mecanismo de remuneración	<p>El VAD remunera la anualidad de la inversión de una red óptima capaz de soportar la máxima demanda del año anterior al del cálculo, empleando las tensiones óptimas, valorada a valor de nuevo de reposición, para cada área típica, calculada al 12% real antes de impuestos. En el VAD el principio para la remuneración de activos es pagar la anualidad en 30 años de la inversión del Valor Nuevo de Reemplazo de un Sistema Económicamente Adaptado, de una empresa modelo eficiente, valorada con los precios vigentes.</p>	<p>Se remunera el costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución calculado a partir de la anualidad de costo de capital a Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia. Se remunera un costo de OyM estándar eficiente. El cálculo se realiza para cada una de las áreas de distribución tipo.</p>	<p>No existen tarifas separadas por el servicio de distribución. Las tarifas al consumidor final son establecidas por el Ejecutivo Nacional y calculadas para cubrir todos los costos incurridos en la prestación del servicio. Se remuneran los activos existentes realmente en la red, a valor de reposición o de mercado, el que resulte menor, depreciados de acuerdo a su tiempo en servicio. Se remuneran los costos eficientes de operación, mantenimiento y comercialización.</p>
Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones	<p>La revisión tarifaria se hace cada cuatro años. Los estudios son contratados por las empresas y supervisados por el regulador que hace un estudio de comprobación. El OSINERGMIN república la resolución de las nuevas tarifas y realiza una audiencia pública donde sustenta los precios. Las empresas concesionarias e interesados pueden interponer recurso de reconsideración y pueden recurrir finalmente al poder judicial.</p>	<p>El Poder Ejecutivo fija cada cuatro años el VADE de distribución y sus fórmulas de ajuste, para cada área de distribución tipo mediante estudios contratados por el Regulador. Ese acto es recurrible, siendo la jurisdicción de última instancia la del Tribunal de lo Contencioso Administrativo. No está prevista de manera explícita la realización de audiencias públicas.</p>	<p>Los estudios tarifarios son dirigidos por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.</p>



## Área Corporativa - Regulación del Sector Eléctrico

---

### **Actividades realizadas**

- **1º Congreso Internacional Supervisión del Servicio Eléctrico – Setiembre 2008, Lima -Perú**
- **Señales Regulatorias para la Inversión en Generación y Transmisión - Documento de Análisis y Discusión - 2007**
- **Seminario Internacional: Subastas Reguladas de Energía en Mercados Eléctricos. Una nueva fórmula de estimular la inversión – Noviembre - 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**

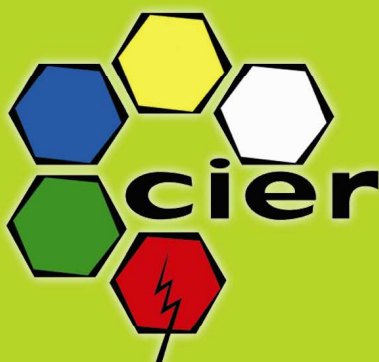
Asistieron representantes de casi todos los países de la CIER y Canadá.
- **Perfil Institucional y Regulatorio del Sector Eléctrico Sudamericano - Documento de Análisis y Discusión – Estudio - 2001**

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 está 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](http://www.cier.org.uy)**