

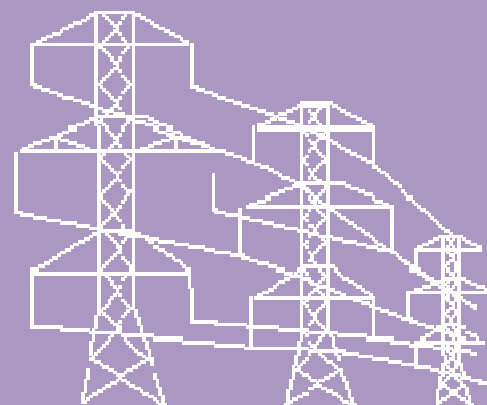


**SERIE:
DOCUMENTOS
DE ANÁLISIS Y
DISCUSIÓN**

SEÑALES REGULATORIAS PARA LA RENTABILIDAD E INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Generación, Transmisión y Distribución

Setiembre de 2011



**Informe del Grupo de Trabajo CIER 08
“Regulación del Sector Eléctrico”**

**SECRETARÍA EJECUTIVA
MONTEVIDEO - URUGUAY**



Área Corporativa - Regulación del Sector Eléctrico

Actividades realizadas

- III Congreso Internacional de Regulación Eléctrica – Octubre 2011.
- Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico- Generación, Transmisión y Distribución – Setiembre 2010.
- II Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2010
- II Encuentro Internacional de Regulación Eléctrica – Lima, Perú – Setiembre 2009.
- Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico- Generación, Transmisión y Distribución – Noviembre 2008 y 2009.
- 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^{er} Vicepresidente
Ing. Mario DONOSO A.
Chile

Presidente
Ing. Pablo COB SOBORÍO
Costa Rica

2^{do} Vicepresidente
Ing. Oscar MIRANDA
Perú

Director Ejecutivo
Ing. Plinio Fonseca



La CIER está integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica y un Comité Regional CIER para Centroamérica y El Caribe.

Participan también con carácter de Miembros Asociados: UNESA (España), y como Entidades Vinculadas CNEE de Guatemala, ASEP de Panamá, ARESEP Costa Rica, ANEEL de Brasil, ADME y URSEA de Uruguay.

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay
Teléfonos: (+598) 2709-0611* – Fax: (+598) 2708-3193
E-mail: secier@cier.org.uy – Internet: www.cier.org.uy



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

Área Corporativa en la CIER

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

Servicios a disposición de las empresas y entidades CIER:

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

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

Apoyo continuo y permanente

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

Nombres y direcciones en la web.

Montevideo - Uruguay, Teléfonos: (+598) 2709-0611*, E-mail: secier@cier.org.uy



Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico

Generación, Transmisión y Distribución

Documento de Análisis y Discusión

Setiembre de 2011



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 Sudamérica, Centroamérica y El Caribe, 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, CIREN 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 y un Comité Regional para Centro América y El Caribe, que agrupan a las empresas y organismos del Sector eléctrico en sus respectivas naciones abarcando a los 16 países de raíces ibéricas, 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 y el Comité Regional para Centro América y el Caribe. El Presidente conduce la organización durante un período de dos años con el apoyo de dos Vicepresidentes con quienes constituye la Mesa Directiva.



INDICE

PRESENTACIÓN	8
AGRADECIMIENTOS	9
INTRODUCCIÓN	11
RESUMEN EJECUTIVO Y PERSPECTIVAS	12
1 ARGENTINA	15
2 BOLIVIA	23
3 BRASIL	31
4 CHILE	41
5 COLOMBIA	49
6 COSTA RICA	61
7 ECUADOR	68
8 NICARAGUA	76
9 PANAMÁ	78
10 PARAGUAY	86
11 PERÚ	90
12 REPÚBLICA DOMINICANA	100
13 URUGUAY	106



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 de Sudamérica, Centroamérica y El Caribe. 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 y Regional 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 entregar un estudio preparado por especialistas de empresas del quehacer energético y reguladores, en cada caso y según el país, 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 regional.

A partir de los informes preparados en los últimos 10 años 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, Reguladores y Representantes Invitados que integran el grupo de Trabajo CIER 08 "Regulación del Sector Eléctrico", autores de este documento, por el tiempo, conocimiento y talento profesional que en forma voluntaria han dedicado para desarrollar el presente informe. 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, lo que permite comprender y conocer los aspectos conceptuales y prácticos que definen el marco económico del negocio eléctrico. También agradecemos a las autoridades de las empresas, organismos e instituciones reguladoras por la generosidad en asignar el tiempo de dichos profesionales para concebir este importante trabajo.



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

Coordinador Internacional - Área Corporativa: Cr. Juan Carlos Belza
Edición del Documento – Sra. Jacquelin Branca

COORDINADOR TÉCNICO INTERNACIONAL

Coordinador Titular:

Ing. Brasil GERALDO FILHO
Jefe del Dpto. de Estudios y de Gestión -
ELETROBRAS

Coordinador Alterno:

Ing. Marcelo FRANCA RIBEIRO DOS ANJOS
Asesor de La Superintendencia de Operaciones en el
Exterior - ELETROBRAS

DELEGADOS

Argentina

A designar. El texto del informe fue redactado por la Secretaría Ejecutiva de la CIER y colaboración de ADEERA en el capítulo referido a Distribución.

Bolivia

A designar. El texto del informe fue redactado generosamente por el BOCIER.

Brasil

Ing. Ivo SECHI NAZARENO
Especialista en Reg. - ANEEL/SRT

Representantes Técnicos - ANEEL

Ing. Hugo LAMIN - Especialista en Reg. - /SRD
Marisa PASTANA BOLLIGER - Especialista en Reg.
Cláudio Elías CARVALHO - Gerente de Regulación

Chile

A designar. El texto del informe fue redactado generosamente por la CGE - Distribución.

Colombia

Ing. Omar SERRANO RUEDA
Gerente de Regulación - CODENSA S.A.
Jorge Andrés REYES GÓMEZ - ISAGEN

Costa Rica

Carlos FONSECA ARCE
Jefe Adm. Financiera/Encargado Tarifas – CNFL
Glicerio CUBERO BADILLA - ICE

Ecuador

Ing. Geovanny PARDO SALAZAR - CONELEC
Director de Regulación CONELEC

El Salvador

Thania de los Andes MAGAÑA SÁENZ
Directora de Planificación Financiera – AES

Luis MONTESINOS

Jefe de Asuntos Regulatorios – CAESS

José Rafaél AVELAR

Jefe de Ingeniería y Normalización – CAESS

Sandra Ingrid CHAVEZ MENDOZA

Gerente de Planificación Comercial - DELSUR
Carlos Roberto CASTRO ESCOBAR
Analista de Mercado Eléctrico – Nejapa Power

Miembro Asociado UNESA - España

Dr. Alberto BAÑON
Director de Regulación

Dr. Fernando URQUIZA
Área Regulación

Nicaragua

Martín MORALES
Responsable de Normas y Tarifas - ENATREL

Panamá

Ing. Rodrigo Alexis RODRIGUEZ
Director Nacional de Electricidad - ASEP

Marianela HERRERA - ETESA

Paraguay

A designar.

Perú

Ing. Miguel RÉVOLO ACEVEDO
Gerente de Distribución - OSINERG

República Dominicana

Rodolfo FERMÍN MALDONADO
Gerente de la Gerencia Eléctrica - CNE

Mirna Iris LORENZO

Coordinadora General de Distribución – CDEE

Alfredo COLOMBANO - CEPM

Néstor RAMÍREZ MAMANI

Gerente de Asuntos Regulatorios – EGE HAINA

Santa RAMOS

Directora de compra de Energía y Regulación – EDE Este

Iván GUZMAN - SIE

Uruguay

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

Venezuela

A Designar.



INTRODUCCIÓN

El documento que presentamos a continuación describe los principales aspectos de los marcos regulatorios con impacto en la 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 los principales aspectos del mercado de energía eléctrica, remuneración de la transmisión y distribución, comercio internacional de energía, incentivos para el desarrollo de las energías renovables, formas de actuación estatal, o del sector privado, en el desarrollo de la inversión, determinación del costo de falla, regulación en situación de abastecimiento y situación general del marco normativo. Es un informe elaborado para quienes no son especialistas y desean conocer en forma concisa, desde una perspectiva de negocios, los modelos aplicables en los diferentes países de la región CIER.

Hasta la fecha, la estrategia del Grupo de trabajo CIER 08 "Regulación del Sector Eléctrico" es documentar la experiencia y aplicación de los modelos sectoriales a través de documentos como el que presentamos en esta edición, así como también apoyar congresos, reuniones y proyectos internacionales de la CIER.

Los documentos que anteceden son ricos en su temática, 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 Regulatorias para la Inversión en Generación y Transmisión – Noviembre 2007.
- Señales regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico – Generación, Transmisión y Distribución – 2008, 2009 y 2010.

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 y II "Factibilidad de las Transacciones de Electricidad de los Mercados de Centroamérica, Mercado Andino y Mercosur". En particular los marcos institucionales, comerciales y regulatorios para proyectos de interconexiones internacionales se explican muy claramente en el Proyecto CIER 15 Fase II,

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 CIER, ha experimentado cambios significativos.

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

En algunos países de CIER se han dado reformas en la estructura del sector hacia empresas estatales.

En Ecuador, la Constitución dispone que el Estado asuma el control total sobre los sectores estratégicos –administración, regulación, control y gestión– y la responsabilidad en la prestación de los servicios públicos a través de sus empresas. Como excepción, el Estado podría delegar a la iniciativa privada y a las empresas de economía popular y solidaria, el ejercicio de actividades dentro del sector eléctrico, en los casos que establece la Ley.

En Bolivia, en el marco de las reformas impulsadas por el Gobierno Nacional en el sector eléctrico, desde el año 2008, se han introducido reformas que retoman la participación del estado en el sector eléctrico mediante la inclusión de la empresa estatal ENDE participando en los tres sectores de la actividad de electricidad, mediante el Decreto Supremo N° 29224 que autoriza la formación de una Sociedad de Economía Mixta con ENDE. De esta manera, el Gobierno nacionaliza las acciones correspondientes a las Empresas Generadoras Corani, Valle Hermoso, Guaracachi a favor de ENDE, estableciendo un escenario donde el Estado Boliviano participa con cerca del 72% del segmento de generación constituyéndose en gran medida como responsable de la seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica.

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 este contexto, en estos dos últimos años, el Uruguay ha visto incrementada su capacidad de generación por la participación de empresas privadas con proyectos de Energía Renovables No Convencionales (Eólica, Biomasa).

En el caso de Argentina, a partir del año 2002 las autoridades han establecido diversos mecanismos para fomentar la construcción de centrales de generación a partir de fondos públicos o público-privados.

Por otro lado en otros países de la región se han consolidado cambios de importancia en la regulación de la generación, si bien dentro del esquema preexistente de mercados competitivos y participación privada: caso Brasil, Chile, Perú, Colombia.

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.

Se observa también un interés creciente en las energías renovables no convencionales (ERNC). A título de ejemplo, Brasil y Uruguay realizan subastas para comprar esas energías, Chile estableció que a partir de 2010, las empresas deben cubrir el 5% en el abastecimiento con ERNC o pagar una multa, y Ecuador ha establecido precios especiales por tipo de tecnología.

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, Paraguay, Argentina, Uruguay están a cargo de una misma empresa o grupo.

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, la normativa más reciente establece que la remuneración tarifaria para la empresa estatal cubra los costos de depreciación del capital, sin existir una tasa de retorno positiva por los activos, y como contrapartida, el costo de las expansiones de la red es asumido por el presupuesto general del Estado.

Para retribuir los costos de administración, operación y mantenimiento en la transmisión, 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 reglamentado 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 e importaciones, calculados 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 y exportaciones, según su potencia máxima que cubren el resto de los costos del transportista.

En la regulación de la distribución, el sistema de remuneración aplicado en Chile, Perú, Colombia, Brasil, 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 inversión 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 Bolivia las normas establecen un mecanismo de **cobertura de costos del servicio más una tasa de rentabilidad**. En Ecuador, al igual que para la transmisión, las remuneraciones cubren sólo la depreciación de las inversiones y no conceden una tasa de retorno positiva, pero a la vez el presupuesto del Estado cubre los costos de expansión de la red. En Uruguay, las tarifas a los consumidores finales y la remuneración del distribuidor (VADE) son determinadas por el Poder Ejecutivo a propuesta del Regulador.

En Argentina, la situación depende si las concesiones están sometidas al ámbito federal o provincial.

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).

En resumen, existen en los países de CIER distintas soluciones tanto en los aspectos de estructura empresarial como en regulatorios, que evidencian la diversidad y riqueza de posibilidades en esta materia, donde cada país busca adecuar su sector eléctrico a las características técnicas e institucionales locales.

Esto hace que el estudio comparado de la regulación del sector eléctrico en los países de la región, al que busca contribuir este documento, sea del mayor interés.

1 ARGENTINA

El texto se redacta por la Secretaría Ejecutiva de la CIER con base a información extraída del Informe Anual de CAMMESA de 2010; documento accesible en la página WEB de 2011 del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”, Informe: Evolución de las Reservas de Hidrocarburos en Argentina en la década de 2000, de fecha 17 de Julio de 2010 con datos a Diciembre de 2009; el Paper publicado en la página WEB de ADEERA de Mayo de 2003 titulado “The Argentine Regulatory Framework Vis-a-Vis the Current Political Crisis and its Socioeconomic Consequences”; así como otras fuentes secundarias de información.

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 (precios estacionales a distribuidores, 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

para aumentar la capacidad de generación: procedimientos de compra de energía a generadores privados, compra de centrales, y mecanismos de capitalización de las acreencias de los generadores ante el mercado con el fin de construir nuevas centrales.

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

Según datos de Cammesa, la capacidad instalada de Argentina estaba compuesta, al fin del año 2010 por 28665 MW (27045 MW en 2009), de los cuales 11036 MW de centrales hidráulicas, 16624 MW de centrales térmicas convencionales y 1005 de centrales nucleares.

La energía generada en 2010 y destinada al servicio público fue de 115735 GWh (111.333 GWh en 2009), y tuvo en un 57,4% origen térmico (55% en 2009), 34,8% hidráulico (36,2% en 2009), 5,8% nuclear y 2% procedió de la importación (1,8% en 2009).

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, y no considerando en la formación de precios los costos variables mayores debidos al empleo de combustibles líquidos.

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.

El precio de la energía, determinado según las Res. SE 240/03, que supone abastecimiento de gas sin límites para todo el parque generador que lo pueda consumir y con un tope de 120 \$/MWh, fue evolucionando a lo largo del año 2010 según la evolución del precio de dicho combustible y del parque térmico convocado, con promedios mensuales que variaron entre un mínimo de 100 \$/MWh (85 \$/MWh en 2009 -- pesos argentinos/MWh) y un máximo de 119 (109 \$/MWh en 2009). El precio monómico, incluyendo los cargos de potencia y sus servicios asociados y los sobrecostos debido a la utilización de combustibles distintos al gas natural tuvo una media anual del orden de los 204 \$/MWh (162 \$/MWh en 2009). Si adicionalmente se incluyen los cargos a la demanda excedente de los Grandes Usuarios, la cuenta de importación de Brasil y los Contratos de Abastecimiento MEM, el precio monómico representativo de costo total de operación del MEM alcanza una media del orden de los 256 \$/MWh (179 \$/MWh en 2009). Como resumen del año de las variables económicas más relevantes, se destacan que el aumento del precio monómico en el 2010, comparado con el 2009, se debió a: a) aumento del precio monómico spot por aumento del precio de gas; b) aumento por el impacto Brasil por importación a cargo de Argentina; c) aumento de los costos de contratos MEM por ingreso de contratos FONINVEMEM e incremento de la generación distribuida de ENARSA; y d) aumento de sobrecostos de despacho por aumento despacho térmico con combustibles alternativos y mayor precio de los combustibles alternativos.

• 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 mercado 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 a clientes regulados. Como resultado de la emergencia económica de 2002 se pesificaron y congelaron los costos trasladables a los clientes regulados.

CAMMESA en su informe anual expresó que en 2010 el precio monómico estacional, representativo de lo recaudado de los agentes distribuidores, fue del orden de 55 \$/MWh (50 en 2009) a 61 \$/MWh (en 2009 también fue de 61 \$/MWh -- pesos argentinos/MWh). De la misma forma que en el año 2009 los pagos de los demandantes no alcanzaron a nivelar los costos reales de generación, que fueron cubiertos por aportes del tesoro nacional.

En mayo de 2011, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 202/2011, a través de la cual, se ratificaron las pautas establecidas por el gobierno nacional sobre una misma política de precios

diferenciales de la energía a usuarios finales, manteniendo sin variantes, en franjas, la tarifa para los distintos tipos de usuarios de los Distribuidores (1000 kWh bimestre a 1400 kWh bimestre; 1400 kWh bimestre a 2800 kWh bimestre; y más de 2800 kWh bimestre). De esta forma se sancionaron precios estacionales a Distribuidores de costos de generación reconocidos en las tarifas a clientes regulados. Por otra parte, la misma Resolución establece la aplicación de Precios de Referencia Estacionales de la Energía **No Subsidiados** en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (véase la Resolución 202/2011 para más detalles e interpretación).

De la misma forma que el año anterior los pagos de los demandantes no alcanzaron a nivelar los costos reales de generación, que fueron cubiertos por aportes del tesoro nacional.

• Mercado de generación para los clientes libres

Existen tres categorías de clientes libres 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 es 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 la 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 generación 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 dicha potencia.

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

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 fue 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. Es así que 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.

Al prepararse este informe, la página WEB del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”, **Informe: Evolución de las Reservas de Hidrocarburos en Argentina en la década de 2000**, (17 de Julio de 2010) con datos a Diciembre de 2009, expresaba lo siguiente:

“Según datos recientemente publicados por la Secretaría de Energía de la Nación, se ha profundizado en 2009 la caída en las reservas de petróleo y gas natural, continuando con la tendencia observada a partir del año 2000, considerando la suma de ambas fuentes de energía.

Las reservas comprobadas de gas natural han disminuido en 2009 un 5% respecto del año anterior,

situándose en 378.862 MMm3. Este valor es poco menos que la mitad de las reservas disponibles al comienzo de la década.

A su vez, las reservas comprobadas de petróleo al 31 de diciembre de 2009 eran de 398.213 Mm3, 16% menores que a fines de 2000, y 0,6% menores que los 400.724 Mm3 disponibles a fines de 2008.

En conjunto, medidas en Tep (Toneladas equivalentes de petróleo), las reservas comprobadas de hidrocarburos a fines de 2009 equivalen a 665 MTep, lo que significa que han disminuido un 38% respecto de la disponible a fines de 2000.

La producción de Gas Natural en Argentina disminuye sostenidamente desde 2004, y se ubicó en 2009 en 48.413 Mm3, acumulando una caída de 7,3% respecto a ese año. En cuanto a la producción de petróleo, que disminuye también desde 1998, acumula una caída del 6,3% desde 2005, y del 16% en los últimos 10 años.

Esta disminución en la producción de hidrocarburos continúa profundizándose en 2010, como se desprende de los informes de tendencias elaborados por el IAE “General Mosconi” a partir de datos de fuentes oficiales.

Dados estos parámetros, y en un contexto de incremento en la demanda de gas natural y electricidad que en 2010 han batido récords históricos, la Argentina se ha tornado incapaz de autoabastecer su demanda doméstica. Esto se debe a que si bien sus horizontes de reservas (que también han disminuido dramática y sostenidamente durante los últimos años) se sitúan en casi 8 años para el gas y 11 años en el caso del petróleo, su limitada capacidad productiva la ha obligado a recurrir a importaciones progresivamente mayores de gas desde Bolivia y de Gas Natural Licuado (GNL) a través de barcos metaneros, así como a la sustitución y limitación de combustibles para el sector industrial y de generación eléctrica.

Existe una correlación (que por definición no implica necesariamente una relación de causalidad) entre la cantidad de pozos de exploración terminados y la incorporación de reservas: Durante la década de 2000 se terminaron 484 pozos de exploración, menos de la mitad de los pozos terminados durante la década del 90, y un 47% de la cantidad de pozos terminados durante la década del 80.”

Enarsa está 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.

1.1.4 Comercio internacional de energía

Argentina está interconectada con Brasil a través de una convertidora de frecuencia de 50Hz/60Hz 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.

Según el informe de CAMMESA de 2010 las importaciones de energía eléctrica fueron las siguientes: 1203 GWh Brasil, 437 GWh Paraguay, 711 GWh Uruguay, totalizando 2351 GWh.

1.1.5 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 Timbúes (provincia de Santa Fé) y en Campana (provincia de Buenos Aires) 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.

En cualquier caso, según el informe de CAMMESA 2010, desde el punto de vista del parque generador, en 2010 la generación ingresante estuvo en el orden de los 1100 MW (en 2009 fueron 800 MW), dentro de los cuales se destacan la terminación del cierre de los ciclos combinados y puesta en marcha de las TV de la C.T. Manuel Belgrano y San Martín que aportan 570 MW, el ingreso de una TG de la C.T. Mediterránea con 60 MW, dos TG de la C. T. Pilar con 330 MW y de generación distribuida de ENARSA en el orden de 97 MW. Este conjunto de nueva oferta de generación permitió mejorar los niveles de reserva térmica.

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., DISTROCUYO 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.

Plan Federal de Transporte Eléctrico inició a mediados de 2003. De las 8 nuevas líneas de alta tensión que se incluyeron en dicho plan, 5 ya se terminaron a abril de 2010: Choele Choel-Puerto Madryn, Puerto Madryn-Pico Truncado, Yacyretá-Buenos Aires, Mendoza-San Juan y Recreo-La Rioja y dos están en actualmente en construcción (NOA-NEA y Comahue-Cuyo).

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 (AMPLIACIÓN) pueden obtenerla celebrando con una 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 (aquellas 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 abonan 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) más 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 79% 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 Ente Nacional Regulador de la Electricidad (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 para el VAD, a la espera de la realización de las "revisiones tarifarias integrales" (RTI).

Por ser un documento publicado en la página WEB de ADEERA de 2011, se transcribe lo que acontecía en el año 2003, y, que, a nuestro juicio, permanece grosso-modo la situación incambiada. Según se detalla en el Paper "THE ARGENTINE REGULATORY FRAMEWORK VIS-À-VIS THE CURRENT POLITICAL CRISIS AND ITS SOCIOECONOMIC CONSEQUENCES", en su página 5, como sigue:

"A los fines de dar cumplimiento de lo dispuesto en la Ley para la jurisdicción nacional se creó una Comisión de Renegociación de Contratos (CRC) dependiente del Ministerio de Economía y con la participación de representantes de los usuarios. La CRC tuvo a lo largo de meses dificultades en la conformación de sus miembros, debido a los cambios de sus integrantes. En el ínterin los Distribuidores presentaron reiteradamente la información solicitada en tiempo y forma, además de hacer exposiciones orales de las mismas en diversos ámbitos del poder ejecutivo y legislativo. Luego de varios meses con actividad solo formal de la CRC, se convoca a Audiencia Pública para el 24/09/02 para tratar un aumento de emergencia para los sectores regulados de electricidad y gas. La misma fue suspendida el día anterior por una medida cautelar otorgada por la justicia haciendo lugar a una solicitud de asociaciones de usuarios y consumidores. En el dictamen se aprueba la renegociación de los contratos, como marca la Ley 25.561, pero no un aumento de emergencia.

Posteriormente se abrió la posibilidad que el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) pudiera otorgar ajustes tarifarios a través de habilitar la aplicación del Art. 46 de la 24.065, donde se establece que los Transportistas y Distribuidores pueden solicitar modificaciones en las tarifas "si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas". Por tal motivo el ENRE convocó a Audiencias Públicas para tratar los pedidos de las empresas de transporte (las de distribución no lo habían hecho). Una vez más fueron suspendidas por una decisión judicial que hizo lugar a un reclamo de la Defensoría del Pueblo de la Ciudad de Buenos Aires y de un foro de organismos defensores de los usuarios y consumidores.

En fecha 03/12/02 fue sancionado el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2437/02, a través del cual se readecuan, en forma transitoria, las tarifas de los servicios públicos de gas y energía eléctrica. En su parte resolutive el Decreto detallaba los cuadros tarifarios a usuario final de EDENOR, EDESUR y EDELAP y las tarifas de las Transportistas. El resultado de la aplicación de estas nuevas tarifas es un aumento del orden del 10 % en la tarifa media de los Distribuidores y del 33 % para los Transportistas. Por su parte la Defensoría del Pueblo de la Ciudad de Buenos Aires, y el Defensor del Pueblo de la Nación, junto con asociaciones de consumidores hicieron sus respectivas presentaciones judiciales en contra del decreto. Finalmente la justicia dictó las medidas cautelares solicitadas dejando sin efecto el decreto.

Finalmente y luego de varios meses de análisis y negociación las Distribuidoras Federales (EDENOR, EDESUR y EDELAP) con la CRC, en 2004 suscribieron con el Estado Nacional un Acta Acuerdo. En ella se estableció, entre otras cuestiones, un régimen tarifario de transición, que contiene la determinación de un aumento del 23 % sobre los costos propios de distribución, los costos de conexión y el servicio de rehabilitación: Asimismo se estableció que de la aplicación del incremento acordado no podrá resultar en un incremento de la tarifa media del concesionario superior al 15 %. Además se definió un Índice General de Variación de Costos sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones e índices oficiales de precios representativos de tales costos. Cuando del cálculo semestral del índice general resulte una variación igual o superior al 5 % se iniciará un procedimiento de revisión, mediante el cual evaluará la real magnitud de la variación de los costos de explotación y del plan de inversiones asociado, determinando si correspondiere, el ajuste de los ingresos del concesionario.

No obstante haberse definido en el acta acuerdo la Revisión Tarifaria Integral, las mismas aún no se han realizado.

Bajo jurisdicción Provincial. 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.

Desde 2002 a la fecha se llevaron a cabo más de 60 procesos de revisiones tarifarias en las distintas jurisdicciones provinciales, acordándose en la mayoría de ellos un ajuste del valor agregado de Distribución producto del incremento de los costos asociados al servicio. Estos procesos fueron debidamente convocados en tiempo y forma por los respectivos entes reguladores provinciales y contaron con audiencias públicas en las cuales las partes pudieron expresar libremente su posición al respecto.

Un dato a destacar es que se produjo en enero de 2011 el cierre del Primer Período de Gestión de Energía San Juan S.A. y la realización de la Licitación Pública Internacional para la venta del paquete mayoritario de las acciones de dicha empresa. Esta experiencia, es la primera registrada entre las distribuidoras eléctricas concesionadas en el país. Luego del proceso Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) de Chile, a través de su subsidiaria Agua Negra S.A., mantuvo la propiedad del paquete mayoritario de las acciones de Energía San Juan S.A por un segundo período de gestión de quince años.

Marco regulatorio anterior a la Ley 25.561

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 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).

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 BOLIVIA

1.1 Generación

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

Mediante la promulgación de la Constitución Política del Estado (CPE) del año 2009, Bolivia se constituye en un Estado Unitario Social de Derecho Plurinacional Comunitario, libre, independiente, soberano, democrático, intercultural, descentralizado y con autonomías. El artículo 20 de la CPE establece que toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos, responsabilizando al Estado en todos los niveles de gobierno, la provisión de los mismos, a través de entidades públicas, mixtas cooperativas o comunitarias. El servicio de electricidad es prestado respondiendo a criterios de universalidad, accesibilidad, continuidad y cobertura necesaria, entre otros. De la misma manera, el artículo 306 de la CPE determina que el modelo económico boliviano es plural y está orientado a mejorar la calidad de vida y el vivir bien de todos los bolivianos. Asimismo señala que la economía plural articula las diferentes formas de organización sobre los principios de complementariedad, reciprocidad, solidaridad, redistribución, igualdad, seguridad jurídica, sustentabilidad, equilibrio, justicia y transparencia.

A partir de la promulgación de la CPE se derivaron cambios institucionales de orden estructural, por tanto se requirieron de normas que viabilizaran la aplicación de la nueva CPE. En ese sentido, mediante Decreto Supremo N° 29894 Artículo 138 se estableció que todas las Superintendencias del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) se extingan, y que sus competencias y atribuciones sean asumidas por los ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa. Al respecto, mediante Decreto Supremo N° 0071 se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), en el mismo se estableció que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones, de la Superintendencia de Electricidad, serán asumidos por la AE en lo que no contravengan a lo dispuesto por la CPE. Siguiendo este lineamiento, el 10 de febrero de 2010, mediante Decreto Supremo N° 428, el Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia reglamenta la intervención administrativa en el sector de electricidad, a efecto de garantizar la provisión del servicio de electricidad cuando se ponga en riesgo la continuidad y el normal suministro de este servicio.

Por tanto, el marco legal para el ejercicio de actividades de la industria eléctrica y el abastecimiento está basado, en la CPE, el D.S. 0071, la Ley de Electricidad N° 1604 y sus reglamentos, normativa que busca incrementar la eficiencia en el sector, introducir la competencia y fomentar las inversiones.

La Ley de Electricidad N° 1604 norma las actividades de la industria eléctrica, estableciendo los principios que rigen el funcionamiento del sector, la organización institucional, la estructura de la industria, el régimen de otorgamiento de derechos para el ejercicio de la industria eléctrica, los principios para la determinación de precios y tarifas, el régimen de infracciones y sanciones y otras disposiciones sobre temas específicos. Tiene doce reglamentos que complementan la regulación establecida en la misma: Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico; Reglamento de Precios y Tarifas; Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales; Reglamento de Uso de Bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres; Reglamento de Calidad de Transmisión; Reglamento de Calidad de Distribución; Reglamento de Electrificación Rural; Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad; Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad; Reglamento de Infracciones y sanciones y Reglamento al Artículo 15 de la Ley de Electricidad.

Esta estructura permitió el desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cuya administración fue realizada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y el mercado minorista, sujeto a regulación.

En el marco de las reformas impulsadas por el Gobierno Nacional en el sector eléctrico, desde el año 2008 se han introducido reformas que retoman la participación del estado en el sector eléctrico mediante la inclusión de la empresa estatal ENDE participando en los tres sectores de la actividad de electricidad, mediante el Decreto Supremo N° 29224 que autoriza la formación de una Sociedad de Economía Mixta con ENDE. De esta manera, mediante Decreto Supremo N° 493 de fecha 1 de mayo de 2010, el Gobierno nacionaliza las acciones correspondientes a las Empresas Generadoras Corani, Valle Hermoso, Guaracachi a favor de ENDE, estableciendo un escenario donde el Estado Boliviano participa con cerca del 72% del segmento de generación constituyéndose en gran medida como responsable de la seguridad del abastecimiento de la energía eléctrica en el SIN.

De esta manera, se consolida la incorporación del Estado Boliviano en las actividades del sector eléctrico, destacándose lo siguiente: recuperación de las acciones de la Empresa Distribuidora ELFEC a favor de ENDE (mediante Decreto Supremo N° 494 de fecha 1 de mayo de 2010); ingreso de 104MW de generación termoeléctrica en Central Entre Ríos de propiedad de la Empresa ENDE ANDINA (junio de 2010); incorporación de la demanda del departamento del Beni a través de la línea de transmisión Caranavi – Trinidad (agosto de 2010).

También se han promulgado los Decretos Supremos N° 29549 de fecha 8 de marzo de 2008, y N° 29624 de julio de 2008 con el fin de “Modificar y Complementar el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico”, que cambian la estructura, funciones y organización del CNDC y le otorgan una nueva función, de participar de la Planificación Centralizada del SIN. Estos cambios tienen el objeto de recuperar el rol estratégico del Estado Boliviano en el sector eléctrico y sus entidades, según los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo aprobado por D.S. 29272.

En Septiembre de 2007, a través de la promulgación del Decreto Supremo N° 29260 la remuneración del sector de generación se vio afectada por la reducción del precio básico de la potencia en alrededor del 20%. Adicionalmente, el Decreto Supremo N° 29599 de Junio 2008 limitó la posibilidad de que el costo marginal, que determina el precio de energía, sea fijado por unidades operadas a diesel oil o con participación de diesel oil, lo cual también habría afectado negativamente la remuneración de las inversiones en el sector.

Cumpliendo los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo, mediante Decreto Supremo N° 465, se determina la continuidad de la Tarifa Dignidad, misma que consiste en un descuento del 25% a los usuarios domiciliarios con un consumo de hasta 70 kWh/mes atendidos por las Empresas Distribuidoras que operan en el SIN.

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

Del total de energía inyectada en nodos del STI durante la gestión 2010, el 65% (3,844.1 GWh) corresponden a generación térmica y el 35% (2,088.7 GWh) a generación hidroeléctrica.

La capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional a fines del año 2010 a nivel de bornes de generador, alcanzó a 1,258.1 MW; de los cuales 476.4 MW (38%) corresponden a centrales hidroeléctricas y 781.7 MW (62%) a centrales termoeléctricas. Esta capacidad térmica corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media anual, en el sitio de la central. La mayor parte de la generación térmica utiliza gas natural (GN)

como combustible. La capacidad de las centrales hidroeléctricas de embalse significan el 13.5% y las de pasada el 24.4%.

La demanda máxima de potencia en el año 2010 fue de 1,009.4 MW.

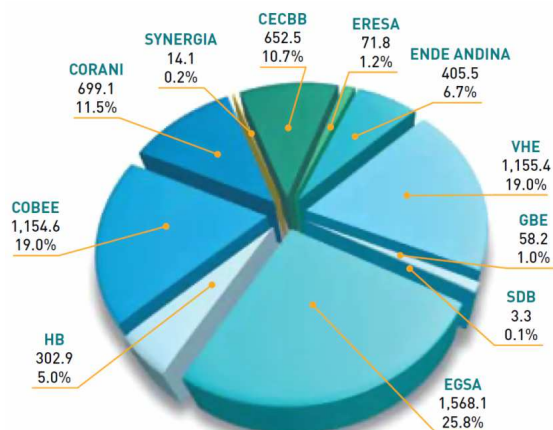
Los agentes generadores que operan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) son:

Agentes de generación Hidroeléctrica	
Empresa Eléctrica Corani S.A. (CORANI)	
Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE)	
Empresa Río Eléctrica S.A. (ERESA)	
Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA)	
Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A. (SDB)	
Hidroeléctrica Boliviana S.A. (HB)	
Agentes de generación Térmica	
Empresa Guaracachi S.A. (EGSA)	
Empresa Valle Hermoso (EVH)	
Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE)	
Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu (CECBB)	
Guabirá Energía S.A. (GBE)	
ENDE ANDINA	

La energía eléctrica y la proporción de participación de las empresas de generación en el SIN durante la gestión 2010, se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 1

Energía inyectada (GWh) y participación en el SIN



Fuente: CNDC

El crecimiento de la demanda en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, ha sido acelerada durante los últimos años, determinando la necesidad de una mayor oferta. La disminución de las inversiones ha provocado que la oferta crezca a un menor ritmo respecto del crecimiento de la demanda. La mayor demanda se debe, principalmente, a los grandes proyectos mineros, los sectores industriales y la migración.

La proyección de crecimiento de la demanda prevé que para la gestión 2011, se ampliará el mercado eléctrico a través de la interconexión de poblaciones importantes del departamento de Tarija, con un crecimiento global de casi el 10% tanto en energía como en potencia.

A finales de la gestión 2010 y parte de la gestión 2011, se registraron períodos de déficit en la oferta para abastecer adecuadamente la demanda del SIN, razón por la cual se operó en algunos períodos con niveles de reserva menores a los requeridos en las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM). Las razones principales se deben al crecimiento de la demanda, la no concretización del proyecto Ciclo Combinado y la mayor cantidad de indisponibilidades forzadas en el parque generador. Esta condición operativa representa una señal que exige al Gobierno Plurinacional de Bolivia la necesidad de resolver de manera urgente el encadenamiento de los proyectos de expansión, tanto de generación como de transmisión en el corto plazo.

En el largo plazo, se prevé que la participación del estado a través de ENDE en el sector eléctrico, así como también las condiciones determinadas en la CPE donde se declara que la electricidad es un derecho para la vida y las medidas adoptadas por el gobierno central como la planificación centralizada, la inclusión de ENDE en los tres segmentos de la actividad productiva de electricidad (generación, transmisión y distribución), tendrán por objeto garantizar el suministro de electricidad, ampliando además la frontera del SIN y cambiando la matriz energética.

1.1.3 Mercados para los generadores

En el SIN funciona un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que es administrado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) ubicado en la ciudad de Cochabamba.

Existen dos tipos de transacciones en el MEM, por contrato y las de mercado spot. Las ventas por contrato suponen precios acordados entre los agentes, mientras que las ventas en el mercado spot se realizan al precio vigente en el mercado al momento de la transacción.

El precio spot en el MEM se determina por la actuación de la oferta y la demanda, produciendo el precio de energía para cada instante. Los generadores realizan su oferta previa a diferentes costos y es el CNDC quien decide, en función a la necesidad de satisfacer la demanda, la oportunidad de ingreso al sistema de una unidad generadora, bajo el esquema de despacho seguro y de costo mínimo.

Actualmente, la demanda del SIN boliviano está representada por:

- Las empresas de Distribución CRE en Santa Cruz, ELECTROPAZ en La Paz, ELFEC en Cochabamba, ELFEO en Oruro, CESSA en Chuquisaca, SEPSA en Potosí y ENDE en Trinidad.
- Por los Consumidores No Regulados o Grandes consumidores que a fines del año 2010 fueron: la

Empresa Metalúrgica Vinto, COBOCE, Empresa Minera Inti Raymi y la Empresa Minera San Cristóbal. Esta última trabaja en el Mercado de Contratos mediante acuerdos firmados con las Empresas Valle Hermoso y COBEE respectivamente desde el 2008.

La remuneración a los generadores se realiza a través de dos conceptos:

- La remuneración por energía se realiza en base a la producción de energía inyectada al STI.
- El pago por potencia, considera la potencia firme, potencia de reserva fría y potencia de punta generada. La potencia firme remunerada se determina a partir de la diferencia entre la potencia firme y los descuentos por indisponibilidad programada y forzada de las unidades de generación.

Un Generador que opera en el Mercado Spot es remunerado por su producción de energía inyectada al Sistema Troncal de Interconexión y por su potencia, (ya sea Potencia Firme, o Reserva Fría o Potencia de Punta Generada). La remuneración de su producción (MWh) permite cubrir los costos de operación, administración y mantenimiento, es decir los costos variables en general. Con el pago por potencia, se remunera la inversión de la unidad generadora, es decir los costos fijos.

Los precios son aprobados semestralmente por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y están referidos a cada nodo del Sistema. Los precios de Nodo de Energía, Potencia y Peajes, y sus respectivos factores de indexación son utilizados para la remuneración mensual por energía y potencia a los Generadores.

En el Mercado de Contratos, los Generadores establecen compromisos de suministrar energía y potencia a los Distribuidores y/o Consumidores no Regulados de acuerdo a precios libremente pactados entre las partes.

Los generadores que cuenten con contratos, entregarán al Mercado Spot toda la energía que generen a precios del nodo en el cual estén conectados, y retirarán del Mercado Spot la energía que requieran para cubrir sus contratos a precios del nodo donde se efectúen dichos retiros.

En la normativa vigente está establecido que el Distribuidor debe contratar el abastecimiento de su demanda de los Generadores, a partir de ofertas presentadas por éstos últimos. Si el Distribuidor no recibiese ofertas, la totalidad de su requerimiento puede ser cubierto por el Mercado Spot.

Respecto a los precios de estos contratos, la normativa vigente establece una aplicación libre de los mismos. Sin embargo, al determinar las tarifas base de los Distribuidores se reconoce como precio máximo el Precio de Nodo respectivo.

Actualmente, no existen contratos entre generadores y distribuidores.

Los consumidores que tengan una potencia demandada mayor a 1 MW, pueden formar parte del grupo de Consumidores No Regulados ó Grandes Consumidores; pudiendo en este caso, efectuar sus compras directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista a precios Spot ó contratar su requerimiento de algún Agente (distribuidor o generador) que opere en el Mercado Eléctrico Mayorista.

1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

Actualmente las fuentes de energía para la generación provienen de recursos hídricos, hidrocarbúricos (gas natural y diesel) y biomasa.

Los recursos hídricos actualmente utilizados se encuentran en el sector occidental de Bolivia. Los recursos hidrocarbúricos actualmente utilizados, especialmente el Gas Natural, se encuentran en el sector central y Sur de Bolivia y mediante una red de gasoductos permiten su disponibilidad en diferentes sectores del país.

Los proyectos hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos y solares cuyo desarrollo puede cambiar la matriz energética, tiene un gran potencial en el país. El gobierno central, dentro del plan "Electricidad para vivir con dignidad", ha determinado el cambio de la matriz energética incentivando el desarrollo de tecnologías para el uso de fuentes de energía renovables.

1.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

La norma actual no contempla incentivos económicos para la generación con fuentes renovables a nivel nacional pero la empresa Hidroeléctrica Boliviana ha calificado para acceder a los Bonos de Carbono por cuatro años consecutivos, y existen empresas en camino de imitar esta iniciativa.

Actualmente, a nivel gubernamental existe un plan de electrificación rural basado en energía solar para pequeñas poblaciones dispersas donde la red de electricidad resulta más onerosa. Simultáneamente existe la intención de desarrollar una legislación que apoye el desarrollo de energía limpia en el país, como la energía eólica, solar e hidráulica (pico y micro centrales hidroeléctricas). Todo esto es acompañado por dos proyectos de gran envergadura, como ser el proyecto Geotérmico de Laguna Colorada que produciría 120 MW y el proyecto Hidroeléctrico de Cachuela Esperanza que produciría 850 MW.

1.1.6 Comercio internacional de energía

En el Artículo 9 de la Ley de Electricidad, se contemplan las exportaciones e importaciones de electricidad y las interconexiones internacionales. Actualmente a principios del 2010 se entregó el informe del estudio de prefactibilidad de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, encargado por el PNUD y coordinado por los Viceministros de Energía de la Comunidad Andina de Naciones y de Chile; se ha impulsado y promovido la integración energética internacional, para la exportación de energía eléctrica, a través de la participación activa en el proyecto CIER 15 Fase II "Interconexiones eléctricas entre México, Centro y Sud América" encargado por la CAF y en el GOPLAN (Grupo Técnico de Organismos Planificadores de los Sectores Eléctricos de los Países Miembros de la CAN).

Es necesario tomar en cuenta que el precio de la tarifa de electricidad tiene el componente de energía que está determinado por el precio del gas, subvencionado para el consumo interno. Esta subvención determina un costo en el mercado interno inferior al de exportación, el cual debe ser estudiado para las transacciones con los países vecinos.

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

El Ministerio de Planificación ha desarrollado los Lineamientos Estratégicos de la planificación del país, con el objetivo de consolidar un sector eléctrico eficiente que cuente con una infraestructura capaz de satisfacer la demanda interna, asegurando el acceso universal al servicio con equidad y aprovechando las fuentes energéticas de forma racional y sostenible.

Para lograr la integración eléctrica del país, se promoverá la participación activa de los sectores privado y público en la expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica, a fin de atender la demanda creciente y apoyar el aparato productivo nacional.

Asimismo, desde el Estado se promoverá la exportación de electricidad, para lograr situar a Bolivia como el centro energético sudamericano, en coordinación con el sector hidrocarburos.

Se plantea como estrategia desarrollar la infraestructura eléctrica de generación y transmisión, para satisfacer la demanda interna y de exportación de electricidad. Para cumplir con esta estrategia se ejecutarán tres programas. El primero plantea la expansión de la generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El segundo programa la expansión de la transmisión del SIN, que brindará mayor confiabilidad al abastecimiento de la demanda interna y construirá líneas y obras de transmisión y subestaciones de potencia para interconectar los sistemas aislados de Tarija y Trinidad. El tercer

programa, la exportación de electricidad a países vecinos, que generará recursos mediante la instalación de centrales y líneas de transmisión.

Como primer paso se conformó la Comisión Interinstitucional, creada por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con el objetivo de elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional con un horizonte de 10 años. Esta comisión fue conformada en noviembre del año 2007 con la participación del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, la AE, la Empresa Nacional de Electricidad, TRANSREDES, y el CNDC.

Bajo la coordinación del Presidente del CNDC, en el mes de diciembre de 2010, se concluyó el Plan Óptimo de Expansión del SIN (POES) para el período 2011 – 2021, en coordinación con las instituciones y Agentes del sector eléctrico. El mismo fue elaborado por el CNDC siguiendo las directrices definidas por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, y fue presentado al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a la AE y a Agentes del mercado eléctrico.

La planificación centralizada de la expansión de la generación y transmisión, permitirá optimizar las inversiones necesarias para el abastecimiento de la demanda, lo que se reflejará en el menor impacto tarifario posible para el usuario final. Los resultados del plan orientan al cambio gradual de la matriz energética para la generación de energía eléctrica, para lo cual el país está obligado a incurrir en una subvención a la inversión inicial de estos proyectos, permitiendo al Estado lograr ahorros importantes en el consumo de gas natural utilizado en el sector eléctrico, el cual podría ser exportado, generando beneficios que compensan ampliamente el costo de la inversión de proyectos en el sector eléctrico. El resultado de la expansión óptima del sistema no solamente permitirá atender la demanda en forma adecuada, sino también logrará una disminución de las tarifas de energía eléctrica en el tiempo, así como también permitirá identificar problemas potenciales de abastecimiento en el SIN.

El POES permite también optimizar los refuerzos y ampliaciones en las redes de transmisión, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda, manteniendo los niveles de calidad requeridos por las condiciones de desempeño mínimo a menor costo.

1.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación

Los proyectos candidatos a ser registrados como Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), deben solicitar en Bolivia la firma de un convenio de participación de los CER's por parte del Estado Nacional.

Hasta la fecha solamente el Proyecto Hidroeléctrico del Río Taquesi de Hidroeléctrica Boliviana y el

proyecto Ciclo Combinado de la Empresa Guaracachi, han sido registrados como proyecto MDL en el área energética.

1.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento

En el SIN tanto el costo de falla como los criterios de seguridad de abastecimiento se encuentran delineados en las normativas aprobadas por el Ministerio y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. El CNDC, aplica un valor de 1.500 USD/MWh para la energía no servida, en la elaboración del Informe de la Programación de Mediano Plazo y el Estudio de Precios de nodo.

Los criterios de seguridad de abastecimiento en el SIN, se encuentran incluidos en la Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema, que determina los márgenes de reserva, condiciones de operación en casos de emergencia y operación normal de los parámetros de operación referidos a tensión, frecuencia, sistema de excitación y otros aspectos.

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

El Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), determina que los contratos son privilegiados en situaciones de racionamiento. Todos los Agentes del Mercado que poseen contratos de abastecimiento presentan los mismos al CNDC para su conocimiento. Adicionalmente los Agentes del Mercado que se interconectan deben poseer contratos de conexión aprobados por el CNDC donde limiten propiedad, derechos y obligaciones.

Para las empresas que funcionan fuera del STI, estas poseen contratos privados donde fijan sus propias responsabilidades.

1.2 Transmisión

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2010 estaba compuesto por 1,545.2 km de líneas en 230 kV, 1,277.4 km de líneas en 115 kV y 185.3 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 3,007.9 km de líneas de transmisión en alta tensión. La capacidad de transformación de este sistema es de 1,195 MVA; la capacidad de compensación reactiva capacitiva é inductiva es de 157.5 MVar y 171.6MVar respectivamente.

Las principales empresas que transportan electricidad son: Transportadora de Electricidad S.A., ISA Bolivia S.A. y La Empresa Nacional de Electricidad, ENDE, refundada el 2008 que participa como agente transmisor en el MEM desde marzo de 2010. Existe otra empresa de Transmisión de menor magnitud, San Cristóbal TESA que efectúa el servicio a la mina San Cristóbal.

Las tensiones de transmisión normalizadas son 69, 115 y 230 kV.

1.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

La expansión del sistema de Transmisión puede ser ejecutada bajo solicitud directa del Transmisor interesado o bajo procesos de licitación pública de proyectos identificados por el Estado. Dentro del sector privado han existido ampliaciones en la parte Sur y Oriental del país por parte de la Transportadora de Electricidad TDE.

Dentro del Sistema de Transmisión del SIN, se identifican el Sistema Trocal Interconectado (STI) cuyos costos de transmisión son pagados por los generadores y consumidores del MEM. La incorporación de instalaciones a este sistema es definida por la AE basándose en una evaluación Beneficio/Costo adecuada para el Mercado.

1.2.2 Ingresos del transportista

Los precios de Transmisión en Bolivia son fijados sobre la base de los costos de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA). El costo anual de transmisión se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un STEA.

La remuneración de la Transmisión considera la aplicación de un precio de Peaje y la determinación del Ingreso Tarifario que resulta de la valorización de las pérdidas.

El ingreso tarifario se obtiene de la diferencia entre los retiros valorizados de energía y Potencia de Punta y las inyecciones valorizadas de energía y Potencia de Punta. El peaje se determina a partir de la diferencia entre el costo anual de transmisión y el Ingreso tarifario.

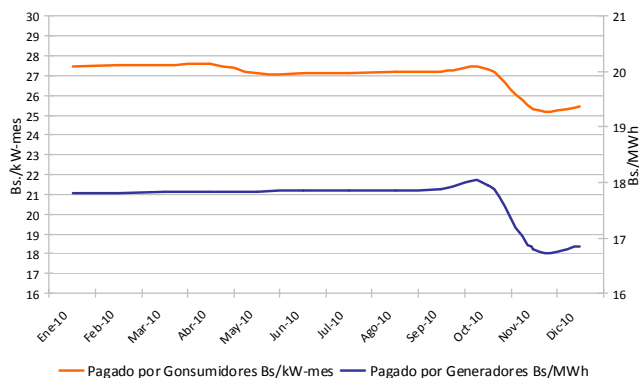
1.2.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte de los generadores y cargas

De acuerdo a la normativa vigente, se distinguen dos modalidades de uso del STI: el uso atribuible a los generadores y el uso atribuible a los consumos.

Los agentes generadores y consumidores pagan por el uso del STI mediante el peaje de transmisión. El monto del peaje correspondiente al uso atribuible a los generadores es igual al 25% del peaje total del STI en proporción a la energía que cada uno inyecta al sistema. El monto del peaje atribuible a los consumos representa el 75% del valor del peaje de transmisión, misma que se determina en proporción a la Potencia de Punta que cada uno demanda en el año.

Los peajes pagados durante la gestión 2010 son mostrados en el siguiente gráfico.

Gráfico 1 Peajes Gestión 2010



Fuente: CNDC

Para determinar el valor de los servicios de transmisión para las transacciones económicas mensuales, la AE aprueba mediante resolución, los peajes, formulas de indexación y otros. El peaje es determinado mediante la simulación de la operación del sistema por un periodo de cuatro años que es revisado semestralmente. El peaje aprobado semestralmente por la AE es aplicado a las transacciones mensuales, previa la actualización con el Índice de Precios al Consumidor, el tipo de cambio del dólar y la tasa arancelaria. Al final de cada periodo de 12 meses (noviembre – octubre), se efectúa la reliquidación por potencia de punta de las transacciones económicas mensuales.

1.3 Distribución

La actividad de Distribución está definida en la Ley de Electricidad como la actividad de suministro de electricidad a Consumidores Regulados y/o No Regulados. Para efectos de la Ley de Electricidad, la actividad de Distribución se constituye en un servicio público, que es brindado mediante instalaciones de Distribución primarias y secundarias.

Los costos de compra de energía del distribuidor se trasladan de forma automática al consumidor a través de fórmulas de indexación que se calculan mensualmente. La fórmula contempla el traspaso de los precios de nodo aprobados por el regulador de manera semestral.

Con el propósito de estabilizar las tarifas del usuario final, las diferencias entre las compras que el distribuidor hace a precios spot y las recaudaciones obtenidas a precios de nodo de aplicación (que puede ser positiva o negativa), se acumulan en el fondo de estabilización. La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, aprueba los precios máximos de suministro de electricidad para los consumidores regulados de cada empresa de Distribución, los cuales tienen una vigencia por periodos de cuatro años.

Estos precios deben cubrir los costos de suministro, los cuales comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados mediante Resoluciones por la AE. Asimismo, los precios también deben reconocer una utilidad sobre el patrimonio afecto a la concesión que las distribuidoras deben percibir durante el periodo tarifario y cuya tasa de retorno es también definida por la AE.

1.3.1 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar

El activo fijo neto que se remunera corresponde a aquel que se encuentra en operación, incluyendo intereses durante la construcción, y el activo intangible destinado al ejercicio de la Concesión, menos el valor de los bienes retirados, menos el monto acumulado de las depreciaciones de los activos tangibles y menos el monto acumulado de las amortizaciones del activo intangible. La metodología de fijación de precios máximos de distribución no considera revalorizaciones del valor de activos, pues se toman los valores contables.

Las tasas de depreciación y el Sistema Uniforme de Cuentas son aprobadas mediante Resolución por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad; las empresas distribuidoras del SIN y las de los sistemas aislados tienen la obligación de aplicar estas disposiciones.

Los activos provenientes de donaciones o que han sido proporcionados en operación y administración a la distribuidora por parte de Prefecturas o Gobiernos Municipales no son considerados como parte del patrimonio afecto a la concesión y por tanto no son reconocidos en la tarifa.

La actualización de activos fijos y depreciación acumulada las empresas las realizan de acuerdo a normas de contabilidad generalmente aceptadas.

1.3.2 Tasa de retorno de los activos

La tasa de retorno aprobada el año 2007 es de 10.1%. La tasa de retorno aprobada por el ente regulador es utilizada para el cálculo de las utilidades que son incorporadas dentro de los costos de distribución, una vez definidas las tarifas base se aplican el impuesto a las transacciones y el impuesto al valor agregado. Asimismo, cabe señalar, que en Bolivia el Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE) es un pago a cuenta del Impuesto a las Transacciones (IT). Las tarifas incorporan el IT dentro de ellas además de reconocer la tasa de retorno, por tanto en la medida que el IUE no exceda al IT (que

está incorporado) la tasa de retorno es una tasa después de impuestos.

La tasa de retorno para determinar de la utilidad es calculada sobre el patrimonio afecto a la concesión, que es determinado como el valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo asociado al activo fijo. Todos los costos de suministros considerados para el cálculo de las tarifas base son aprobados mediante resolución en moneda nacional.

1.3.3 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Los costos remunerados a través de la tarifa son costos eficientes de consumidores, operación, mantenimiento, administración y generales.

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

La normativa vigente contempla la aprobación por parte de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de un conjunto de indicadores de eficiencia que disminuyen mensualmente los costos en la indexación mensual de las tarifas de distribución, con la finalidad de que los distribuidores logren al menos esos niveles de eficiencia y los trasladen directamente al consumidor final.

1.3.5 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor

Los precios máximos de distribución aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad contienen las tarifas base y las fórmulas de indexación.

Las fórmulas de indexación son aplicadas en forma mensual, y están compuestas por dos componentes, uno que refleja el ajuste por variaciones en los costos de la empresa, establecido en función de las variaciones del índice de precios al consumidor (IPC) y del tipo de cambio del dólar de los Estados Unidos de Norte América, menos los índices de incremento de eficiencia mencionados en el punto anterior. El segundo componente transfiere las variaciones en los precios de compra de electricidad o cuando corresponde en sistemas aislados integrados verticalmente transfiere el costo del combustible que en Bolivia es subvencionado por el Gobierno.

1.3.6 Ingresos por actividades no reguladas

Estos ingresos en Bolivia no son considerados para efectos del cálculo de la tarifa de distribución.



1.3.7 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones

El Reglamento de Precios y Tarifas establece el procedimiento para la aprobación de precios máximos de distribución. Asimismo, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad cuenta con las siguientes metodologías:

Metodología para la determinación de los precios máximos de distribución.

Metodología de Cálculo de Precios de Generación en Sistemas Aislados.

Metodología para la determinación de la Tasa de Retorno.

Metodología para la determinación de la Tasa Máxima de Interés y otros costos asociados.

1.3.8 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento

La Ley de Electricidad establece en su Artículo 60 que la falta de pago de dos facturas mensuales, dará derecho al Distribuidor a proceder al corte del suministro, constituyéndose en obligaciones líquidas y exigibles.

3 BRASIL

1.1 Generación

1.1.1 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. El organismo regulador es la ANEEL.

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 un 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).

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

En el año 2010 el sistema de generación de Brasil tenía una potencia instalada y en operación de 112.398 MW y una generación anual de 488.095 GWh.

De la potencia instalada y en operación 77.022 MW (68.5%) corresponde a grandes centrales hidroeléctricas, 20.013 MW (17.8%) a termoeléctricas que queman combustibles fósiles, 7.827 MW (7%) a termoeléctricas que queman biomasa (principalmente bagazo de caña), 986 MW (0.9%) a termoeléctricas que queman otros tipos de combustibles, 3.614 MW (3.2%) a hidráulicas pequeñas (1 MW a 30 MW) y minihidráulicas (menores a 1 MW), 2007 MW (1.8%) a dos centrales nucleares y 926 MW (0.8%) a usinas eólicas.

El Sistema Interligado Nacional-SIN, es un sistema de base hidrotérmica de gran porte, con fuerte predominancia de centrales hidroeléctricas y con múltiples propietarios. 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 el período húmedo, y conservarla para el período seco.

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 gran parte de la energía generable en cualquiera de los subsistemas hacia la demanda.

Existen también sistemas no interconectados al SIN localizados principalmente en la Amazonia, cuya demanda de energía es alrededor del 3% del total del país. Hasta dos años, con la interconexión de la ciudad de Manaus, capital del estado de Amazonas, y del estado de Amapá, los sistemas no interconectados serán muy pequeños y esparcidos en la región amazónica.

1.1.3 Mercados para los generadores

La reforma del modelo institucional del sector eléctrico de Brasil ocurrida en 2004 determinó la creación de dos 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.

Aún hay 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 y consumidas. El PLD se obtiene a partir de la aplicación por el ONS (organismo operador del sistema) 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 de carga y para cada submercado, siendo igual al costo marginal, limitado por un tope mínimo y uno máximo (para 2011: 12.08 R\$/MWh y 689.18 R\$/MWh, respectivamente, equivalentes aproximadamente a 7.74 US\$/MWh y 441,78 US\$/MWh (al tipo de cambio del 6/6/2011). 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 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 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 Energía - 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.

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 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 en la proporción de sus necesidades declaradas.

Subastas 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; y
- 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, Com prazo de suprimento de até dois anos.

Además, fueram realizados subastas para la compra de energía proveniente de fuentes alternativas e subastas de energía de reserva.

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 ou comercializadores de energía.

Hasta 1º de agosto de cada año (Año A), todos los distribuidores, vendedores, autoprodutores y los consumidores libres informan al Poder Concedente (Ministerio de Minas y Energía) la prevision de sus mercados o cargas para los cinco años subsecuentes.

El poder concedente determina la suma de las demandas de los distribuidores y realiza una subasta A-5, en el ambiente de contratación regulada (ACR). Las necesidades de los demás agentes son suplidas en el ambiente de contratación libre (ACL).

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, correspondiente a la reposición de contratos que se vayan extinguiendo ou à redução de montantes previstas em contratos de leilões A-1 anteriores. 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 límite de 1% da carga total contratada.

La duración de los contratos firmados con centrales nuevas (subastas A-5 y A-3) es como mínimo de 15 años y como máximo 30 años, contados a partir del inicio del suministro. Para los contratos con centrales existentes (subastas A-1) la duración es como mínimo 5 años y como máximo 15 años para las subastas hasta 2009 y como mínimo de 3 años y como máximo 15 años en 2010 adelante. Para los suministros con fuentes alternativas la duración es entre 10 y 30 años. Las subastas de ajuste prevén el inicio de la entrega en un plazo máximo de cuatro meses luego de la subasta con plazo de suministro de hasta dos 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, Jirau e Belo Monte están en este caso. 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 y concediéndose un contrato por 30 años. 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 2012, y concediéndose un contrato por 30 años. La subasta de Belo Monte fue realizada en 20 de abril de 2010 con un precio final de 77,97 R\$/MWh, siendo el inicio de su operación en 2015, y concediéndose un contrato por 30 años.

Subasta de Reserva

El Subasta de Energía 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 pela Câmara de Comercialización de Energía Eléctrica para ese fin.

El 1º Subasta de Energía de Reserva fue realizado el 14 de agosto de 2008 para la venta con productos con inicio de suministro en 2009 y en 2010, por medio de contratos por 15 años, destinado a los emprendimientos térmicos a biomasa que no hubiesen entrado en operación comercial. Se comercializaron 530 MW medios procedentes de 31 centrales térmicas a biomasa.

El 2º subasta de Energía de Reserva fue realizado el 14 de diciembre de 2009 para la venta con productos con inicio de suministro en 1º de julio de 2012, por medio de contratos con duración de 20 años, destinado a los emprendimientos eólicos, con precio de venta medio de 148,39 R\$/MWh. Se comercializaron 753 MW medios procedentes de 71 emprendimientos eólicos con potencia instalada total de 1805,7 MW y garantía física de 783,1 MW.

El 3º subasta de Energía de Reserva fue realizado el 25 e 26 de agosto de 2010 para la venta de tres productos de los emprendimientos térmicos a biomasa con inicio de suministro en 2011, 2012 y 2013, por medio de contratos con duración de 15 años, uno producto de hidráulicas pequeñas con inicio de suministro en 2013, por medio de contratos con duración de 30 años, y uno producto de emprendimientos eólicos con inicio de suministro en 2013, por medio de contratos con duración de 20 años. Los emprendimientos que vencerán la subasta alcanzan la potencia de 1206.6 MW.

Contratación en Modalidad Energía y en Modalidad Disponibilidad

El marco regulatorio permite que las centrales contraten en esas dos modalidades. En la Modalidad Cantidad de Energía el generador asume el riesgo de generar la energía en la cantidad contratada. En la Modalidad Disponibilidad el generador pone a disposición 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 igual o 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.

- **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 Servicio 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.

1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

Brasil posee un potencial abundantísimo de generación hidroeléctrica aún no explotado, que según el Plan Nacional de Energía (PNE-2030) está en torno de 126 GW y 740000 GWh al año, localizado en un 70% en la Amazonia.

El potencial eólico se ha estimado en 144 GW y 272000 GWh al año, la mitad del cual se encuentra en la región Nordeste. La generación excedente para el mercado que puede proporcionar el bagazo de caña

se estima en 44000 GWh, la mayor parte en la región Sudeste. En cuanto a la energía solar, según datos del PNE-2030, Brasil presenta medidas de radiación solar entre 14 MJ/m² día en las regiones Sur y Sudeste y 22 MJ/m² en la región Nordeste.

En cuanto a las fuentes no renovables, 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. La construcción del gasoducto y la realización de los contratos de aprovisionamiento fueran realizadas con participación de la empresa estatal de hidrocarburos, Petrobras. Petrobras, controladora de la sociedad propietaria del gasoducto Bolivia-Sao Paulo.

1.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

El mayor programa de incentivo a las fuentes alternativas de energía eléctrica es el PROINFA – Programa de Incentivos a las Fuentes Alternativas, instituido por la Ley nº 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 actúan también en la comercialización de electricidad). El programa tiene por objeto incentivar el uso de fuentes renovables no convencionales (eólica, biomasa y Pequeñas Centrales Hidráulicas - PCH) 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 MW 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 CO₂ 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 1º subasta 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 R\$ 139.12 /MWh. Estas subastas fueron reglamentadas por el Decreto 6048 de febrero de 2007.

El 2º subasta de Fuentes Alternativas fue realizado el 26 de agosto de 2010 con inicio de suministro en 2013, contratos de 48.1 MW medios de hidráulicas

pequeñas con duración de 30 años y precio medio de 146.98 R\$/MWh, contratos de 643.9 MW medios de emprendimientos eólicos con duración de 20 años y precio medio de 134.10 R\$/MWh, y contratos de 22.3 MW medios de emprendimientos térmicos a biomasa con duración de 20 años y precio medio de 137.92 R\$/MWh.

Subasta para los sistemas no interconectados al SIN

Para atender la Ley n° 12111, de 9 de diciembre de 2009, fue realizado el 9 de abril de 2010 el 1° subasta para los sistemas no interconectados al SIN. Fueron contratados 3 productos, en el total de 8.17 MW medios, de emprendimientos térmicos a biomasa de residuo de madera con precios de R\$ 149,00/MWh, R\$ 148,50/MWh y R\$ 149,00/MWh.

1.1.6 Comercio internacional de energía

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. Además 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.

Se han realizado contratos de importación de energía desde Argentina y de importación desde 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 la Argentina, que ya no se encuentran operativos, 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.

1.1.7 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.

1.1.8 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.

1.1.9 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 1.142,80 R\$/MWh para reducción de carga entre 0% y 5%.

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.

1.2 Trasmisión

Las concesionarias de transporte son responsables por el mantenimiento y disponibilización de sus instalaciones, las que son operadas por el ONS. El acceso a la red por cualquier agente es libre, mediante resarcimiento del costo de transporte, cumpliendo los procedimientos operativos y de contratación.

El sistema de transmisión de Brasil cuenta hoy con más de 99.000 km de líneas de tensión mayor o igual a 230 kV y capacidad de transformación superior a

222.000 MVA, según datos del Plano Decenal de Energía Eléctrica 2020, desarrollado por la EPE. El mismo estudio apunta que la estimativa es que hasta 2020 estaba en operación más de 142.000 km de líneas de tensión de red troncal e más de 290.000 MVA de capacidad de transformación. 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.

1.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

La planificación de la expansión del sistema de transmisión es realizada de forma centralizada y determinativa por la EPE. Los principales estudios están contenidos en:

- El Plan Decenal de Energía – PDE, que estudia con horizonte de 10 años los sistemas de generación y transmisión.
- El Programa de Expansión de la Transmisión (*Programa de Expansão da Transmissão – PET*) que es un estudio de medio plazo con un horizonte de 5 años.

Las instalaciones de transmisión se clasifican en:

- Red Básica (red troncal): instalaciones con tensión mayor o igual a 230 kV
- Frontera: instalaciones de transformación con primario mayor o igual a 230 kV que alimentan la red de distribución en tensión inferior a 230 kV
- Restantes instalaciones de transmisión (*Demais Instalações de Transmissão - DIT*), en cualquier nivel de tensión, de uso exclusivo o compartido de generadores o de uso exclusivo de un consumidor libre.

Las nuevas obras para la expansión de la Red Básica son licitadas por medio de una subasta de transmisión, mientras que los refuerzos en las concesiones existentes son autorizados por la ANEEL.

1.2.2 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 o IPCA.

El ingreso anual permitido (*Receita Anual Permitida – RAP*) es el pago recibido por las concesionarias por la

disponibilización de sus instalaciones para el servicio público de transmisión.

• Ingresos por remuneración de los activos

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

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

Instalaciones Existentes de la Red Troncal

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. Para la mayoría de las empresas el ingreso asociado a esas instalaciones fue definido en 1999 y está sujeto al presente apenas a reajustes de acuerdo al índice IGP-M, hasta el año 2015, cuando terminan los contratos de concesión asociados a esas instalaciones.

Nuevas instalaciones de transmisión de la Red Troncal autorizadas por resolución específica

Para las instalaciones de transmisión autorizadas por resolución específica de ANEEL se tiene un ingreso anual que remunera la inversión realizada en la implantación de nuevas instalaciones, sustitución o alteraciones en las instalaciones existentes de la red troncal, 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, y sujeta a revisión cada cuatro años.

Instalaciones de transmisión de la Red Troncal licitadas en la modalidad de subasta (leilão)

Se trata en este caso de instalaciones nuevas cuya construcción, operación y mantenimiento se concede mediante una 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 troncal 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. Tanto para las empresas existentes quanto para las empresas entrantes a partir de licitaciones se toma el valor 63,55%.

La tasa de retorno real en moneda nacional después de impuestos determinada por el WACC es de 7,24% para las empresas existentes en 1999, adoptada en el segundo ciclo de revisión tarifaria (2009-2013). Para las obras licitadas a partir de 2000, la tasa de retorno regulada está sujeta a actualización cada cinco años (al quinto, décimo y decimoquinto año) y para 2011 es de 5.59% en términos reales y después de impuestos.

- **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 segunda revisión periódica de costos fue aprobada por la Resolução Normativa nº 386, del 15 de dezembro de 2009, donde se determinan los costos operacionales a partir de métodos de benchmarking.

1.2.3 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. Esas tarifas buscan asegurar la recaudación de los costos del sistema de transmisión y dar señales locacionales que exijan mayores cargos a quienes emplean más el sistema.

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

- La $TUST_{RB}$, correspondiente a las instalaciones integrantes de la Red Troncal con tensión igual o superior a 230 kV, y que es calculada mediante la Metodología Nodal.
- La $TUST_{FR}$, 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 por el uso de la red de transmisión a la generación y a la demanda en cada nodo, que dependen de la intensidad de uso 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:

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

Donde

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

β_{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

F_{pond_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 β_{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.

En junio de 2007 fue aprobada la Resolución Normativa nº 267, alterando el cálculo de la TUST para los nuevos emprendimientos que participen de las subastas de generación. Para las subastas de energía nueva, la ANEEL publica un conjunto de TUST aplicables a los nuevos emprendimientos cuya conexión se haga directamente a la red básica y que no estén en operación comercial.

En abril de 2010 fue aprobada la Resolución Normativa nº 399, que alteró la señalización económica para las TUST fuera del horario de punta para el segmento consumo, o sea, las cargas pagan ahora por la contratación en pico del sistema e fuera del pico del sistema.

1.3 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.

1.3.1 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 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. Si por el contrario existe un déficit en la contratación de la distribuidora, esta debe comprar energía en el mercado de corto plazo y está también sujeta a penalidades.

1.3.2 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 de los precios de los últimos dos a cuatro años por tipo de equipamiento, en base a las compras efectivamente realizadas por la concesionaria.

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, en media, cada cuatro años. El primer ciclo de revisión ocurrió entre 2003 y 2006 y en la actualidad está teniendo lugar el segundo (2007-2010).

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).

No se incluyen en la base de remuneración los activos recibidos en donación o pagados por el consumidor.

1.3.3 Tasa de retorno de los activos

La metodología para el cálculo de la tasa de retorno está contenida en la Resolución 234/2006 y los resultados fueron aprobados por la Resolución 246/2006.

La estructura óptima de capital a emplear en el WACC se basa en los datos empíricos de empresas de distribución eléctrica de Brasil, Argentina, Chile, 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 términos reales es de 9.95% después de impuestos.

1.3.4 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). Se busca remunerar a las empresas por un costo medio que permita a la empresa mantener los niveles de calidad de servicio exigidos y la capacidad inalterada de los activos durante toda su vida útil. Las empresas tienen

incentivos a reducir sus costos para aumentar sus beneficios.

1.3.5 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).

1.3.6 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.

1.3.7 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones

La Revisión Tarifaria ocurre, en media, 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.

1.3.8 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. Para los consumidores comunes la distribuidora debe informar sobre la suspensión de servicio por falta de pago, por escrito, con por lo menos 15 días de anticipación. Después del pago del consumidor, la distribuidora tiene 48 horas para reponer el servicio.

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) reconocido a las empresas toma valores de 0,2%, 0,6% o 0,9% de la facturación.

1.3.9 Regulamentação técnica

A maior parte da regulamentação técnica dos sistemas de distribuição está reunida em documento intitulado Procedimentos de distribuição – PRODIST.

Nesse contexto, os Módulos que compõem o PRODIST são documentos regulatórios que padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O Documento disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição de propriedade das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT).

O PRODIST disciplina formas, condições e responsabilidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação, medição, perdas técnicas e qualidade da energia, definindo procedimentos, sistematizando a troca de informações entre as partes e, para alguns casos, estabelecendo critérios e indicadores.

O PRODIST é composto pelos seguintes módulos:

- Módulo 1 - Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.

4 CHILE

1.1 Generación

1.1.1 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 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. Estos ingresos por capacidad para los generadores también incentivan la inversión en generación.

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

Chile es un país con limitada capacidad de recursos energéticos que depende principalmente de la hidrología y 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, aunque los volúmenes transados en los últimos años prácticamente han sido nulos, y actualmente ya están operativos dos terminales de regasificación de GNL. La principal fuente primaria para la generación eléctrica es la hidroelectricidad.

En el año 2010 la generación total bruta fue de 58.745 GWh, de los cuales el 36,4% procede de generación hidráulica, 0,6% eólica y el 63% es térmica. La potencia instalada total fue de 15.985 MW.

El sector eléctrico de Chile está formado básicamente por dos sistemas interconectados, que son el Sistema Interconectado Central (SIC), con el 76% de la capacidad instalada y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el 23% de la capacidad.

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro al 92% de la población del país. El SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados que constituye el 70% del consumo total. El SIC tiene una capacidad

instalada de 12.147 MW pertenecientes en su mayor parte a tres empresas generadoras (Endesa, 28% y Colbún, 19%, ambas con importante generación hidráulica y AES Gener, 10% y mayoritariamente térmica. El SING cuenta con una capacidad instalada de 3.699 MW a diciembre de 2010 y el 89% 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 un 6,3% de la generación bruta del SING y solamente el 1,6% 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 veintinueve años. No hay participación empresarial del Estado en el sector.

1.1.3 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 cada 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 mediante contratos. En el caso de los clientes



sujetos a fijación de precios, dichos contratos deben ser licitados públicamente.

- **Mercado de contratos 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 a precios de nudo de corto plazo o de los que entraron 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 entre generadores y distribuidores que hayan sido suscritos con anterioridad a la promulgación de la Ley Corta II, ya referida, están regulados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y deben ser iguales a los denominados precios de nudo (hoy precios de nudo de corto plazo), 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.

Para el cálculo de los precios de nudo de corto plazo 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 nudo que representa el centro de carga del sistema. Los precios de nudo de la energía en los demás nudos 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 nudos del sistema, a partir de dicho precio básico.

En el caso de que los precios monómicos resultantes de los precios de nudo de energía y potencia tuviesen un desvío de más de un 5% respecto del precio medio de mercado (precios monómicos de los contratos realizados por los clientes libres con generadores en el mercado mayorista y precios de los contratos suscritos con posterioridad a la vigencia de la Ley Corta II), 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 entraron en vigencia a partir del 1° de enero de 2010, suscritos bajo el régimen establecido en la Ley Corta II, los precios de la energía 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, denominados precios de nudo de largo plazo, 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 vigente al momento de licitación, incrementado en un 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 y es el fijado por el decreto de precio de nudo vigente al momento del llamado a licitación. Los precios de energía y potencia resultantes de las licitaciones públicas se denominan “precios de nudo de largo plazo”.

Con todo, en caso que el precio promedio de compra de energía de una distribuidora sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas ellas, el precio promedio de tal concesionaria debe ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que debe ser absorbido en los precios promedio del resto de las distribuidoras del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados

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

Los consumidores con potencia conectada superior a 2000 kW (“clientes libres”) deben contratar su suministro directamente con generadores o con distribuidores. Los contratos de los distribuidores con generadores destinados a abastecimiento de clientes libres no están regulados y deben ser independientes de los contratos destinados al suministro de clientes regulados. 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.

Los clientes libres no pueden comprar en el mercado spot de energía ni en el mercado de transferencias de potencia, los que están reservados a los generadores, por lo que para abastecerse tienen necesariamente que contratar con generadores o distribuidores. Los distribuidores no están obligados a suministrar energía 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 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.

1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

La mayor parte de los combustibles empleados en generación de energía eléctrica son de origen importado (gas natural, carbón y derivados del petróleo) y, hasta el año 2004, no había habido problemas de abastecimiento de estos combustibles. Sin embargo, a partir del año 2004, se establecieron restricciones para la exportación de gas natural en la República Argentina, las que se han ido incrementando paulatinamente 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 Mm³/día fue construido por ENAP (la empresa estatal de hidrocarburos) en la localidad de Quinteros, en asociación con varias empresas privadas, incluyendo generadores de electricidad.

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.

1.1.5 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, dicha modificación no significó un incentivo real para estos medios de generación.

Como consecuencia, en abril de 2008 se aprobó la ley N° 20.257 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 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015, hasta alcanzar el año 2024 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 rige a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplica 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.

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 30 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.

1.1.6 Comercio internacional de energía eléctrica

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 2010, solamente el 1,6% de la energía generada bruta disponible en el país.

1.1.7 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. No existe una planificación vinculante para los generadores ni otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento.

1.1.8 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, aunque recientemente se ha

incrementado de manera significativa la oposición a nuevas centrales térmicas.

1.1.9 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 noviembre de 2010 son los siguientes, según la profundidad de la falla:

Profundidad de la falla	Costo en US\$/MWh
0 – 5%	490,12
5 – 10%	510,56
10 – 20%	541,20
mayor a 20%	583,33

En base a estos valores se determina un valor único representativo denominado costo de racionamiento que es de 496,77 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.

1.1.10 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.

1.2 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.

1.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión.

Cada cuatro años un Comité conformado representantes del Ministerio de Energía, la Comisión

Nacional de Energía, las empresas generadoras, de transmisión troncal, las distribuidoras y los clientes no sujetos a fijación de precios 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 periodos 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.

1.2.2 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 Energía, conforme al un estudio realizado por un consultor independiente, el consultor determina el AVI, la vida útil y los COMA, la fórmula del 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 Energía y tienen una vigencia de cuatro años.

1.2.3 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". 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.

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 disponibilidad de centrales, bajo condiciones de demanda máxima. 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.

1.3 Distribución

El VAD (Valor Agregado de Distribución) es la remuneración por la actividad de distribución. Se determina un VAD para cada una de las áreas típicas de distribución que determine la CNE, y las

concesiones se clasifican empleando dichas áreas a los efectos de los cálculos tarifarios y de remuneración del distribuidor.

1.3.1 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.

A contar de enero de 2010, en el traspaso de precios de los contratos de suministro a los clientes finales, pueden existir diferencias entre empresas distribuidoras, pero 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.

1.3.2 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 la empresa de referencia escogida por la CNE para representar a las demás concesionarias de cada área típica.

Las características del cálculo de la red óptima para la determinación del VAD se definen en las bases de los estudios que establece la CNE y que están publicadas en el sitio web de la CNE.

La red se dimensiona adaptada para la demanda del año base (año calendario anterior al de la fijación tarifaria), pero se deben considerar las holguras que resultan de considerar la inversión que resulta óptima para el año base, considerando un período de evaluación de 15 años.

1.3.3 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.

1.3.4 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 que presta servicios en la zona de concesión de la empresa real de referencia que representa a cada una de las zonas típicas definidas.

1.3.5 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia derivada del 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.

1.3.6 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor

Las revisiones tarifarias tienen lugar cada cuatro años. Entre revisiones tarifarias el VAD de cada área típica es indexado mensualmente según un índice de la tasa de cambio del dólar y aranceles aplicables a los equipos importados, índices de precios locales al consumidor, índice de precios al por mayor de productos nacionales, e índice de precios del cobre.

1.3.7 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) tienen precios regulados.

1.3.8 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones

El regulador y las empresas de distribución contratan independientemente estudios para la determinación del VAD. Los coeficientes de ponderación son: dos tercios para los valores que resulten del estudio encargado por la CNE 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.

1.3.9 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

vencida la primera factura impaga, 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.

5 COLOMBIA

1.1 Generación

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

En Colombia existe un Mercado de Energía Mayorista - MEM en donde generadores y comercializadores públicos, privados y mixtos, venden y compran energía en grandes bloques dentro de un marco regulatorio establecido por la CREG.

Dentro de este modelo existe un mercado de corto plazo (Bolsa de Energía o spot) donde los generadores mediante subastas diarias ofertan precios y declaran 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 de la empresa XM, Compañía de Expertos en Mercados, filial de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P - ISA -, cuya actividad de operación del Sistema Interconectado Nacional es ejecutada por el Centro Nacional de Despacho (CND), mientras que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) se encarga de realizar las liquidaciones de todas las transacciones del mercado y de administrar el registro de los contratos de energía a largo plazo y de las fronteras comerciales, así como también de la administración de las Transacciones Internacionales de Electricidad –TIE– con Ecuador.

Adicionalmente, se ha establecido un esquema de expansión del parque generador denominado Cargo por Confiabilidad, que se basa en remunerar la Energía Firme que los generadores pueden entregar al sistema bajo condiciones de hidrología crítica, asegurando así 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 y la Bolsa de Energía. El mecanismo de asignación de las obligaciones asociadas al Cargo por Confiabilidad, se basa en un esquema de mercado mediante la realización de una subasta, cuando se requieren recursos adicionales de generación, o mediante un mecanismo administrado de forma central donde se remuneran también los recursos existentes.

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

En el Mercado Eléctrico Colombiano los precios *spot* se determinan a partir de las ofertas y la disponibilidad declarada por los generadores, donde se presenta una alta volatilidad, dada la importante componente hidráulica del sistema. Este esquema de mercado permite el establecimiento de un sistema de cobertura financiera a través del mercado de los contratos bilaterales de compra venta de energía de largo plazo.

El sistema de generación colombiano tiene una capacidad instalada de 13.289 MW¹. En el año 2010, el 64.1% de la capacidad de generación fue de origen hidráulico y el resto principalmente de centrales térmicas a gas natural (18.6% de la capacidad instalada) y carbón (7.4% de la capacidad instalada). La disponibilidad de generación hidráulica, se vio disminuida con respecto a años anteriores debido a la ocurrencia del Fenómeno de El Niño (calentamiento de las aguas del Océano Pacífico) que generó una disminución de las lluvias en el territorio colombiano.

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. En el marco de la Decisión CAN 536, el 1 de marzo de 2003, se inauguró la interconexión eléctrica Colombia-Ecuador, constituida por una línea de 230 kV a doble circuito y con una capacidad de 250 MW para los intercambios. Al 1 de noviembre de 2008, se incorporó una nueva línea de interconexión a 230 kV con lo cual la capacidad de transferencia aumenta a 500 MW. Se espera que para finales de 2011, la CREG expida el marco normativo para la aplicación plena de la Decisión CAN 757, con el fin de ajustar el esquema de transacciones entre Colombia y Ecuador al nuevo régimen transitorio. Actualmente el país se encuentra en un proceso de armonización regulatoria con Panamá, con el objetivo de viabilizar intercambios de energía con dicho país y con el Mercado Eléctrico Regional –MER-.

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

¹ Informe Operacional de XM - 2010

participación de mercado de la mayor empresa privada de generación es de alrededor del 23%. Las empresas integradas verticalmente representan aproximadamente el 40% en generación y 60% en distribución de energía.

1.1.3 Mercados existentes

• 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 declara diariamente a la bolsa la disponibilidad horaria de sus recursos y una oferta de precio. La operación de los embalses responde a esas ofertas y no depende de una optimización centralizada, ni empleo del valor del agua. La única definición centralizada sobre el uso del agua se da cuando las centrales hidráulicas generan para cubrir restricciones del sistema.

El 1 de agosto de 2009 entró en vigencia la Resolución CREG 051 de 2009, mediante la cual se establece una metodología para la remuneración de los Costos de Arranque-Parada de las unidades térmicas en la subasta diaria del mercado. Los agentes generadores térmicos presentan sus ofertas de precios de forma desagregada, teniendo en cuenta la oferta de precios a la Bolsa de Energía (costos variables) y los Precios de Arranque-Parada. Los Precios de Arranque y Parada se ofertan trimestralmente, como un valor fijo en dólares americanos y se puede diferenciar por configuración y tipo de combustible. El despacho ideal se optimiza sobre las 24 horas del día, e incorpora los Precios a la Bolsa y los de Arranque-Parada.

El Precio Marginal o de Bolsa del sistema corresponde a la suma del Máximo Precio Ofertado (MPO), correspondiente al precio de la oferta del último recurso despachado para atender la demanda de energía del sistema en cada hora sin considerar el Precio de Arranque y Parada, al cual se adiciona una componente que ajusta el Precio Marginal con un valor adicional (ΔI) para remunerar la totalidad de los ingresos requeridos por cada planta térmica despachada en el ideal, incluyendo el Precio de Arranque y Parada, con lo cual el cálculo de los precios de bolsa tiene en cuenta sólo las ofertas de precios y para efectos de liquidación se incorporará al precio de bolsa un delta (ΔI).

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

regulación secundaria de frecuencia (AGC) y el aporte al Fondo de Aportes a las Zonas no Interconectadas – FAZNI.

El nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad definió un Precio de Escasez, el cual es establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y es actualizado mensualmente con base en la variación del índice: Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% sulfur fuel oil. Este precio tiene una doble función: por una parte indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme (OEF - descritas más adelante) son exigidas a los generadores que se les asignaron, y por otra, es el precio al que es remunerada la energía entregada por dichos generadores en cumplimiento de tales Obligaciones cuando son requeridas. El precio de escasez para el año 2010, osciló entre 298 \$/kWh y 358 \$/kWh (equivalente a 166 USD/MWh y 199 USD/MWh aproximadamente). Para los casos en los cuales se presenta un racionamiento y el Precio de Bolsa es inferior al segundo escalón del Costo de Racionamiento, el precio de bolsa es igual a dicho escalón.

Actualmente y luego de haber superado la presencia de un fenómeno climático severo como lo fue el Niño en el periodo 2009-2010, se plantean para el sector eléctrico una serie de modificaciones y reformas que se resumen a continuación:

- Se restringen las condiciones de contratación de las plantas térmicas existentes a gas natural, frente al respaldo de sus obligaciones del cargo por confiabilidad, a tal punto que se plantean alternativas para el sector termoeléctrico como la utilización, a riesgo del sector, de Gas Natural Licuado – GNL.
- Se incrementan las exigencias para la utilización de combustibles líquidos para las plantas existentes, solicitando documentos de soporte logístico de los combustibles y la incorporación de cláusulas que garanticen el suministro o su compensación.
- Para los nuevos recursos de generación, se restringe la participación de plantas y/o unidades con costos variables superiores al precio de escasez.
- Decreto de política de abastecimiento de gas, el cual excluye a las plantas térmicas de la demanda esencial y les asigna el 9º lugar de prioridad en la asignación de gas con precio regulado.
- La CREG ha planteado propuestas de GNL y ha traído expertos y proveedores internacionales de GNL con el fin de analizar la opción de utilizar GNL como combustible para las plantas de generación.

Como se observa las señales regulatorias son claras en el sentido que se desincentivan la utilización de

recursos térmicos a gas natural y de combustibles líquidos.

- **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, la costumbre comercial muestra que la mayoría de los agentes contratan de 1 a 2 años vista. Las dos modalidades de contratos más comunes son las denominadas: Pague lo Contratado y Pague lo Demandado.

En la modalidad Pague lo Contratado el comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, a una determinada tarifa, independientemente de que ésta se consuma efectivamente (similar a un contrato tipo Take or Pay). Si el comprador contrató una cantidad mayor que sus compromisos comerciales, la diferencia la vende en bolsa. Este es el único caso en que un agente comercializador vende energía en Bolsa.

En la modalidad Pague lo Demandado: se cubre la demanda comercial del agente comercializador o parte de ella. Las cantidades sólo se conocen al momento de calcular la demanda total del agente comprador. El Vendedor asume el riesgo de cambio en la demanda.

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, sin embargo para los comercializadores que atienden mercado regulado, existe un incentivo en el traslado de costos para mantener niveles de cobertura similares al mercado. Actualmente no hay obligación para los comercializadores de contratar anticipadamente cantidades mínimas de energía. A pesar de ello, como se mencionó anteriormente, 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.

En la actualidad se encuentra en consulta una nueva versión de la propuesta asociada a modificar el esquema de abastecimiento de energía de las empresas, inicialmente obligatoria para el Mercado Regulado, denominado MOR (Mercado Organizado), basado en un esquema de comprador único para la demanda regulada, a través de la realización de subastas, por la totalidad de dicha demanda. Adicionalmente, el esquema prevé la participación voluntaria de la demanda no regulada (libre) en una subasta simultánea.

- **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, pueden optar por ser 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 la compran, y pueden pactar con él libremente los precios. 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.

Al cierre de 2009 se contabilizan 4638 clientes libres que consumen aproximadamente el 31% 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* (presentando mensualmente las garantías del caso) 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 (a pesar que esta figura actualmente requiere de reglamentación).

- **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 creó 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, se tienen dos mecanismos:

- Asignación administrada a prorrata de la demanda, la cual es aplicable al periodo de transición que termina el 30 de noviembre de 2012 o cuando no se requiere nueva oferta.
- Mecanismo de subastas a partir del 1 de diciembre de 2012 y en caso de requerirse nueva oferta en el sistema. En las 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 se compromete a entregar la cantidad de energía asignada cuando el precio de bolsa supere el Precio de Escasez. Adicionalmente la CREG planteó la existencia de Anillos de Seguridad con el fin de permitir a los agentes obtener cobertura de sus obligaciones frente a situaciones como mantenimientos programados.

En el 2010 la CREG reguló el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente –DDV-, en la cual participarán como compradores los generadores con Obligaciones de Energía en Firme asignadas, y como vendedores los comercializadores, estos últimos en representación de un usuario o un grupo de usuarios interesados en participar en dicho mecanismo.

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 el cuarto año siguiente 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 periodo de obligación que se subasta.

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, el número de años con compromiso de Obligaciones de Energía Firme, 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 (denominadas subasta GPPS), 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 mecanismo 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 corresponden 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 periodo de planeación (GPPS) 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. Sin embargo, en diciembre de 2010, EPM anunció la suspensión del proyecto Porce IV por problemas sociales en el área del proyecto.

Actualmente se encuentra en curso la realización de la segunda subasta para la asignación de OEF para el periodo diciembre de 2015 a noviembre de 2016, la cual se encuentra programada para el 27 de diciembre de 2011. Adicionalmente y de forma coordinada con esta subasta, se estima asignar (de manera administrada) las obligaciones del periodo diciembre 2014 a noviembre de 2015.

1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

Colombia cuenta con un potencial de aprovechamiento hidráulico de aproximadamente 93.000 MW². Sin embargo, debido a que 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 Región 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 aproximadamente 7 años. La principal empresa productora es ECOPETROL, 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 2017³ 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, como se evidenció durante el verano 2009-2010. Por lo tanto, es necesario asegurar la incorporación de nueva oferta y la ampliación de la capacidad de transporte. En este sentido se establecieron directrices políticas encaminadas a asegurar el abastecimiento y la expansión de los sistemas de transporte en el largo plazo con los decretos 2730 y 2807 de 2010 los cuales fueron derogados y en el 2011 se expidió el decreto 2100 de 2011 que establece mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural

En el decreto se establece prioridad para atender la demanda de gas para consumo interno, reportes de información de producción y reservas por parte de los productores al gobierno y evaluación de almacenamiento subterráneo. El decreto asigna a la CREG definir los mecanismos de comercialización según los campos (precio regulado, libre, menores y yacimientos no convencionales), definición de criterios de confiabilidad en el sector de gas, la evaluación de la necesidad de implementar la prestación del servicio de gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural. La UPME deberá elaborar un plan indicativo de abastecimiento para un periodo de 10 años. Sobre las exportaciones el decreto establece lineamientos para la actividad de exportación e importación de gas natural, acceso abierto por parte de los agentes a la infraestructura de importación,

² Sin tener en cuenta restricciones ambientales

³ Fuente: Presentación ECOPETROL en Congreso NATURGAS abril 14 de 2011

exportación y regasificación y la CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas.

Igualmente, en materia de política energética obliga a la demanda esencial a contratarse en firme y con respaldo físico, la cual estará integrada por la demanda residencial y de pequeños comerciales, el GNCV, el consumo de los compresores para transporte y de las refinerías, precisa que el gas de la nación, incluido la participación de la ANH, no se pueda destinar a contratos que aumenten la concentración en el mercado, establece lineamientos de política para la comercialización en procura de promover competencia, alcanzar formación precios eficientes, mitigar la concentración de la oferta y lograr simetría de información y obliga el establecimiento de condiciones mínimas para equilibrar los riesgos y las obligaciones entre los agentes en la contratación en suministro y transporte.

Finalmente el decreto establece un periodo de transición para la comercialización el cual será definido por la CREG. Este mecanismo se expidió mediante la resolución CREG 118 de 2011, el cual define que para campos regulados el gas se asigna de acuerdo a las prioridades establecidas en el decreto y para los campos con precio libre, el gas se comercializará a través de subastas si la demanda supera la oferta o contrato bilateral de lo contrario.

En la situación actual, la oferta de gas natural depende de dos grandes centros de producción ubicados geográficamente en regiones distintas, de los cuales ECOPETROL es accionista en los dos 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.

En cuanto a la capacidad de producción, ésta alcanzó al final del 2010 los 1.101 MPCD, la cual se ha incrementado a 1.207 MPCD, gracias a la entrada de Cusiana LTOII (70 MPCD) y Gibraltar (36 MPCD). Para el 2012 se cuenta con la entrada adicional de 140 MPCD de Cupiagua I. En el año 2010 el consumo nacional alcanzó 906 MPCD y se exportaron a Venezuela 155 MPCD⁴.

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, por parte de los actuales agentes del mercado.

1.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

De acuerdo con el Plan Energético Nacional (Versión Preliminar) 2010-2030 el cual se encuentra en proceso de elaboración y discusión por parte de la UPME, se incluyen los potenciales de energías renovables. Esto representa un avance significativo para determinar la viabilidad de diferentes proyectos con energías renovables para lograr una diversificación de la matriz energética

Con la expedición de la Ley 697 de 2001, Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE), se dan lineamientos para implementar el uso de las fuentes no convencionales de energía en la generación de electricidad con incentivos claros para las áreas rurales no interconectadas. 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.

Sin embargo, cabe anotar que en el 2010 se han evidenciado avances en el tema. En junio de 2010, el Ministerio de Minas y Energía determinó a través de la resolución 180919, la implementación del Programa de Uso Racional de energía, el cual, en el tema de generación con FNCE establece metas de participación tanto para el Sistema Interconectado Nacional como para las Zonas no Interconectadas y establece otras metas de eficiencia energética en diferentes sectores de demanda.

En 2011 la CREG, presentó a través de la Resolución

⁴ Informe CSMEM 60. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliario. Julio 14 de 2011.

CREG 092/2011 la propuesta para el cálculo de Energía Firme ENFICC para plantas eólicas.

1.1.6 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, que se realizan en el marco de las Decisiones CAN 536 y 757, de la Comunidad Andina de Naciones que reglamenta el intercambio intracomunitario de electricidad entre los Países Miembros de la Comunidad Andina. Con la expedición de la Decisión CAN 757 en el 2011, se permite la libre contratación de los agentes de Colombia, Ecuador y Perú con agentes de otros países. En su mayoría las transacciones se han dado en el sentido de exportaciones de Colombia a Ecuador, siendo significativas para Ecuador y marginales para Colombia. A partir del año 2006 las exportaciones se han reducido considerablemente utilizándose principalmente para situaciones coyunturales o por requerimientos de seguridad.

Por otra parte, existen dos interconexiones con Venezuela a 230 kV (Circuitos Cuestecitas – Cuatricentenario y Corozo – San Mateo). Estas interconexiones no operan bajo el esquema de TIES. La primera ha presentado operación básicamente para cubrir contingencias de generación en el Área Caribe por salidas forzadas de las centrales térmicas de la costa y ante aislamientos del área Caribe. La segunda se encuentra actualmente en uso bajo un esquema de contrato bilateral entre agentes de los dos países mediante el cual Colombia realiza la venta de energía y potencia al Estado Táchira en Venezuela. Desde septiembre de 2008 se reactivaron los intercambios de electricidad entre Colombia y Venezuela a través de los dos circuitos mencionados, alcanzando en promedio diario hasta 2.5 GWh de exportación.

Como se mencionó anteriormente ya se encuentran definidas las bases regulatorias que tanto la CREG por Colombia como la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos –ASEP- de Panamá, han adaptado para la viabilización de intercambios de energía y confiabilidad entre los países. Dentro de los principios básicos sobre los cuales se desarrollaran las transacciones se destacan;

- La remuneración de los activos asociados a la interconexión se desarrollara mediante un mecanismo de subasta de derechos financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión (DFACI)
- Los Generadores y Comercializadores, en el caso de Colombia, y los Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores, Grandes Clientes y Agentes de Interconexión Internacional, en el caso de Panamá podrán realizar transacciones de Potencia Firme

y/o Energía, mediante la celebración de contratos, según las opciones vigentes en cada mercado y en los mercados regionales.

- Los intercambios de energía serán el resultado de la aplicación de un modelo de Despacho Coordinado Simultáneo. Esta aplicación se implementará en la medida en que cada país ajuste su horario y se dé el inicio de la operación comercial de la línea de Interconexión Colombia Panamá.
- La demanda de energía respaldada a través del Enlace Internacional Colombia-Panamá, entrará en igualdad de condiciones a la demanda del otro país en el mecanismo de confiabilidad respectivo. De esta manera la demanda de cada país en el otro, para efectos de situación de escasez y racionamiento, será tratada de manera proporcional ya que será considerada como parte del mercado nacional, siempre que existan contratos de largo plazo que involucren asignaciones de Cargo por Confiabilidad en Colombia o Potencia Firme en Panamá.
- La información diaria para la formación de los precios en los mercados eléctricos de ambos países estará disponible oportunamente sin reservas ni restricciones de ningún tipo, de acuerdo a la programación de despacho de cada país.

Actualmente la empresa Interconexión Colombia Panamá – ICP, encargada de construir la línea de interconexión, está terminando el contrato DFACI y se espera que el regulador adopte el reglamento de la subasta. Finalmente se espera para inicios del 2012 la realización conjunta de la subasta de DFACI y de un acto de concurrencia en Panamá, mientras que la interconexión debe entrar en operación comercial en el año 2015.

1.1.7 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.

1.1.8 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. Sin embargo, de manera cada vez más continua se presentan exigencias ambientales asociadas a emisiones producto de la quema de combustible, unida con las

nuevas exigencias en cuanto al manejo de las cuencas, de la política hídrica en general, de compensaciones a las comunidades afectadas por los proyectos. y/o de compensaciones forestales. Adicionalmente, para los agentes térmicos existentes se han incrementado las exigencias en temas relacionados con vertimientos y emisiones.

1.1.9 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.

Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía

Umbral	CRO1	644.70
	CRO2	1.168,95
	CRO3	2.049,96
Segmento 4	CRO4	4.059,40
	CRO1 (Estrato 4)	497.66

Fuente: UPME, julio 2010 (\$ de julio 31 de 2011).

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.

1.1.10 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.

1.2 Transmisión

La actividad de Transmisión Nacional en Colombia es desarrollada por varias empresas de transporte de energía, si bien ISA y su filial Transelca son propietarias del 80% de la infraestructura de transmisión. Las principales empresas propietarias del Sistema de Transmisión Nacional –STN, son:

Empresa	% de participación *	Propiedad
ISA	71%	Mixta
TRANSELCA **	10%	Mixta
EEB	8%	Mixta
EPM	7%	Pública
EPSA	3%	Pública
ESSA	1%	Pública
CENS-DISTASA-EBSA	1%	Públicas

(*): % de participación en el Ingreso regulado de STN. Fuente: Liquidación Ingreso Julio de 2011 - 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 el Centro Nacional de Despacho -CND- y administrado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-. En general la red del STN es bastante enmallada, aunque se presentan restricciones eléctricas en algunas áreas eléctricas (limitaciones en la capacidad de transmisión) asociadas con la capacidad de transporte de los circuitos.

1.2.1 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 convocatorias públicas internacionales, 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*.

1.2.2 Ingresos del transportador

El procedimiento para determinar el ingreso que reciben los transportadores 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.

Activos remunerados

La Resolución CREG 011 de 2009 establece la metodología de remuneración de la actividad de transmisión. Para los activos de transmisión existentes a 1999 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, vidas útiles de 10, 30 y 40 años -esta última para el caso de líneas- 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 5.69% 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

De acuerdo con la resolución CREG 083 de 2008, la tasa empleada para remunerar los activos existentes es del 11.50% en pesos constantes antes de impuestos. Esta tasa es definida por el regulador y busca reflejar el WACC de la actividad de transmisión.

Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento

Para el caso de los activos existentes, se define una metodología de incentivos orientada a reconocer anualmente los gastos de AOM contables del año anterior, considerando la exclusión de algunas cuentas relacionadas con reposiciones y gastos no imputables a la actividad, si bien para el 2009 (primer año de vigencia del esquema) remunera un promedio entre los AOM gastados (entre 2001 y 2007) y los costos reconocidos durante el año 2008. En todo caso la Comisión de Regulación exige la aplicación de auditorías a cada transportador, por parte de firmas reconocidas, con el fin de validar la información que remita cada transportador. El AOM reconocido se expresa como porcentaje del VNR de los activos, excluyendo lo ejecutado mediante convocatorias públicas.

Para los activos de convocatoria, los costos de operación y mantenimiento hacen parte del ingreso

esperado que presenta el oferente de la convocatoria pública y que recibe el adjudicatario.

1.2.3 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 011 de 2009), los comercializadores pagan un “cargo estampilla” nacional, nacional monomio y 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.

1.3 Distribución

1.3.1 La actividad de Distribución

En Colombia el Distribuidor opera los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local a niveles de tensión inferiores a 220 kV, conocidos como niveles 1, 2, 3 y 4 que abarcan desde baja tensión hasta subtransmisión (las tensiones de operación que varían según la región son: (0,208kV, 11.4 kV, 13.2 kV, 34.5 kV, 44 kV, 57.5 kV, 110 kV y 115 kV). Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con ingresos regulados soportados en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio.

La metodología general que regula la actividad de distribución se define según la resolución CREG 097 de 2008.

1.3.2 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

Formalmente el distribuidor (operador de red - OR) 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.

1.3.3 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 operador de red por los sistemas distribución asociados a los niveles de tensión 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 subtransmisión o nivel 4 de tensión 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 del valor de reposición a nuevo de los activos -VNR- y la demanda asociada. El VNR de los activos se determina a partir de valorar los transformadores existentes y la red de baja tensión asociada, con base en la definición del costo de los circuitos típicos por OR (definidos sobre una muestra estratificada de circuitos por empresa) y la aplicación de dichos valores al universo de la infraestructura de cada distribuidor, Cada circuito típico se valora a partir del costo unitario instalado de los materiales y equipos que el regulador establece en la metodología general.

Los costos anuales utilizados para la remuneración de 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 el inventario de unidades constructivas predefinidas y tomando los valores de reposición a nuevo determinados por la CREG).

Para todos los niveles de tensión se aplica un criterio según el cual la valoración a nuevo resulta en un 90% de los costos reconocidos en el anterior periodo regulatorio y un 10% de la nueva base de costos de las unidades constructivas definidas en la resolución 097 de 2008, ajustando en todo caso los costos reconocidos que van al 90% con el WACC del nuevo periodo.

1.3.4 Tasa de retorno de los activos

Las tasas de retorno se calculan con el método *Weighted Average Cost of Capital* - WACC- y se definen en la resolución CREG 093 de 2008. La tasa de retorno para activos de los niveles de tensión 1, 2 y 3 es de 13.9% y para los activos de nivel 4 es de 13% expresadas en términos reales antes de impuestos.

1.3.5 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento

La resolución 097 de 2008 establece un esquema de incentivos orientado a reconocer a partir del año 2010 el promedio entre el AOM remunerado y los gastos contables del año inmediatamente anterior incurridos por las empresas de distribución, considerando la exclusión de algunas cuentas relacionadas con reposiciones y gastos no imputables a la actividad, y condicionado a que los indicadores de la calidad del servicio no se deterioren.

En el año 2010 la CREG expidió la resolución 051 donde precisó los mecanismos de verificación de las auditorías para reportar la información anual de AOM entregados por el Operador de Red.

El AOM reconocido se expresa como porcentaje del VNR del inventario de activos del operador de red.

1.3.6 Esquema de calidad

La Resolución CREG 097 de 2008 definió un esquema de incentivos y compensaciones, con el fin de promover mejoras en la calidad de la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica. El esquema consiste en la comparación de un índice de referencia que mide el tiempo de interrupciones promedio en los años 2006-2007, y las interrupciones promedio actuales del sistema.

A partir de dicha comparación, el regulador define una serie de reglas para determinar si se debe compensar a los clientes por la interrupción del servicio, o se debe disminuir o aumentar el cargo de distribución que se cobra a todos los usuarios.

La CREG, a través de las Resoluciones 043 y 067 de 2010 reglamentó lo relacionado a la información y aplicación del esquema, y a partir de la publicación de las resoluciones que estipulan los índices de referencia de cada empresa, dio inicio al esquema de calidad.

1.3.7 Plan de Reducción de Pérdidas

A través de la Resolución CREG 184 de 2010 la CREG presentó un proyecto de metodología para el establecimiento de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

De acuerdo con la propuesta, la remuneración de los planes de reducción de pérdidas tendría una duración de cinco años y sería aplicable en los mercados de comercialización que actualmente presenten índices de pérdidas superiores a las pérdidas reconocidas. Adicionalmente, la resolución propone una senda de reconocimiento de pérdidas de energía a cinco años que se espera aplique a partir de octubre de 2011.

1.3.8 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor

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 periodo tarifario. Se espera que los cargos resultantes de la metodología establecida en la resolución 097 de 2008 sean aprobados hacia el tercer trimestre de 2009.

En todo caso, los ingresos máximos de nivel de tensión 4 se actualizan mensualmente en función de las inversiones realizadas por los distribuidores en ese nivel de tensión.

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

1.3.9 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.

1.3.10 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.

1.4 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, 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.

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.

1.4.1 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.

6 COSTA RICA

1.1 Generación

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

El sector de generación en Costa Rica está regulado de acuerdo a la Ley No. 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). La empresa estatal, el Instituto Costarricense de Electricidad, es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada, pues de acuerdo a su ley de creación es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional.

A la fecha únicamente las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión. La Ley No. 8345 (La Gaceta No. 59 de marzo del 2003) autoriza a los consorcios cooperativos y las empresas de servicios públicos municipales para que generen, distribuyan y comercialicen energía a los usuarios ubicados en el área geográfica de cobertura definida por su concesión, además las autoriza a suscribir entre ellas y las otras empresas públicas y municipales convenios de cooperación, inversión y operación conjunta.

Toda empresa que desee generar electricidad con base en la fuente hídrica debe obtener una concesión de aguas del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) y otra de servicio público otorgada por el ente regulador.

Desde hace ya dos décadas se inició un proceso paulatino para estimular la participación del sector privado en la industria eléctrica. Mediante la Ley 7200 (La Gaceta N°. 197 del 18 de octubre de 1990) se autoriza la generación privada en Costa Rica, limitada a una escala de hasta 20 MW de capacidad instalada máxima por cada empresa y de fuentes no convencionales; además, el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional. Toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE debe tener como mínimo un 35% de su capital social propiedad de ciudadanos costarricenses.

A través de la Ley 7508 (La Gaceta No. 104 del 31 de mayo de 1995) se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación (que corresponde al segundo capítulo de la Ley N°. 7200). Bajo este régimen, que corresponde a un esquema

BOT (Building, Operation and Transfer) se han construido varios proyectos. En esta modalidad las plantas pueden tener una capacidad instalada máxima de 50 MW y el proceso de contratación se hace bajo el sistema de licitación pública. El ICE está autorizado por esta ley a comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley 7200.

Los precios de compra y venta de energía eléctrica tanto para el ICE como para los otros agentes son fijados por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP) y tienen implícitos criterios de calidad, confiabilidad y seguridad, además de una rentabilidad adecuada para el desarrollo y expansión de la actividad eléctrica.

Un mayor detalle de los principales aspectos normativos para la inversión se puede obtener en el documento "Guías para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Centroamérica y Panamá" elaborado por el Banco Centroamericano de Integración Económica, el cual se encuentra en la página Web del BCIE.

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

El sector eléctrico de Costa Rica ha alcanzado un alto grado de cobertura eléctrica: un 99,3% estimado a junio del 2011. En el país existe un alto potencial hidroeléctrico por lo que la mayor parte de su parque de generación corresponde a esta fuente. Al año 2010 el total de la potencia instalada era de 2 605,3 MW de los cuales 723,1 MW son de origen térmico, los otros 1 882,2 MW son de fuentes no fósiles (72%).

Para el 2010 el 76,4% de la energía generada en el país fue de origen hidroeléctrico; 12,4% de origen geotérmico, 3,8% de origen eólico y 0,7% de biomasa. Solamente un 6,8% del total producido se generó con fuente térmica; es decir, el 93,2% de la energía generada en el país provino de fuentes no fósiles.

Todas las plantas generadoras se encuentran interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional. La Unidad Estratégica de Negocios Centro Nacional de Control de Energía (UEN CENCE) del ICE tiene la responsabilidad de dirigir y coordinar la operación del sistema eléctrico nacional y el Mercado Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica del país, así como la coordinación y ejecución del trasiego de energía a nivel regional.

El sistema de transporte de electricidad cumple con todas las características de un monopolio natural y se

extiende desde Peñas Blancas, en la frontera con Nicaragua, hasta Paso Canoas, en la frontera con Panamá. La expansión del sistema la realiza el ICE, en concordancia con los programas de expansión de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. La transmisión de energía eléctrica es responsabilidad de la UEN Transporte del Sector Electricidad del ICE.

Costa Rica forma parte del Mercado Eléctrico Regional (MER) el cual pretende crear un séptimo mercado eléctrico que integre todos los países del área. Dentro de los principales proyectos para lograr la integración se encuentra la línea del Sistema Eléctrico para América Central (SIEPAC), el cual integra los seis países centroamericanos. Participan como socios de esta línea tanto empresas públicas como privadas; además de las empresas centroamericanas, son socias de este proyecto ISA de Colombia, CFE de México y la europea ENDESA.

Todos los segmentos del proceso de producción de energía eléctrica (generación, transmisión y distribución) son regulados por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos y el cien por ciento de los clientes son regulados.

1.1.3 Mercado para los generadores

En Costa Rica existen generadores públicos y privados y los generadores privados pueden ofrecer energía al sistema mediante las Leyes No. 7200 y 7508; el ICE tiene el papel de comprador único autorizado.

- **Mercado de corto plazo o spot**
En Costa Rica no se da esta figura de mercado.
- **Mercado de contratos para los clientes regulados**
No existe esta modalidad de contratos.
- **Mercado de contratos para los clientes libres**
No existen, todos los clientes son regulados.
- **Remuneraciones a la capacidad de generación y a las reservas**

De acuerdo a la ley 7200 y 7508 según se mencionó en el apartado 1.1.1.

La fijación de tarifas para el ICE y su Sistema de Generación, está regida por la Ley 7593 que establece que las tarifas que fije la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) se basarán en el **principio del servicio al costo**, definido este como el *“principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad”* (artículo No. 3.b).

La metodología tarifaria general se basa en calcular un costo promedio contable, al cual se le adiciona un

porcentaje de utilidad, llamado también **rédito para el desarrollo**, tasa de rentabilidad, margen de ganancia, etc. dependiendo del modelo particular y el servicio público de que se trate. Normalmente a esta metodología se le llama “Tasa de Retorno”. En términos económicos se dice que la metodología lo que busca es igualar los ingresos totales con los costos totales, donde estos últimos incluyen también un pago adecuado al factor capital, expresado como la utilidad, dado que según la legislación vigente, las tarifas deben permitir una “retribución competitiva” al capital y garantizar un “adecuado desarrollo” de la actividad (Ley 7593, artículo No. 3.b).

En la práctica esta metodología implica igualar los ingresos con los costos económicos, donde estos últimos, a diferencia de los costos puramente contables, incluyen una utilidad razonable y justa acorde con el capital invertido. Los gastos comprenden además los gastos de operación y mantenimiento, el gasto por depreciación (al costo y revaluada), los gastos administrativos o institucionales y cualquier otro gasto asociado al suministro efectivo del servicio público, bajo el principio de que todo gasto incluido en el cálculo de tarifas debe ser útil y utilizado, es decir, necesario para el suministro efectivo del servicio público de que se trata y tratarse de un gasto efectivamente realizado. El Instituto Costarricense de Electricidad está obligado por ley a presentar al menos un estudio tarifario al año, en el cual se incluye una justificación detallada de cada uno de los rubros señalados anteriormente.

En el caso de los generadores privados, igualmente, se aplica el principio de servicio al costo presentándose diferencias únicamente a nivel de la metodología. En el caso de los generadores que operan bajo el capítulo I de la Ley 7200, se aplica la metodología de fijación anual individual, aunque también coexiste la aplicación de una tarifa definida en el año 2002 con base en los costos marginales del sistema. Cabe destacar que en la actualidad la ARESEP está desarrollando una nueva metodología de precios tope para establecer las tarifas a partir de estructuras de costos para centrales modelo por tipo de fuente.

En el caso de los generadores que operan bajo el capítulo II (proyectos BOT), las tarifas son definidas como resultado del proceso licitatorio, dado que la selección se realiza sobre la base del costo de la energía.

Es importante señalar que en ambos casos la remuneración de la capacidad se establece solamente a nivel de la estructura de la tarifa, como un componente dentro del esquema de remuneración de los ingresos totales permitidos. Esto es: lo que priva es la determinación del ingreso anual y a partir del cual se estructura el esquema de remuneración en los componentes de energía y potencia.

En cuanto a la remuneración de la reserva, en Costa Rica no existe este tipo de reconocimiento puesto que el respaldo del sistema lo realiza el ICE con sus propias plantas. A nivel de los generadores privados, dentro del esquema contractual que aplica para los generadores, se contempla el reconocimiento de la remuneración que dejan de percibir ante salidas de la planta por instrucciones emitidas por el Centro Nacional de Control de Energía, como parte de su proceso de optimización del despacho del sistema.

1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

Como se indicó en el punto 1.1.2 el país dispone de un alto potencial hidroeléctrico para la generación eléctrica así como de geotérmico; no obstante, mucho del potencial identificado de estas fuentes se encuentra en parques nacionales o zonas protegidas por ley, lo cual ha generado en la última década una discusión a nivel nacional entre distintos grupos sociales sobre la conveniencia o no de permitir la explotación de recursos en estas áreas.

1.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

La legislación costarricense solo autoriza la generación privada con base en fuentes renovables (hidroeléctrica, eólica, solar o biomasa). El mayor generador del país, el ICE, tiene una política muy definida con respecto a la planificación eléctrica del país, la cual debe buscar, hasta donde le sea posible, la máxima utilización de recursos renovables para la generación de electricidad, especialmente de origen hidráulico según se le ordena en el artículo No. 1° de su ley de creación.

En la actualidad ICE – Sector Electricidad está implementando un programa llamado Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo, cuyo objetivo es analizar las nuevas tecnologías de generación a pequeña escala y su efecto en las redes de distribución, con el propósito de diseñar posteriormente programas de desarrollo de la generación distribuida usando fuentes renovables y establecer los ajustes adecuados al sistema eléctrico y al marco tarifario y regulatorio.

Se busca estimular a los clientes de la empresa eléctrica para que realicen inversiones en sus propias instalaciones aprovechando áreas de techo, excedentes de biomasa, o sobrantes de calor, para cubrir parte de su demanda eléctrica. El Plan busca estimular la instalación de pequeños sistemas de generación en el corto plazo conectados a la red y basados en fuentes renovables para ser usados para autoconsumo.

1.1.6 Comercio internacional de energía

A la fecha el comercio internacional de energía eléctrica es mínimo en el país, se limita al intercambio de excedentes los cuales en los últimos años han sido disminuidos debido al aumento de la demanda interna.

Con respecto al precio de intercambio en el caso de la exportación de energía eléctrica, la dependencia encargada de hacer las negociaciones (Comercialización Mayorista del Centro Nacional de Control de Energía) recibe información del área de Planificación de Despacho sobre la cantidad de energía disponible para la venta o que se necesitará adquirir durante la semana; posteriormente una unidad especializada monitorea la oferta y los precios en el resto de Centroamérica y mediante un procedimiento determinado se optimizan los precios, estableciendo un precio mínimo de venta y un precio máximo en el caso de la compra; con esta información en mano los ejecutivos de cuenta realizan las negociaciones con los otros agentes del mercado centroamericano tratando de obtener los mejores precios posibles, ya sea para la venta o para la compra de energía.

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

Una de las responsabilidades fundamentales del ICE, a través de su ley de creación, es garantizar un adecuado equilibrio de la oferta y la demanda de la electricidad. Un instrumento fundamental para asegurar la adecuada oferta eléctrica en los años venideros es la realización de planes de expansión de la generación eléctrica. La política del ICE para el desarrollo del sistema de generación está enmarcada dentro de los lineamientos establecidos en las políticas nacionales sobre energía. La planificación de la expansión del sistema de generación pone especial énfasis en los siguientes seis aspectos:

- Ambiente y desarrollo
- Dependencia del petróleo
- Fuentes renovables
- Mercado Eléctrico Regional
- Inversiones en generación
- Costos de energía

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) es el marco de referencia para los principales propósitos de planeamiento, de mediano y largo plazo, de los participantes en el sector eléctrico del país. El PEG sintetiza las estrategias de desarrollo eléctrico, las posibilidades de las diferentes opciones tecnológicas y las necesidades de recursos en el futuro. El plan de expansión incluye todas las plantas del país, abarcando los proyectos del ICE, de los distribuidores y de los generadores privados.

Este marco de referencia es necesario para unificar una base común de partida para los participantes en el sector energético, en temas tan amplios como determinación de inversiones, definición de estrategias de desarrollo, fijación de tarifas o estudios de mercado.

El responsable de esta actividad dentro del ICE es el Proceso de Expansión Integrada del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE), el cual elabora anualmente el documento "Plan de Expansión de la Generación Eléctrica", el cual está basado en la demanda de electricidad proyectada y las distintas fuentes energéticas en operación y las disponibles evaluadas, el último incluye la planificación del período 2009-2021.

1.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación

Todo proyecto, sea de capital privado o público está en la obligación de cumplir con la normativa existente en cuanto a materia ambiental. Todo proyecto debe presentar como requisito previo para obtener la concesión de servicio público por parte del ente regulador (ARESEP), una certificación sobre la aprobación de un estudio del impacto ambiental, elaborado por un profesional del ramo. Este estudio deberá ser presentado previamente, para su aprobación o rechazo, a la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) dependencia del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Telecomunicaciones (MINAET). De igual manera el ICE está obligado a presentar este Estudio de Impacto Ambiental (EslA) ante la SETENA para el desarrollo de cualquier proyecto.

El proceso de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es un procedimiento administrativo científico-técnico que permite identificar y predecir cuales efectos ejercerá sobre el ambiente, una actividad, obra o proyecto, cuantificándolos y ponderándolos para conducir a la toma de decisiones. El objetivo de la EIA, es evaluar los impactos que una actividad, obra o proyecto pueda ocasionar sobre el ambiente, para prevenir, controlar, mitigar y compensar los impactos que un proyecto pueda producir sobre el medio.

El Departamento de Evaluación Ambiental (DEA) es el encargado de realizar los análisis; este Departamento cuenta con un equipo técnico multidisciplinario para realizar el análisis de las evaluaciones de impacto ambiental, elaborados y presentados por los desarrolladores de las actividades, obras o proyectos. DEA se encargará de recomendar a la Comisión Plenaria la aprobación o el rechazo de las mismas y cualquier consideración que considere pertinente. Para lo anterior, DEA analiza los documentos de evaluación ambiental de ingreso inicial, a saber:

- Formulario D1 (para proyectos de alto y moderado impacto ambiental)
- Formulario D2 (para proyectos de bajo impacto ambiental)

Adicional a los Formularios (documentos de evaluación de ingreso inicial), existen los instrumentos de evaluación ambiental definitivos en la normativa, a saber:

- Declaración Jurada de Compromisos Ambientales (DJCA)
- Pronóstico-Plan de Gestión Ambiental (P-PGA)
- Estudio de Impacto Ambiental (EslA)

Los cuales serán requeridos dependiendo del tipo de proyecto y su impacto en el medio ambiente. La SETENA debe resolver los D1 con PGA y los D1 con DJCA, en un plazo máximo de cuatro semanas (Artículo 38, Decreto Ejecutivo 31849 y sus reformas). Para aquellos proyectos cuyo instrumento de evaluación ambiental corresponde a un EslA la SETENA dispondrá de hasta cinco meses para su revisión.

1.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento

Lo que se utiliza es el costo de racionamiento para la simulación de los planes y la determinación del plan de mínimo costo, el costo de racionamiento se calcula en US\$800/kWh para fallas menores al 2% de la demanda y US\$2 000/kWh para fallas mayores. Estas cifras se utilizan como señal del costo que tiene para la sociedad el no satisfacer un kWh de demanda. Este dato es de mucha importancia pues influye en la cantidad de instalación requerida para evitar el racionamiento, y también en la magnitud de los costos marginales de corto plazo esperados.

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

Solamente existen contratos de compra y venta de energía que se firman entre los generadores privados y el ICE, agente comprador único. En cuanto a la suspensión de la operación por parte de los generadores privados con responsabilidad del operador, la misma se encuentra dentro de las cláusulas de cada contrato y destacan los siguientes puntos:

- a) Si las interrupciones son menores o iguales a una hora no se dará indemnización.
- b) Si las interrupciones son mayores a una hora, éstas se acumularán en el mes correspondiente, y se indemnizará al Vendedor. No obstante, las primeras

seis horas (6 horas) de interrupción acumulada en cada período no serán objeto de indemnización.

c) La cantidad de energía a indemnizar en cada hora, a partir de la séptima hora de interrupciones acumuladas, será la reportada por el Vendedor como disponible para esa hora en particular, conforme lo dispuesto en el literal d) de la Cláusula Vigésima. El monto por indemnización a las tarifas vigentes.

En el caso de las distribuidoras eléctricas que compran la mayor parte de su energía al ICE-Generación, no existe un contrato propiamente como tal que obligue al ICE a suministrarles la energía que necesitan, no obstante, se estableció una norma para la coordinación del racionamiento de la energía. Este procedimiento se aplica al Centro Nacional de Control de Energía del ICE y las Empresas Distribuidoras de Energía para normar la coordinación y comunicación para contribuir en el establecimiento de un proceso de racionamiento de energía más afinado y expedito y, por consiguiente, evitar distorsiones operativas durante el proceso de racionamiento, que trasciendan negativamente al consumidor final. Se coordina con las distribuidoras cuales circuitos deben mantenerse abiertos por una causa mayor, como por ejemplo los circuitos que abastecen a los hospitales o instituciones públicas que brinden servicios de primera necesidad para la población.

1.2 Transmisión

El sistema de transmisión de Costa Rica se extiende desde Peñas Blancas, en la frontera con Nicaragua, hasta Paso Canoas, en la frontera con Panamá. La operación y expansión del sistema la realiza el ICE, en concordancia con los programas de expansión de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. Este sistema incluye las líneas de interconexión con los países vecinos.

El ICE-Sector Electricidad a través de su dependencia UEN Transporte de Electricidad es el encargado de la planificación, operación, mantenimiento y ampliación de la red de transmisión (líneas y subestaciones de transmisión) a nivel nacional. Realiza estudios de alternativas de red, asociadas a los proyectos de generación para encontrar la mejor alternativa que permita proveer al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) una infraestructura capaz de brindar los servicios de transporte e interconexión, conexiones de alta tensión, transformación y conexiones de media tensión.

La red de transporte de electricidad de Costa Rica está compuesta por subestaciones, líneas, transformadores y equipo de compensación de potencia reactiva. La misma opera a dos niveles de tensión principales, siendo el más importante el de 230 kV por su ubicación, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte y desde el atlántico. El nivel de 138 kV se ubica

principalmente en la zona central que forma un anillo central.

Para diciembre del 2010 el Sistema de Transmisión contaba con una longitud de 1 187 kilómetros de línea de 230 kV y 726 kilómetros de línea de 138 kV.

1.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

El Proceso Expansión de la Red de la UEN Transporte es la encargada de desarrollar el Plan de Expansión de la Transmisión, el cual es aprobado por el director de esa dependencia y adquiere carácter oficial. En el proceso de elaboración se requiere gran cantidad de información sobre la situación del sistema eléctrico, las centrales de generación, las necesidades de los clientes, los compromisos adquiridos por Costa Rica para la ejecución del proyecto SIEPAC y la concreción del Mercado Eléctrico Regional. Le compete también a este Proceso la factibilidad técnica, económica y ambiental de nuevas obras y el seguimiento de la ejecución correspondiente.

Para hacer uso eficiente de toda la información recopilada, la UEN Transporte de Electricidad aplica una metodología específica para desarrollar el Plan de Expansión de la Transmisión. Se definieron dos etapas básicas para conformar el plan: la identificación de los problemas de la red y la identificación de las obras requeridas.

Etapa I: Identificación de los problemas de la red: involucra un análisis exhaustivo de la red de transmisión actual de Costa Rica de acuerdo con los aumentos en la demanda, la entrada en operación de nuevas plantas de generación y del mercado eléctrico regional con flujos de potencia de hasta 300 MW en todo el horizonte de estudio, en infraestructura que está en operación o en ejecución.

Etapa II: Identificación de las obras requeridas: toma los problemas identificados y se le plantean un conjunto preliminar de soluciones. Las mismas pasan por un filtro técnico, económico y ambiental básico para seleccionar las mejores opciones. Algunos de los criterios pueden afectar el sistema de transmisión, entre ellos se consideran: horizonte de planeamiento, escenarios de demanda, escenarios de despachos típicos, escenarios de despachos especiales, red de transmisión regional y de transferencias regionales, restricciones de transmisión.

El Plan de expansión de la red de transmisión se conforma a partir de la información recopilada de las siguientes fuentes:

- UEN CENPE-ICE: Plan de expansión de la generación oficial.
- UEN Proyectos y Servicios Asociados (PySA) - ICE: Planes de inversión quinquenales de obras de transmisión y Plan maestro de transmisión.

- Empresas de distribución y grandes clientes: Planes de expansión de sus redes.
- EPR: plan de ejecución de la línea de transmisión SIEPAC.
- Informes de problemas del sistema de transmisión para el corto, mediano y largo plazo de la UEN Transporte de Electricidad-ICE.

1.2.2 Ingresos del transportista - UEN Producción-ICE

Anualmente el ICE- Sector Electricidad presenta una solicitud de ajuste tarifario a la ARESEP; esta solicitud debe llevar toda una serie de requerimientos e información que demuestre las necesidades financieras del Sistema para la operación, mantenimiento y expansión de la red, bajo criterios de continuidad, confiabilidad y seguridad. La solicitud de tarifas se basa en el principio de servicio al costo y se realiza con base en la metodología “tasa de retorno”. La tarifa consiste en un cargo fijo por cada kWh que retiren del Sistema de Transmisión del ICE y deberá ser cancelada por los clientes de alta tensión y las empresas distribuidoras, incluyendo el sistema de distribución del ICE.

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

Los generadores privados que venden energía al ICE no hacen ningún pago por uso de la red; sin embargo, tienen que asumir la construcción de la línea de interconexión desde su planta hasta el lugar que le es asignado como punto de interconexión, que puede ser un circuito o una subestación. La distancia de la línea dependerá de la ubicación de la planta y de la estructura y capacidad de que disponga el sistema en la zona.

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

El papel del distribuidor como intermediario en la energía es de vendedor único; el costo de generación es trasladado directamente a las tarifas de distribución.

El traslado a tarifas de los costos en el mercado para clientes regulados no genera pérdidas económicas ni riesgos financieros para las empresas distribuidoras ya que al fijarse las tarifas bajo el principio regulatorio de “Servicio al Costo”, las mismas incluyen el costo de generación de la electricidad que es distribuida.

1.3.2 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar

El valor agregado de distribución utilizado para determinar los activos del distribuidor es el Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio, denominado en Costa Rica “Base Tarifaria”, el cual incluye la consideración del promedio de las adiciones del siguiente año. Además se considera el concepto “Útil y Utilizable”, que consiste en reconocer las inversiones dentro del Activo hasta en el momento en que estas serán útiles y utilizables por las empresas distribuidoras para brindar su servicio. Un ejemplo de este criterio son las Plantas Hidroeléctricas que forman parte del activo de la empresa hasta el momento que entren a operar, es decir cuando se capitaliza el activo y estas plantas se encuentran generando.

1.3.3 Tasa de retorno de los activos

El modelo utilizado por el Ente Regulador para determinar la Tasa de Retorno de los Activos es de Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC por sus siglas en inglés), el cual considera tanto las fuentes de financiamiento por medio de deuda como por capital propio del accionista, este último a través del Modelo de Valuación de Activos de Capital o Modelo de Valoración de Precios de los Activos de Capital o Capital Asset Pricing Model (CAPM por sus siglas en inglés). Esta metodología ha sido impulsada por la ARESEP en los últimos años y ha sido la base para definir la tasa de rédito para el desarrollo (tasa de retorno de los activos) para las empresas distribuidoras.

El CAPM es una de las herramientas más utilizadas en el área financiera para determinar la tasa de retorno requerida para la proporción del activo financiada con recursos propios; esta tasa vincula los conceptos de rentabilidad y el riesgo.

En este modelo se utilizan parámetros macroeconómicos a nivel externo como tasas libre de riesgo (T-Bill y T-Bond de los EE.UU.) así como parámetros nacionales como riesgo país y el nivel de endeudamiento.

Los prestatarios deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo establece la ley. Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.

En el caso de los estudios ordinarios, la solicitud de ajuste de tarifas es presentada por las empresas

distribuidoras ante la ARESEP, la cual en un plazo aproximado de 30 días emite la admisibilidad o rechazo de la solicitud, en caso de ser aceptada se publica en el diario oficial una convocatoria a audiencia pública en la cual los afectados por la tarifa pueden presentar sus argumentos en pro o en contra del ajuste solicitado. Treinta días naturales posteriores a la fecha de realización de la audiencia se emite la resolución final. La vigencia de una resolución es modificada cuando se emita una nueva resolución en igual sentido.

1.3.4 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización

Los componentes de costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización se estiman tomando en cuenta el concepto de útil y utilizable; adicionalmente se excluyen todos los gastos no tarifarios, dejando definidas las partidas estrictamente de la operación del servicio que brinde la empresa, es decir erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público no se considerarán en los costos, así tampoco gastos desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

1.3.5 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia derivada del aumento de economías de escala

En Costa Rica no se aplica este criterio de remuneración al distribuidor por mayor eficiencia derivada del aumento de economías de escala. Lo que si se aplica es un mecanismo ordinario y extraordinario para solicitudes tarifarias.

1.3.6 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor

Las revisiones tarifarias tienen lugar una vez cada año, en la práctica no existe este concepto de ajuste e indexación, lo que se da es un reconocimiento directo en las tarifas de las empresas distribuidoras.

1.3.7 Ingresos por actividades no reguladas

Los ingresos adicionales por actividades no reguladas no afectan las remuneraciones reguladas.

1.3.8 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones

Dentro de los procedimientos para determinar remuneraciones en Costa Rica podemos señalar los siguientes: Acceso Público, la Audiencia y la Participación Ciudadana.

En el caso de los informes el Ente Regulador utiliza los estudios técnicos analizando los ingresos, gastos e inversiones entre otros, con base en la rentabilidad estimada por la empresa. Todo el expediente de los estudios tarifarios es de acceso público y se da oportunidad a la participación ciudadana que tiene la posibilidad de presentar oposiciones o coadyuvancias a las solicitudes tarifarias.

Se hace además una Audiencia Pública abierta a la participación oral, tanto por parte de la Autoridad Reguladora, del solicitante de la petición o de quienes tengan una posición a favor o en contra de la solicitud. A más tardar un mes después de la fecha de la Audiencia, la ARESEP resuelve la solicitud tarifaria acorde con el principio del servicio al costo antes comentado.

1.3.9 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento

La seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores por incumplimiento se detalla en la Ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus reformas en donde se establece un cargo por morosidad y le permite a la empresa distribuidora de energía expresamente el corte del suministro eléctrico al consumidor moroso, en el caso que no haya pagado la última facturación registrada. Si el cliente tiene varias facturas impagas pero la última facturación cancelada la Ley le impide la corta por ineficiencia en el cobro por parte de la empresa de distribución.

7 ECUADOR

1.1 Generación

1.1.1 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, asignó 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, la mayoría de las empresas de distribución, los principales generadores del mercado y la empresa única de transmisión, permanecieron bajo el control del Fondo de Solidaridad (ente estatal).

Posterior a esto, la Asamblea Nacional Constituyente, pone en vigencia, a partir del 23 de julio del 2008, el Mandato Constituyente No. 15, que dispone eliminar el concepto de costos marginales en el cálculo de los costos del componente de generación y la no consideración del componente de inversión para la expansión en los costos de transmisión y distribución. Con estas disposiciones se configura un nuevo esquema de mercado, basado en la suscripción de contratos regulados entre la toda la generación y la demanda regulada.

El 20 de octubre de 2008, en el Registro Oficial No. 449, se publicó la Constitución de la República del Ecuador, que incorpora nuevas definiciones en cuanto al manejo del Estado, a diferencia de lo señalado en la Constitución de 1998. El sector eléctrico es considerado como un sector estratégico y además, el servicio de energía eléctrica se configura como un servicio público.

En este contexto, la Constitución dispone que el Estado asuma el control total sobre los sectores estratégicos –administración, regulación, control y gestión- y la responsabilidad en la prestación de los servicios públicos a través de sus empresas. Se toma como referencia la planificación integral que consta en

el Plan Nacional Para el Buen Vivir⁵ (reemplaza al Plan Nacional de Desarrollo). Como excepción⁶, el Estado podría delegar a la iniciativa privada y a las empresas de economía popular y solidaria, el ejercicio de actividades dentro del sector eléctrico, en los casos que establece la Ley.

A través del Código de la Producción, Comercio e Inversiones, publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 351, el 29 de diciembre de 2010, se incorpora al artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico los supuestos que configuran la excepcionalidad para la participación privada y de la economía solidaria en la prestación del servicio público de energía eléctrica:

- 1 Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o,
- 2 Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.

Para definir los parámetros que se deben aplicar a esta participación privada, el CONELEC, aprueba tres regulaciones de detalle: Regulación No. CONELEC 002/11 que norma los casos de excepción en que se podrá delegar a la iniciativa privada su participación en las actividades del sector eléctrico; Regulación No. CONELEC 003/11 que establece la metodología para el cálculo de los precios y plazos de los proyectos ejecutados por la iniciativa privada y Regulación No. CONELEC 004/11 que establece un tratamiento preferente en caso de que se utilicen recursos renovables. Las tres normas están vigentes desde el 14 de abril del 2011.

1.1.2 Características del sector que influyen en la inversión y el abastecimiento⁷

La potencia efectiva instalada en el sistema eléctrico del país en el año 2010 era de 2215 MW hidráulicos y 2446 MW térmicos, 95,8 MW en energías renovables no convencionales (solar, eólica, biomasa) y 635 MW

⁵ Elaboración a cargo de la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo -SENPLADES-.

⁶ Segundo párrafo del artículo 316 de la Constitución de la República del Ecuador.

⁷ Información tomada del portal institucional del CONELEC, sección Estadísticas - Sistematización de Datos del Sector Eléctrico (SISDAT).

en interconexiones. La demanda de energía en 2010 fue cubierta en un 42,37% por energía hidráulica, un 52,17 % por energía térmica, un 1,17 % en energías renovables no convencionales (solar, eólica, biomasa) y un 4.28 % por importaciones.

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 cerca del 23 % 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 (150 MW) 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, con una capacidad de 180 MW, pero cuyo aporte más importante está relacionado con la capacidad de almacenamiento de agua de su embalse que sirve para la operación de Paute, especialmente en la época de estiaje, que se encuentra aguas abajo.

La situación de falta de inversión descrita, junto con un pronunciado estiaje (fenómeno de El Niño) y una reducción drástica de las importaciones ocasionó que se produzcan racionamientos de servicio desde noviembre 2009 a febrero 2010. Para esta crisis se contó con el aporte de 70 MW por la interconexión con el Perú y se arrendó centrales de generación que se ubicaron en Quevedo y Santa Elena, con una potencia de 230 MW y 75 MW, respectivamente. La reducción de importaciones de Colombia se debió a que este país también afrontaba una situación de escasez energética por la disminución de reserva de agua en los embalses y la imposibilidad de abastecimiento de gas para generación eléctrica por daños en su sistema de gasoductos.

1.1.3 Mercados para los generadores

- **Mercado de corto plazo**

La formación de los precios del mercado de corto plazo 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. El precio de corto plazo está dado por el costo variable de la más cara de las unidades despachadas.

Sin embargo, en agosto de 2009 fueron suscritos contratos regulados con los generadores privados hidroeléctricos y se completó la negociación con los generadores termoeléctricos privados, lo que da como resultado que, en la actualidad, toda la generación tengan suscritos contratos regulados con las empresas distribuidoras.

Dado que en los contratos regulados los generadores venderán la totalidad de la energía que generen, la perspectiva es que las transacciones en el mercado de corto plazo sean mínimas, liquidándose únicamente las transacciones internacionales de electricidad (TIE).

- **Mercado de largo plazo para los clientes regulados**

Los generadores que se encuentran operando en el sistema, para dar cumplimiento a las disposiciones del Mandato Constituyente No. 15, el 12 de julio de 2008, debieron firmar contratos regulados con todas las empresas de distribución, en forma proporcional a la demanda de dichas empresas. Para el caso de las empresas de generación de capital estatal la suscripción de los contratos fue inmediata, en tanto que para los generadores de capital privado, se inició un proceso de negociación, en el que se determinó básicamente el precio de venta.

Para la incorporación de generación futura, existen dos escenarios para la participación privada en generación, el primero para los proyectos que en el Plan Maestro de Electrificación (PME) se hayan determinado como delegables a la participación privada, los cuales tienen asociado un proceso público de selección; y, el segundo, para aquellos proyectos propuestos directamente por la iniciativa privada y que no hayan sido considerados en el PME, los cuales tiene asociado un proceso inicial de aprobación y un proceso de negociación.

En los casos anteriores, el generador que haya propuesto lo oferta más ventajosa técnica y económicamente obtendrá el Título Habilitante por parte del CONELEC; mientras que la relación comercial con el sector eléctrico será formalizada a través de un contrato regulado donde se fijará el precio para la venta de su energía. Para la determinación del plazo del Título Habilitante y del precio del Contrato Regulado, se considerará la metodología establecida en la Regulación emitida para tal efecto, la cual considera parámetros para que el inversor pueda recuperar su inversión –tanto el capital propio como el financiado- y obtener un retorno adecuado. Todos los generadores privados que se incorporen al sector, deberán vender en contratos regulados toda su producción, en forma proporcional a la demanda de las distribuidoras.

Los contratos regulados que suscriban las Empresas de Generación o Autogeneración con las Empresas de Distribución tendrán remuneraciones establecidas por la Regulación⁸ y deberán considerar que la generación neta debe asignarse en forma proporcional a su demanda regulada.

El precio que conste en los contratos regulados deberá establecer claramente dos componentes:

- a) El Cargo fijo, que será liquidado independientemente si el generador es o no despachado por el CENACE, siempre y cuando se mantenga disponible, considerando los periodos de mantenimiento debidamente autorizados por esta Corporación.

Su determinación considera los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento. Con respecto a los mantenimientos, se considerarán únicamente los mantenimientos mayores que estén destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras.

Para el caso de los generadores en los que el Estado tenga participación accionaria, los cargos fijos serán determinados por el CONELEC en los respectivos estudios tarifarios, mismos que deberán ser incluidos en los respectivos contratos regulados, y comunicados al CENACE para el proceso de liquidación.

La recuperación de la inversión en los generadores señalados en el párrafo inmediato anterior será considerada como la reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC, sin tomar en cuenta ninguna rentabilidad sobre la inversión. Bajo este régimen el Estado aportará los fondos para la inversión. Los generadores mantendrán, en sus estados financieros, una cuenta plenamente identificada para estos fines como costos de reposición.

- b) Cargo variable o costo variable de producción que es determinado conforme la normativa específica y liquidado de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. La Regulación que se aplicará para la declaración de este componente será la No. CONELEC – 003/03 vigente o la que la sustituya.

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

Para ser calificado como gran consumidor, es necesario 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 libres, importar energía de los países vecinos (posibilidad que no se ha hecho efectiva hasta ahora) y comprar en el mercado de corto plazo.

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 Estado, tienen la obligación de vender prioritariamente a los distribuidores.

A diciembre del 2008, existían aproximadamente 71 grandes consumidores, el cual se redujo drásticamente, tanto que finales de 2010 únicamente existen un consumidor con esta calificación actuando en el sistema como tal, por lo comentado en los párrafos precedentes.

1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

El abastecimiento de combustible para las centrales térmicas, se realiza a través de la empresa estatal EP PETROECUADOR. Los tipos de combustibles más utilizados son el diesel, que se importa en su mayor parte, el bunker de producción nacional y la nafta, que igualmente se importa. Eventualmente, cuando la producción nacional ha disminuido se presentan problemas en el abastecimiento local, debido a demoras en las importaciones.

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.

Con el objetivo de mantener el suministro de combustible requerido en los tanques de almacenamiento de las generadoras térmicas, en

⁸ Regulación No. CONELEC – 013/08 “Regulación Complementaria para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15”

septiembre de 2009 se suscribe un Convenio entre la estatal petrolera y las autoridades energéticas y de las finanzas públicas⁹.

A partir del segundo trimestre del 2011, el Estado ecuatoriano tiene el control de la explotación del gas natural ubicado en el Golfo de Guayaquil, así como de la única central que utiliza dicho recurso para la generación eléctrica.

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.

1.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

La generación con fuentes renovables no convencionales tiene un despacho preferente y obligatorio dentro del sistema. Para remunerar la producción de este tipo de plantas, el CONELEC ha establecido precios preferentes para cada una de estas tecnologías (solar, eólica, biomasa, geotérmica e hidroeléctricas de menos de 50MW), los cuales serán concedidos por el plazo de 15 años, contados a partir de la firma del contrato respectivo.

Los precios vigentes desde el 14 de abril de 2011, en la Regulación No. CONELEC 004/11, son los siguientes:

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Continental	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGAS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA Y BIOGAS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53
HIDROELÉCTRICAS 1-10MW	7.17	
HIDROELÉCTRICAS 10 -30MW	6.88	
HIDROELÉCTRICAS 30 -50MW	6.21	

El otorgamiento de estas condiciones preferentes se entrega únicamente hasta que estas tecnologías, sin

⁹ «Convenio Marco para la provisión de combustibles entre PETROECUDOR y las empresas públicas y privadas de generación térmica del sector eléctrico ecuatoriano».

incluir la hidroeléctrica, representen el 6% de la capacidad total instalada. Además, se efectuará una revisión de estos precios preferentes, a los proyectos propuestos a partir del 2013, evaluando el impacto de estos parámetros en la instalación de nueva generación y sobre el costo medio de generación en el sector.

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 el parque eólico en las Islas Galápagos, de aproximadamente 2 MW.

El sobrecosto ocasionado por el despacho de las fuentes no convencionales, lo asumen los distribuidores y grandes consumidores, en proporción a su demanda.

Se está analizando un ajuste a la regulación que permitiría el cambio de tipo de biomasa, para el caso de los ingenios azucareros, de tal manera de disponer de esa generación en época de interzafra.

1.1.6 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.

En Reunión Ampliada de la Comisión de la Comunidad Andina, se aprobó la Decisión 720 "Sobre la vigencia de la Decisión 536", publicada en la Gaceta del Acuerdo de Cartagena el 5 de noviembre de 2009. La Decisión 720 de la Comisión de la Comunidad Andina, establece que, con excepción del artículo 20, se suspende la aplicación de la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina, denominada "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad" hasta por un período de 2 años; y que, durante esos dos años, Ecuador y Colombia aplicarán

el Régimen Transitorio que señala una repartición de 50%-50% de las rentas de congestión entre los dos países, con discriminación de precios para el mercado nacional y el internacional y sin obligación de vender energía en condiciones de escasez o déficit del país exportador.

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 las transacciones de electricidad, conforme lo establece la Decisión 536: Debido a la crisis eléctrica de Ecuador, en el año 2009, en condiciones de emergencia, se pudo suscribir un contrato temporal de compraventa de energía con ELECTROPERÚ, que consideraba a la exportación eléctrica como demanda doméstica adicional y sujeta a toda la normativa del mercado eléctrico peruano.

El Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores de Electricidad (GTOR) de la Comunidad Andina ha propuesto que la Decisión 720 sea revisada y que se establezca un Marco Transitorio para efectuar las transacciones de electricidad entre Ecuador y Colombia y Ecuador y Perú, hasta lograr la revisión y consenso de los principios de la Decisión 536.

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

El Plan Maestro de Electrificación, es el documento base de la planificación del sector eléctrico, a través de él se busca garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica, en particular con el plan de expansión de generación. Con ese fin el CONELEC debe mantener actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica. Es importante señalar que los resultados del proceso de planificación son obligatorios para el Estado a través de sus empresas públicas, pues serán éstas quienes desarrollen los proyectos de generación eléctrica, delegando, solamente por excepción esta responsabilidad a la iniciativa privada.

El desarrollo del principal proyecto de generación - Coca Codo Sinclair de 1500 MW-, que tiene a su cargo el Estado, a través de su empresa pública, pretende aportar con una energía media anual de aproximadamente 8.700 GWh y será una de las soluciones hidroeléctricas que aportará energía al sistema a largo plazo.

1.1.8 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.

1.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento

De acuerdo a lo establecido en la normativa vigente que regula el funcionamiento del mercado eléctrico, le corresponde al CONELEC definir el valor del costo de la energía no suministrada (CENS). Es así que, a través de Resolución del Directorio, el CONELEC estableció el CENS, a nivel nacional, en un valor de 153,3 cUSD/kWh, exclusivamente para procesos de Planificación y Expansión del Sistema Nacional Interconectado, de conformidad con el siguiente detalle:

TIPO DE CONSUMIDOR	CENS (cUSD/kWh)
Residencial	64.6
Comercial	179.1
Industrial	400.3
Otros	150.7

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

Al ser los contratos regulados instrumentos financieros dentro del mercado eléctrico, 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, y su garantía de abastecimiento en condiciones de racionamiento, es decir, se socializa los déficits de energía, conforme lo establece la normativa aplicable para estos casos.

Adicionalmente, y al no tener garantía de abastecimiento los contratos, no se encuentra establecido ningún tipo de multa para situaciones de racionamiento.

1.2 Trasmisión

El sistema de transmisión es administrado bajo la figura de un monopolio natural a nivel nacional a través de una unidad de negocio de la Corporación

Eléctrica del Ecuador CELEC EP¹⁰, actualmente constituida como una empresa pública. Esta unidad de negocio se encarga de preparar su plan de expansión y lo somete a la aprobación del Organismo Regulador, el CONELEC. La tarifa de transmisión asegura al prestador del servicio público de transmisión el cobro de los costos de operación y mantenimiento de los activos en servicio¹¹.

Los voltajes de transmisión empleados son 230 kV en el anillo principal, ramales de 138 kV y sistemas radiales de 69 kV. Actualmente se analiza la posibilidad de incorporar una línea de 500 kV para evacuar la energía que se dispondrá luego de la entrada en operación comercial de los grandes proyectos de generación considerados en el Plan Maestro de Electrificación.

1.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

La empresa dedicada a la prestación del servicio público de transmisión –CELEC EP-, 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.

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.

1.2.2 Ingresos del transportista

• Ingresos por remuneración de los activos

Para el cálculo de la tarifa de transmisión, que debe consignarse al propietario de las instalaciones, por el uso del sistema de transmisión se considerará lo siguiente:

- a) Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el Directorio del CONELEC.

¹⁰ CELEC es resultado de la fusión de todas las empresas de generación de propiedad del Estado y de la empresa de transmisión -TRANSELECTRIC S.A.-, según lo dispuesto en el Mandato Constituyente No. 15.

¹¹ De acuerdo a lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15, el Estado asume los costos de expansión, para lo cual se deben incorporar dentro del Presupuesto General del Estado.

- b) Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC. El Transmisor mantendrá, en sus estados financieros, una cuenta plenamente identificada como costos de reposición.

En cuanto al componente de Expansión que cubre los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión, elaborado por el Transmisor y aprobado por el CONELEC, y conforme lo dispuesto en el Mandato, será asumido por el Estado y constará obligatoriamente en su Presupuesto General. Para esto, el Ministerio de Finanzas debe implementar el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de los recursos.

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

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 0,3587 cUSD/kWh, valor que es aplicado a los distribuidores y grandes consumidores. Los generadores no pagan cargo por transporte.

Para los autogeneradores, la regulación prevé un tratamiento similar al de una demanda para la componente que consume energía, y similar al de un generador para la componente de producción. En el caso de que ese autogenerador tenga excedentes, 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.

1.3 Distribución

La distribución de la energía está a cargo de empresas con participación accionaria mayoritaria del Estado, que son consideradas en todos los aspectos como empresas públicas, excepto en lo societario. De conformidad con lo dispuesto por la ley pertinente¹².

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

¹² Ley Orgánica de Empresas Públicas publicada en el Registro Oficial Suplemento No. 48 de 16 de octubre de 2009.

La normativa establece que el valor que los distribuidores pueden trasladar a las tarifas como resultado de las compras en el mercado eléctrico a los generadores, es el costo medio de generación (CMG) y el pago por el servicio de transmisión definido en párrafos anteriores.

El CMG corresponde al promedio ponderado de los costos de energía provenientes de la suma de los costos fijos y costos variables de generación, resultantes de un despacho de generación donde se considera las unidades o centrales de generación que cuentan con contratos regulados y aquella generación que opera en el mercado de corto plazo.

1.3.2 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar

Para el cálculo del componente de distribución, se considerará lo siguiente:

a) Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el Directorio del CONELEC.

b) Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC. Los distribuidores mantendrán, en sus estados financieros, una cuenta plenamente identificada como costos de reposición.

En cuanto al componente de Expansión de las Distribuidoras, elaborado por las distribuidoras dentro de su correspondiente plan de expansión y aprobado por el CONELEC, y conforme lo dispuesto en el Mandato, será asumido por el Estado y constará obligatoriamente en su Presupuesto General. Para esto, el Ministerio de Finanzas debe implementar el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos.

Las distribuidoras presentarán sus costos operativos auditados, para cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale la normativa específica.

1.3.3 Tasa de retorno de los activos

Para las empresas que son de propiedad del Estado, la tasa de descuento utilizada es 0%, mientras que en el caso de las empresas privadas, la Regulación pertinente establece que la tasa de descuento se calcula como un promedio ponderado de la rentabilidad que los accionistas esperan de su capital propio y el retorno que deben pagar por el financiamiento obtenido. La metodología para definir la rentabilidad esperada por los accionistas considera parámetros como: la tasa libre de riesgo, el riesgo específico de la industria y el riesgo asociado al mercado en donde se va a invertir.

1.3.4 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 componentes 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 dividido 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.

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

No existe una reducción de este tipo.

1.3.6 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.

1.3.7 Ingresos por actividades no reguladas

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

1.3.8 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones

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.

Además, el CONELEC está realizando auditorías independientes para evaluar los costos reportados por las empresas.

1.3.9 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.

Adicionalmente, la normativa actual faculta a las empresas distribuidoras que actúan como empresas públicas a ejercer la jurisdicción coactiva para el cobro de las obligaciones vencidas que tengan a favor por la prestación del servicio público de energía eléctrica.

8 NICARAGUA

1.1 Transmisión

Sistema Nacional de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) está constituido por 2,189.17 kilómetros de líneas de transmisión y 78 subestaciones transformadoras y enlace. Del total de kilómetros de líneas 2,040.81 pertenecen a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) y el resto pertenecen a agentes del Mercado Eléctrico de Nicaragua. Estas longitudes de líneas de transmisión están desglosadas por niveles de tensión de la siguiente manera:

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN			
Tensión kV	Total km	ENATREL km	OTROS km
230	336.75	334.55	2.20
138	1036.10	939.22	96.88
69	816.32	767.04	49.28
Total	2189.17	2,040.81	148.36

Estas cantidades incluyen las interconexiones internacionales en 230 kV hasta las fronteras con Honduras y Costa Rica, cuyas subestaciones terminales en Nicaragua son Subestaciones León (al norte) y Amayo (al sur) respectivamente; las líneas secundarias de transmisión pertenecientes a los productores privados y grandes consumidores, y las líneas propiedad (estatal) de ENATREL. La interconexión entre los centros de generación y los centros de carga se hace por medio de 78 subestaciones desglosadas según la función que desempeñan de la siguiente manera:

TIPO	TOTAL		PROPIEDAD DE ENATREL		OTROS	
	NÚMERO	CAPACIDAD (MVA)	NÚMERO	CAPACIDAD (MVA)	NÚMERO	CAPACIDAD (MVA)
Enlace	1	0.0	1	0.0	0	0.0
Enlace/ Reductoras	9	843.1	9	843.1	0	0.0
Elevadoras	20	1,701.7	7	379.5	13	1,322.2
Reductoras	48	778.8	42	729.3	6	49.5
TOTAL	78	3,323.60	59	1,951.90	19	1,371.7

*Datos actualizados a mayo del 2011

La actividad de transmisión de energía eléctrica es la de un monopolio natural y por lo tanto es regulado. En Nicaragua esta actividad es realizada por la Empresa

Nacional de Transmisión, propiedad del Estado (Arto. 27, Ley 272). Normativa de Transporte establece las reglas aplicables a la Actividad de Trasmisión, de acuerdo a los criterios y disposiciones mandatadas en la Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272) y su Reglamento (decreto 42-98); entre las que se destaca el libre acceso a las instalaciones de transmisión.

En la Normativa de Transporte se describen los siguientes aspectos ligados a la Actividad de Transmisión: Conexión y Uso de las Instalaciones de Transporte, Acceso a la Capacidad de Transporte, Ampliaciones de la Capacidad de Transporte, Régimen Remuneratorio y Calidad del Servicio.

1.1.1 Mecanismos de Expansión de la Red de Transmisión

La empresa Nacional de Transmisión, ENATREL, tiene la responsabilidad de expandir el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), de acuerdo con el Plan de Expansión necesario para atender mayores niveles de generación eléctrica producto del crecimiento de la demanda; y a los requerimientos de calidad y seguridad establecidos. Con este fin, someterá anualmente a aprobación del Ente Regulador, un Plan de Obras, que contiene todos los estudios técnicos y económicos de las obras propuestas.

Cualquier expansión del Sistema Nacional de Transmisión que fuere requerido u ocasionado por cualquier usuario, deberá ser financiado por el mismo en coordinación con ENATREL y de acuerdo a la Ley, Reglamento y Normativa de Transporte. Un agente económico o gran consumidor tiene el derecho de construir y ser propietario de un sistema secundario de transmisión para vincularse al Sistema Interconectado Nacional (SIN); así como de realizar a su costo, ampliaciones en el SNT, no previstas en el Plan de Expansión, debiendo la obra cumplir con lo establecido en la Normativa de Transporte y con la obligación de transferir estas mejoras a ENATREL propietaria del SNT.

Las ampliaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), deberán ser contratadas por ENATREL, las cuales deben ser adjudicadas mediante una licitación pública internacional, cuyo pliego de bases y condiciones y adjudicaciones serán aprobados por el Ente Regulador.

1.1.2 Ingresos del Transportista

La remuneración o ingresos de la Empresa Nacional de Trasmisión provienen de los cargos por uso y acceso de la red de trasmisión. Éstos son calculados por ENATREL y aprobado por el Ente Regulador, sobre la base de: costos de reposición de las instalaciones, operación y mantenimiento de un sistema modelo; incluido un beneficio calculado en base a la tasa de descuento.

La remuneración o ingresos que la Empresa Nacional de Trasmisión percibe por la prestación del servicio de transporte, se compone de: la anualidad de la inversión reconocida, considerando una vida útil de 30 años, a la tasa de descuento autorizada por el Ente Regulador; más los costos reconocidos de operación y mantenimiento de las instalaciones en servicio. A lo anterior se adiciona el costo anual de funcionamiento del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC); el cual es, el operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Existe la posibilidad de otros ingresos cuando Agentes de Mercado realizan ampliaciones en el Sistema Nacional de Trasmisión (SNT), esto en el ámbito de los costos de operación y mantenimiento de tales instalaciones, así como los del costo de funcionamiento del CNDC respectivo. En cuanto a los costos asociados a la inversión, éstos son reembolsados al Agente Iniciador de la obra de ampliación.

1.1.3 Cargos por el empleo de la red de transporte por parte usuarios conectados al SIN

Dentro de los cargos que se incluyen en la remuneración por el Servicio de Trasmisión se encuentran:

Cargo por **Conexión**: expresa el costo de conexión asignados a un Agente, pro nivel de tensión y por el número de conexiones de este.

Cargos por **Exigencia Máxima (CEM) de la capacidad de transporte**: expresa el costo que se le asignan a cada Agente por su potencia máxima, inyectada/extraída al/del sistema de trasmisión.

Cargos por **Uso de la Capacidad (CUC) de Transporte**: expresa el costo que se le asignan a cada Agente por la energía real, inyectada/extraída al/del sistema de trasmisión.

En la actualidad el Ente Regulador a través de un procedimiento de excepcionalidad, ha fusionado los tres cargos descritos, en uno solo; el cual es aplicado a los Agentes, en función de la energía inyectada/extraída al /del sistema de trasmisión. Este cargo denominado Costo Medio (CMT), es calculado a partir del Costo Total de Trasmisión (CTT= a la suma de las anualidades de los costos reconocidos de inversión, operación y mantenimiento y funcionamiento del Centro de Despacho), dividido entre la energía transporta en el período.

9 PANAMÁ

1.1 Generación

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

La ley 6 de febrero de 1997, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica son reguladas, y la Generación no está regulada.

La inversión en generación es decisión de intereses particulares dependiendo de la oferta y demanda que pueda darse. Sin embargo para incentivar la inversión en proyectos de Generación se efectúan las licitaciones de largo plazo y se han creado leyes especiales que incentivan la generación principalmente con fuentes renovables: Mini Hidro y recientemente la Ley No 44 de 25 de abril de 2011 sobre energía eólica Eólica.

En Panamá, por regulación se establece que los distribuidores tienen obligación de contratar el 100% de la energía y potencia de los clientes regulados con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación.

Esta obligación de contratar se realiza en el Mercado de Contratos mediante procesos de concurrencia efectuados desde el 2009 por ETESA, de acuerdo a lo que establece la Ley, las normas y procedimientos que regula la ASEP.

Para el funcionamiento del Mercado eléctrico panameño, se tiene establecida Reglas Comerciales y Operativas que deben cumplir todos los agentes del Mercado.

La ASEP mediante Resolución AN 4519 de junio de 2011 efectuó modificación a la JD 3460 de 2002 sobre el procedimiento para otorgar concesiones de generación hidroeléctrica y geotermoeléctrica.

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

Panamá depende de la importación de hidrocarburos, respecto al carbón recientemente se efectuó la reconversión a Carbón de una Planta existente y se hay interés de desarrollar proyectos a gas.

El potencial hidrológico se encuentra ubicado en su mayoría en el occidente del país y el centro de carga está en la ciudad.

Hay potencial para el desarrollo de generación eólica.

La Red de transmisión nacional SIN esta interconectada con SIEPAC y se está proyectando la interconexión con Sur America a través de ICP (Interconexión Colombia Panamá).

1.1.3 Mercados para los generadores

Los Participantes Productores, conformados por los generadores, autogeneradores y cogeneradores ubicados en la República de Panamá; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros y las empresas que comercializan generación de otro país; tienen diversas opciones para participar en el mercado panameño:

- **Mercado de corto plazo o spot**

El Mercado Ocasional es el ámbito donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, que permiten despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de los apartamientos entre los compromisos contractuales y la realidad del consumo y de la generación.

El Costo Variable de cada unidad aplicable al despacho está dado por:

- a) El Costo Variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación
- b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el Centro Nacional de Despacho (CND) de acuerdo a lo que se establece en las Reglas Comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación;
- c) El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el Participante Nacional, y para el caso de la importación de ocasión será el informado por el EOR.
- d) El precio ofertado por autogeneradores y cogeneradores que venden excedentes.

Estos Costos Variables son auditados por el CND en su calidad de Operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad.

El Costo Marginal del Sistema (CMS) corresponde al Costo variable de la última unidad en ser llamada al despacho para atender la demanda del sistema.

- **Mercado de Contratos**

Las contrataciones de potencia y/o energía están reglamentadas por la ASEP a través de las Reglas de Compra (Aprobado mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones).

Mediante los contratos de suministros se pueden establecer compromisos exclusivamente de potencia, de energía o de potencia y energía.

La **contratación de potencia** a través de un Contrato de Suministro es una reserva de Potencia Firme de largo plazo con compromiso de disponibilidad, dedicada, ante faltantes, prioritariamente al cubrimiento del abastecimiento de la parte compradora.

El Contrato de Suministro que contrate Potencia Firme de Largo Plazo puede definir una cantidad de potencia contratada variable a lo largo del período de la vigencia del contrato. El contrato deberá identificar claramente la potencia contratada para cada día de vigencia. El Participante Productor que vende potencia en un Contrato de Suministro asume el compromiso de que existe la potencia instalada contratada, con un mantenimiento adecuado para cumplir los requisitos de disponibilidad acordados en el contrato.

La **contratación de la energía**, tiene como objetivo estabilizar o acotar el precio futuro de la energía, para evitar la volatilidad del precio del mercado ocasional. Pero no impone restricciones ni obligaciones en la operación física. La parte vendedora asume un compromiso de entrega de energía, pero no una obligación de producción propia, ya que los contratos son financieros. La parte compradora asume un compromiso de pago por un bloque de energía, con prioridad de uso para consumo propio y venta de los excedentes de oportunidad.

Otro tipo de contratos en los cuales los agentes productores pueden ofrecer su producto, es el denominado **Contrato de Reserva**; en el cual un Participante Productor puede comprar potencia y energía de otro Participante Productor para vender en el Mercado y/o para reserva de respaldo de las obligaciones asumidas en los Contratos de Suministro en que sea la parte vendedora.

Un Participante Productor puede vender a otros Participantes Productores sus excedentes de potencia y energía, que no tenga comprometido en contratos o aportes al Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo.

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

En Panamá, se considera cliente libre o Gran Cliente a toda persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 100 kW por sitio, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas.

Por el plazo de un año, a partir del mes de junio de 2010, los grandes clientes tienen la opción de negociar libremente los términos y condiciones de suministro de energía y/o comprar energía en el Mercado Ocasional o de acogerse al mercado regulado a los precios que acuerden las partes.

Una vez finalice dicho plazo, al gran cliente se le asignará la potencia a través de la distribuidora a la cual esté conectado y tendrá la opción de comprar la energía en contratos, en el mercado ocasional o a través de asignaciones una bolsa de energía, que se está organizando actualmente.

Existen dos tipos de Grandes Clientes: activos y pasivos.

El **Gran Cliente Activo** es el que ha decidido comprar energía y/o potencia para su propio consumo directamente en el Mercado Mayorista de Electricidad pudiendo comprar mediante Contratos de Suministros y/o en el Mercado Ocasional, de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales. Será responsable de todos los cargos que resultan del Mercado Mayorista de Electricidad, así como de la instalación y mantenimiento de los equipos necesarios para la medición que conlleva dicha compra y todo el intercambio de información con el CND.

El **Gran Cliente Pasivo** es el que ha decidido comprar toda su energía y/o potencia para su propio consumo a través de un contrato de suministro con otro Agente del Mercado, en quien delega el pago de todos los cargos que resultan del Mercado Mayorista de Electricidad, así como de la instalación y mantenimiento de los equipos necesarios para la medición que conlleva dicha compra y todo el intercambio de información con el CND. No puede participar en el Mercado Ocasional.

Actualmente, un Gran Cliente está obligado a requerir a través del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo la potencia correspondiente a su demanda máxima de generación que no esté cubierta con suficiente anticipación por Contratos. En el futuro este cubrimiento estará a cargo de la distribuidora.

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

En Panamá se comercializa la potencia firme de las centrales de generación, que es aquella capaz de garantizar cada unidad generadora o un Grupo Generador Conjunto (GGC) en condiciones de máximo requerimiento y que está en función de sus características técnicas y operativas.

La Potencia Firme de Largo Plazo de una unidad generadora térmica es su potencia efectiva afectada por la disponibilidad que compromete el Participante Productor que la comercializa. Dicha disponibilidad puede ser variable a lo largo del año. Si el Participante Productor asume el compromiso del 100

% de su potencia efectiva, la potencia firme de largo plazo de la unidad coincidirá con su potencia efectiva.

En el caso de las centrales hidroeléctricas y eólicas, la Potencia Firme de Largo Plazo, se calcula como la disponibilidad que pueda brindar con una excedencia mayor al 95%, tomando en cuenta:

- La aleatoriedad de la hidrología o el régimen de vientos;
- Para las hidroeléctricas, las características del embalse, de existir, y su capacidad de regulación y de empuntamiento;
- Las características de la central;
- Para cada central hidroeléctrica de una cadena, la topología de otras centrales ubicadas sobre la misma cuenca, que afectan los caudales entrantes y/o capacidad de generación de la central.

El **Servicio Auxiliar de Reserva de Corto Plazo** es la reserva operativa que se requiere a lo largo de cada hora para el mantenimiento de la frecuencia, la seguridad, y calidad de la operación del sistema, incluyendo la reserva rodante y reserva fría.

Cada Participante Productor recibe una remuneración mensual por servicios de reserva de corto plazo igual a la integración en el mes de la potencia en reserva aportada por sus unidades remunerada por el precio de la energía en el mercado ocasional.

El **Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo** tiene por objeto garantizar los compromisos de disponibilidad de potencia para cubrir la garantía de suministro de los clientes. El Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo es una reserva compartida para la garantía de suministro y un seguro de precio para la energía asociada a dicha reserva de potencia y se remunera a través de un precio tope que fija anualmente el Regulador.

1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

En Panamá se cuenta con un recurso hidráulico abundante, sobre todo en el área occidente del país, debido a las características húmedas de la región donde se está desarrollando varios proyectos de generación hidro importantes; sin embargo, aún existe un alto porcentaje de la capacidad instalada de generación térmica, las cuales serán desplazadas conforme entren los nuevos proyectos. Aún así, se considera necesario mantener un porcentaje de generación térmica ya que en los períodos de estación seca, el recurso hidráulico se reduce por los pocos aportes hídricos.

Las plantas de generación termoeléctrica instaladas en la República de Panamá, utilizan combustibles derivados del petróleo, siendo los principales el bunker y el diesel.

La planta de Bahía Las Minas inició un proceso de modificación de tres de sus calderas que utilizaban bunker para utilizar carbón como combustible. Este es un paso importante en el mercado energético panameño ya que abre así las puertas a una nueva fuente de energía.

Debido a que en Panamá no se cuenta con sitios de producción de carbón, el combustible necesario para la nueva reconversión de las calderas de Bahía Las Minas se tendrá que importar, principalmente, de Colombia.

1.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

Ley 45 de 4 de agosto de 2004.

Para el fomento de pequeñas plantas **generación utilizando fuentes nuevas, renovables y limpias**, se han establecido incentivos en la Dicha Ley que propone varios beneficios como lo son la exoneración del cargo por distribución y transmisión a centrales mini hidroeléctricas, geotermoeléctricas y sistemas de centrales con otras fuentes nuevas, renovables y limpias con capacidad instalada menor a 10 MW cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional.

Los sistemas de centrales mini hidroeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, con una capacidad instalada de hasta 10 MW, independientemente de su ubicación, podrán realizar contratos de compraventa directa con las empresas distribuidoras, siempre que exista la capacidad de contratación por parte de la distribuidora.

Otro de los incentivos que otorga la citada Ley es la exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción, operación y mantenimiento de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada.

Adicionalmente, existe un incentivo fiscal de exoneración del pago del Impuesto Sobre la Renta, durante los primeros diez años contados a partir de la entrada en operación comercial del proyecto equivalente hasta el veinticinco por ciento (25%) de la inversión directa en el respectivo proyecto, con base a la reducción de toneladas de emisión de dióxido de carbono (CO₂) equivalentes por año calculados por el término de la concesión o licencia, el cual puede ser utilizado en un 100% (para plantas con capacidad instalada menor a 10 MW) o en un 50% (para plantas con capacidad instalada mayor a 10 MW).

Ley 44 de 5 de abril de 2011.

Establece incentivos para la construcción y explotación de **centrales eólicas** destinadas a la prestación del servicio público de electricidad:

La Ley establece la celebración de actos de concurrencia exclusivos para generación eólica, enmarcados en cubrir hasta 5% sobre el consumo anual de energía del país.

Entre los incentivos que otorga la citada Ley es la exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción.

También se establece la utilización del método de depreciación acelerada y exoneración de todo gravamen impositivo nacional de acuerdo a los especificado en la ley.

1.1.6 Comercio internacional de energía

Panamá ha completado la parte que le corresponde del Proyecto SIEPAC, para mediados del 2012 se debe implementar la regulación que definirá las transacciones en el Mercado Regional. Actualmente solo se hacen transferencias de corto plazo de forma limitada y con un reglamento transitorio RTMER.

La Interconexión de Panamá y Colombia, que tendrá una capacidad de transmisión de 300 MW a través de una línea de Alto Voltaje en corriente directa. Ya se han completado los estudios de Armonización regulatoria y se prevé que antes de fin de 2011 se efectuó la subasta por la capacidad de la línea y se inicie construcción del proyecto en el 2012.

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

Existe una planificación de la transmisión a través de ETESA, empresa de transmisión de capital 100% estatal, mediante la preparación del plan de expansión del SIN de acuerdo con los criterios y políticas establecidas por la Secretaría de Energía que toma en cuenta los planes de desarrollo del sector energético adoptado por el Estado.

Este plan de expansión consta de dos documentos principales: el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual es de obligatorio cumplimiento una vez que sea aprobado por la ASEP y el Plan de Expansión del Sistema de Generación, el cual tiene carácter indicativo.

Aunque la decisión de la ampliación de la generación en Panamá es decisión de la inversión privada; el Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones a los proyectos de generación.

1.1.8 Incidencia de la regulación ambiental en el desarrollo de la generación

En Panamá, la regulación ambiental impacta de manera directa el desarrollo de la generación ya que la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) determina si es conducente la utilización del recurso natural que se pretende aprovechar para el desarrollo de una central de generación eléctrica y en caso de que dicha autoridad estime que el recurso natural solicitado no es conducente para los fines de la concesión, mediante Resolución motivada, la ASEP negará la solicitud presentada.

1.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento

Los costos de racionamiento se simulan agregando, a la oferta en el despacho, unidades ficticias denominadas Unidades Falla, con un Costo Variable creciente que representa el costo de riesgo de corte por falta de energía y determinarán el nivel de potencia máxima que representa cada escalón. Cada unidad está en función del Costo de la Energía No Suministrada (CENS) o Costo de Racionamiento.

El costo de cada Unidad Falla, para la aplicación en el Servicio Público de Operación Integrada que realiza el CND, está determinado por cuatro escalones:

Un primer escalón por pérdida de calidad ante la falta del nivel de reserva necesario. En la operación del sistema la reserva necesaria para garantizar el abastecimiento de la demanda del SIN y se define en función a procedimientos técnicos, representa un valor de 25% del CENS para la modelación de la primera Unidad Falla a aplicar en la programación de despacho.

Un segundo nivel de retiro voluntario de demanda considerando la media del costo por unidad de energía (\$/kWh) para cortes de demanda menores al 10% de la misma, se establece un valor de 35% del CENS para la modelación de la segunda Unidad Falla a aplicar en el Servicio Público de Operación Integrada.

Un tercer nivel que considera seleccionar demandas cuyo valor del CENS no es el valor medio adoptado sino un valor más cercano a los valores mínimos para cortes no programados, por lo que se establece dicho valor en 70% del CENS para la modelación de la tercera Unidad Falla a aplicar en el Servicio Público de Operación Integrada.

Un último escalón de falla el cual representa el CENS determinado por la ASEP, mediante Resolución No. AN 2152-Elec de 21 de octubre de 2008, por lo cual se establece en \$1.85/kWh la última Unidad falla para la modelación de la cuarta Unidad Falla a aplicar en el Servicio Público de Operación Integrada.

Lo anterior se puede resumir en la siguiente tabla:

Tabla No. 1 ESCALONES DE FALLA

ESCALÓN DE FALLA	DEFINICIÓN DE LAS UNIDADES FALLA	COSTO DE LAS UNIDADES FALLA (\$/kWh)
UFI	CENS x 0.25	0.4625
UF II	CENS x 0.35	0.6475
UF III	CENS x 0.70	1.2950
UF IV	CENS	1.8500

1.2 Transmisión

El sistema de transmisión está formado principalmente por 10 tramos de líneas de 230 kilovoltios que van desde la Central Hidroeléctrica de Bayano hasta la subestación Progreso en la frontera con la República de Costa Rica y por las subestaciones asociadas. Tiene también líneas de 115 kV, un tramo desde la Central Termoeléctrica de Bahía Las Minas en Colón hasta la subestación Panama I y otro tramo desde la subestación Caldera hasta las Centrales Hidroeléctricas La Estrella y Los Valles.

La prestación del Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica en alta tensión en forma no discriminatoria, continua, regular y eficiente; está a cargo de ETESA de acuerdo a la Ley 6 de 3 febrero de 1997. Dicha empresa se rige por las disposiciones de sociedad anónima y de derecho privado, siendo su capital accionario 100% propiedad del Estado.

La operación integrada del SIN está a cargo del CND, dependencia de ETESA, el cual también presta el servicio de administrador del Mercado Mayorista de Electricidad.

En el 2010 se efectuaron importantes obras en el sistema de transmisión que incluyeron la ampliación de la S/E Caldera y la Construcción de la S/E Boquerón III, ambas ubicadas en el Occidente del país para recoger los nuevos proyectos de generación. También se ha iniciado proyectos para la repotenciación de la Línea de transmisión enmarcados en lo establecido en el Plan de Expansión.

1.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

La Empresa de Transmisión, ETESA, tiene la obligación de expandir la red nacional de transmisión, de acuerdo con el plan de expansión acordado para atender el crecimiento de la demanda y los criterios de confiabilidad y calidad de servicio adoptados. Con este fin, deberá preparar un programa de inversiones para la expansión de la red y presentarlo a aprobación de la ASEP.

ETESA está obligada a realizar las obras que se incluyen en el plan de expansión aprobado por la

ASEP. Estas obras de inversión las construye ETESA a través de empresas nacionales y/o extranjeras, mediante proceso competitivo de libre concurrencia.

Cada cuatro años se calcula y aprueba el IMP que tendrá ETESA a fin de que pueda cubrir el Plan de Expansión como la operación del sistema.

1.2.2 Ingresos del transportista

La Empresa de Transmisión cuenta con recursos propios provenientes de la Tarifa aprobada por ASEP para los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada por los servicios de la red meteorológica e hidrológica y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas.

Los costos relacionados con la función de planeamiento de la expansión y compra de energía, son recuperados como gastos administrativos de su actividad principal de transmisión. Los costos relacionados con la función hidrológica y meteorológica, son recuperados como gastos administrativos de su actividad de operación integrada, excepto aquellos por los cuales se cobre directamente a los interesados.

Anualmente se efectúa una revisión a las Tarifas de ETESA considerando la ejecución del Plan de Expansión, el IPC y otros elementos determinados en la reglamentación.

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

Dentro de los cargos que se incluyen en la remuneración por el Servicio de Transmisión se encuentran:

- Cargo por **servicio de conexión**: Refleja los costos de los activos de conexión asignados a un usuario cuando el usuario es único y los activos son propiedad de ETESA.
- Cargos por **uso del Sistema de Transmisión**: Refleja los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión; correspondiendo el sistema principal de transmisión a los equipamientos que son propiedad de ETESA y que son usados por dos o más agentes del mercado.

Igualmente existen el SOI que es un cargo por Servicio de Operación Integrada que igualmente es regulado por la ASEP.

1.3 Distribución

El servicio de distribución comprende las actividades de transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización a los clientes. La

distribución es una actividad monopólica, por lo tanto es regulada.

La distribución de energía eléctrica en Panamá, está a cargo de tres empresas concesionarias:

- Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET), cuya zona de concesión consiste en la parte occidental de la ciudad de Panamá, el oeste de la provincia de Panamá y las provincias de Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas.
- Elektra Noreste, S.A., (ENSA) cuya zona de concesión comprende el sector este de la ciudad y provincia de Panamá, el Golfo de Panamá, la provincia de Colón y los sistemas aislados, Darién y Kuna Yala.
- Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A: (EDECHI), cuya zona de concesión está ubicada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Además, se encuentra la empresa Bocas Fruit Company, que es un autoprodutor y que vende sus excedentes a la población de Changuinola, Guabito, Almirante y Las Tablas en la provincia de Bocas del Toro, en virtud de un Contrato Ley que le permite estas ventas sin tener una zona de concesión de distribución.

Las ventas de electricidad a clientes finales, son retribuidas por medio de tarifas reguladas. Estas tarifas cubren los costos en que incurre cada empresa de distribución, para prestar el servicio a cada categoría de cliente, de acuerdo con las características propias de su consumo de energía.

La ley establece que la tarifa eléctrica está compuesta por lo siguiente:

- Costo de generación: comprende el costo de las compras de energía al por mayor, producto de la contratación de las distribuidoras;
- El cargo de la red de transmisión y operación integrada.
- El valor agregado de distribución y comercialización.

El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos: administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, una tasa razonable de rentabilidad que remunera sus inversiones y sus activos y la depreciación sobre los activos de la distribuidora.

El costo de comercialización está compuesto, entre otros, por los costos que cubren la administración, medición, facturación y cobro a los clientes.

1.3.1 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

El papel de intermediario lo ejerce el distribuidor realizando compras de Potencia y/o Energía a los

agentes productores mediante contratos, distribuyendo y comercializando la energía.

Los distribuidores deben permitir el acceso indiscriminado, a las redes de su propiedad, de cualquier gran cliente o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, establecidas en el contrato de concesión, previa solicitud y cumplimiento de las normas técnicas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.

El distribuidor debe garantizar a los clientes finales confiabilidad y calidad de Servicio Técnico y Comercial.

1.3.2 Tasa de retorno de los activos

La ASEP define la tasa de rentabilidad que considere razonable para el agente distribuidor, tomando en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas y cualquier otro factor que considere relevante.

La tasa que se define no puede diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país. Para determinar la tasa de retorno se estima una tasa de referencia mediante el análisis de mercado con el método de cálculo WACC.

La tasa así determinada, se aplica a los activos fijos netos en operación para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hace a partir del valor, a costo original, asentando en los libros de contabilidad del agente distribuidor, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el mismo haga durante el período.

1.3.3 Remuneración de los costos de administración, operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento radican en gastos directos e indirectos como costos por remuneración, operación del sistema, mantenimiento de la red, planificación y equipos en depósito. Análogamente a los costos de operación del sistema, se tienen los costos de la gestión administrativa de la empresa como servicios contratados que brindan servicios a la empresa y otros costos imprevistos.

Estos costos se calculan también en base a condiciones de eficiencia de empresas comparadoras a través de Ecuaciones de Eficiencia con las variables explicativas en un Área Representativa dada.

Los costos de operación y mantenimiento del alumbrado público en su zona de concesión se cobran en las tarifas al cliente final, en proporción a su consumo.

1.3.4 Reducción de la remuneración al distribuidor por mayor eficiencia derivada del aumento de economías de escala

Para determinar el Ingreso Máximo Permitido se ha realizado un análisis de eficiencia de las empresas, aplicando una metodología de Análisis de las Fronteras de Eficiencia. En tal análisis se han integrado tanto a las empresas comparadoras posibles como a las tres empresas distribuidoras panameñas a fin de determinar su real situación actual.

De acuerdo a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Régimen Tarifario establecido, se sigue el siguiente procedimiento para determinar el Ingreso Máximo Permitido (IMP):

- Se revisa el nivel de desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas.
- Se seleccionan empresas comparadoras con el fin de calcular ecuaciones de eficiencia.
- Se fijan las nuevas tasas de rentabilidad para las empresas de distribución.
- Se calculan los Ingresos Máximos Permitidos a cada empresa de distribución.

El Ingreso Máximo Permitido (IMP) por Actividades Reguladas para las empresas distribuidoras en el Período Tarifario incluye los ingresos de Distribución, Comercialización y el Alumbrado Público, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$IMP = IMPD + IMPCO + ALUMPU$$

Donde:

IMPD es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Distribución en el Período Tarifario.

IMPCO es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Comercialización en el Período Tarifario.

ALUMPU es el valor presente de los ingresos máximos permitidos a la empresa distribuidora por el servicio de alumbrado público en el Período Tarifario.

1.3.5 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor

Los cargos tarifarios aprobados se ajustan semestralmente y de acuerdo con fórmulas de ajuste definidas durante el período vigente.

Los ajustes que se realicen a los cargos tarifarios de comercialización, distribución y alumbrado público, están en función del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre, según las publicaciones de la Contraloría General de la República.

1.3.6 Ingresos por actividades no reguladas

El ingreso permitido para las empresas de distribución y comercialización en el período tarifario tiene en cuenta las actividades realizadas por la empresa que no correspondan a las actividades reguladas en la Ley 6 de 1997.

De existir tales actividades que utilicen los activos de distribución y comercialización para fines diferentes a las actividades reguladas, se considera como activos fijos del sistema de distribución una proporción de tales activos, equivalente a la relación que existe entre los ingresos que se prevea para las actividades reguladas asignadas en la Ley 6 de 1997 y los ingresos totales previstos en las actividades reguladas y no reguladas que utilicen los activos de distribución. Los ingresos de actividades tales como: alquiler de postes, alquiler de transformadores, alquiler o uso por terceros de oficinas, equipos de computación, equipos de comunicaciones, software, etc; son considerados como ingresos por actividades no reguladas.

De existir actividades no reguladas, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización se ajustan por el siguiente factor de corrección:

$$FCBC = IPT0 / (IPT0 + INR0)$$

Donde:

FCBC: el factor de corrección.

IPT0: el ingreso percibido por la distribuidora por las actividades de distribución y comercialización en el último periodo anual auditado a la fecha de cálculo del IMP.

INR0: el ingreso percibido por la distribuidora por las actividades no reguladas en el último periodo anual auditado a la fecha de cálculo del IMP. La ASEP puede auditar el valor del INR correspondiente a periodos anteriores al de INR0 dentro del periodo tarifario anterior, a los efectos de asegurar la razonabilidad de este último.

1.3.7 Procedimientos y estudios técnicos para determinar las remuneraciones

La ASEP establece un máximo de áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calcula el valor de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia



tiene como base el desempeño reciente de empresas comparadoras.

Se definen para ello variables de costos y de pérdidas de las empresas comparadoras, cuyos valores se aproximan basándose en ecuaciones de eficiencia. Las ecuaciones de eficiencia se estiman a partir de variables explicativas de la evolución de dichos costos o pérdidas sobre una muestra representativa de empresas. Las variables explicativas son:

- El número total de clientes.
- La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.
- La energía vendida.

1.3.8 Seguridad de cobro y corte de servicio a consumidores en incumplimiento

El distribuidor estará facultado para proceder a suspender los servicios, en los siguientes casos:

1. Por el atraso de sesenta días o más en el cargo de las facturas respectivas.
2. Por el consumo de energía sin contrato previo o autorización del distribuidor, o cuando se haga uso de la energía eléctrica mediante fraude comprobado.
3. Por defectos de las instalaciones del distribuidor o del cliente, cuando se ponga en peligro la seguridad de personas o propiedades.

10 PARAGUAY

1.1 Generación

1.1.1 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 el objetivo 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.

1.1.2 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, cuya contribución a la generación es prácticamente marginal.

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 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 14000 MW, con 20 unidades de 700 MW cada una.

La Central Hidroeléctrica Yacyretá, construida por Paraguay y Argentina sobre el río Paraná, posee una potencia instalada de 3200 MW, con 20 unidades de 160 MW cada una.

Sólo la potencia disponible en Itaipú (14000 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 (2700 MW, bajo un acuerdo binacional con Argentina).

Dos proyectos adicionales, Corpus (4586 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 de abastecimiento en este sector por largos años.

Existe además el proyecto de ANDE de Maquinización de la Presa Yguazú, el denominado "Central Yguazú", en pleno proceso de construcción con un financiamiento del Gobierno de Japón, con el cual se adicionarán 200 MW, con la modalidad de generación en horas de punta. Una vez en operación la Central Yguazú pasará a generar los 200 MW durante 3 horas por día, situación que contribuirá a mejorar la contratación de potencia de las binacionales y contribuirá a reducir los costos medios.

1.1.3 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.

1.1.4 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.

Por otra parte, 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 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 66 kV asociados a la máxima capacidad de transmisión de la línea.

1.1.5 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.

1.1.6 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.

1.1.7 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. Se encuentra en proceso de aprobación un Plan Decenal de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, para el período 2009-2019.

1.1.8 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.

1.2 Transmisión

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.

1.2.1 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.

Una inversión adicional y que contribuirá a fortalecer el sistema de transmisión de ANDE es la construcción de una simple terna en 500KV Itaipú – Villa Hayes, la cual será financiada con fondos del Mercosur y se prevé su entrada en operación para el año 2013.

1.2.2 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.

1.2.3 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.

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

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.

1.3.2 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.

11 PERÚ

1.1 Generación

1.1.1 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.

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

En el año 2010, el 58% 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 22 empresas de generación eléctrica. Aproximadamente, el 29,4% 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 22,2% 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 28,6 % del mercado.

A diciembre del año 2010, la potencia firme de las unidades de generación del SEIN alcanzó a 6 313,5 MW y la máxima demanda registrada fue de 4 578,9 MW. La interconexión internacional no es significativa para el abastecimiento, mas bien se exportó a Ecuador 111,88 GWh. La energía generada en el SEIN en el año 2010 fue 32 426 GWh.

Actualmente, la expansión del sistema eléctrico se está realizando principalmente en base a la instalación de centrales de generación a gas natural. Entre las principales construcciones de infraestructura realizadas en el 2010 se encuentran: la inauguración de la Central Hidroeléctrica El Platanal en marzo de 2010, el inicio de operaciones de la tercera unidad de generación de la Central Térmica Kallpa (Kallpa III) en marzo de 2010 y de la Central Térmica Las Flores de Duke Energy en mayo de 2010; entre otros.

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.).

1.1.3 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 termoelectricas 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 N°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:

a) 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).

b) 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 defina OSINERG MIN	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 usuarios con demandas mayores a 200 kW y menos a 2 500 kW pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los suministros de electricidad con demandas mayores a 2 500 kW son clientes libres, para 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 OSINERGMIN¹³.

- **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 en mayo de 2010 vigente en la Barra Lima es de 5,36 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 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 y el precio de potencia es un precio libre.

1.1.4 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 2010, el valor máximo en boca de pozo del Gas de Camisea, para un generador eléctrico es de 1,5709 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.

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

¹³ Resolución N° 1089-2001-OS/CD el "Procedimiento para la Aplicación de los cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres".

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.

1.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

Mediante el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables y su Reglamento, el Gobierno del Perú promueve el aprovechamiento en la generación de electricidad de los Recursos Energéticos Renovables (RER) tales como: biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz y energía hidráulica, cuya capacidad instalada no sobrepase de 20 MW.

Se realizó con éxito la primera subasta de Recursos Energéticos Renovables que concluyó con la adjudicación de tres parques eólicos (142 MW), dos centrales de biomasa (27 MW), cuatro bosques solares (80 MW) y 18 pequeñas centrales hidroeléctricas (180 MW), haciendo un total de 429 MW.

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.

1.1.6 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 (0,35% de la energía eléctrica generada en el SEIN en el año 2010).

1.1.7 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.

1.1.8 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.

1.1.9 Costo de falla y criterios de seguridad de abastecimiento

El costo de falla empleado en la optimización de la operación del sistema es de 704,75 Soles por MWh, equivalentes aproximadamente a 250 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.

1.1.10 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.

1.2 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 500 kV, los sistemas de transmisión secundarios y complementarios están conectados a 220 kV, 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 de Transmisión (SGT)
- Sistema Complementario de Transmisión (SCT)
- Sistema Principal de Transmisión (SPT)
- Sistema Secundario de Transmisión (SST)

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 el Sistema Complementario de Transmisión está conformado por instalaciones 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), o instalaciones aprobadas por OSINERGMIN, mediante el Plan de Inversiones que resulte de un estudio de planeamiento.

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.

El incremento de la demanda de electricidad y la oferta de generación obliga a que la red eléctrica aumente su capacidad de transmisión, de esta manera evitar la congestión y dar mayor eficiencia, confiabilidad y seguridad a la operación del sistema. Por lo tanto, se tiene previsto que el SEIN opere ahora sobre una nueva y mayor tensión nominal de 500 Kv.

Teniendo en cuenta el registro de proyectos licitados, aquellos en proceso de licitación y previstos licitar, para el periodo de 2011 al 2017 estarán en servicio nuevas líneas de transmisión que suman un total adicional de 4 218 km, donde el 40% corresponde a redes de 500 kV, el 60% de 220 kV. Dichos proyectos se muestran en la siguiente tabla:

Estado	Líneas en Proyecto	Tensión (kV)	Longitud (km)	Año de puesta en operación
Licitado	LT Chilca-La Planicie-Carabayllo	220	94	2011
Licitado	LT Chilca-Carabayllo	500	94	2011
Licitado	LT Carhuamayo-Paragsha	220	591	2011
Licitado	LT Independencia-Ica (2do circuito)	220	55	2011
Licitado	LT Talara - Piura Oeste (2do circuito)	220	102	2012
Licitado	LT Zapallal - Chimbote - Trujillo	500	530	2012
Licitado	LT Pomacocha - Carhuamayo	220	110	2012
Licitado	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse	220	204	2012
Licitado	LT Tintaya - Socabaya (Doble Terna)	220	207	2013
Licitado	LT Chilca-Marcona-Montalvo	500	872	2013
Licitado	LT Trujillo - Chiclayo	500	190	2013
En Licitación	LT Cajamarca Norte - Caclic	220	161	2013
En Licitación	LT Caclic - Moyobamba	220	142	2013
En Licitación	LT Cajamarca-Carhuaqueiro	220	80	2014
En Licitación	LT Onocora-Tintaya	220	79	2014
En Licitación	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora	220	200	2015
En Licitación	LT Moyobamba-Iquitos	220	507	2017

Fuente: Elaborado con información de PROINVERSIÓN

1.2.1 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, se establecen los siguientes mecanismos para la expansión de la red de transmisión:

- Plan de Transmisión: 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.

- Plan de Inversiones: se establece cada cuatro años y está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

1.2.2 Ingresos del transportista

• Instalaciones del Sistema Principal

Las tarifas y compensaciones de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión, se rigen por lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) de 1992.

Los sistemas de transmisión remunerar 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 remunerar 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%).

Los 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, se rigen por lo dispuesto en la Ley 28832 y 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 Secundario

Las Instalaciones del Sistema Secundario, se remuneran de acuerdo a lo dispuesto en el literal b) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas:

El Costo Medio Anual de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda se fijará por única vez. Este Costo Medio Anual será igual al ingreso anual por concepto de Peaje e Ingreso Tarifario y deberá ser actualizado, en cada

fijación tarifaria, de acuerdo con las fórmulas de actualización que para tal fin establecerá OSINERGMIN, las mismas que tomarán en cuenta los índices de variación de productos importados, precios al por mayor, precio del cobre y precio del aluminio.

Cuando alguna de estas instalaciones sea retirada de operación definitiva, el Costo Medio Anual se reducirá en un monto proporcional al Costo Medio Anual de la referida instalación respecto del Costo Medio Anual del conjunto de instalaciones que pertenecen a un determinado titular de transmisión.

• **Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión**

Las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, se remuneran de acuerdo a lo dispuesto en el literal b) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas:

- El costo de inversión del Sistema Eléctrico a Remunerar se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente.
- La valorización de la inversión de los SCT que no estén comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado.
- El costo anual estándar de operación y mantenimiento de instalaciones no comprendidas en Contratos de Concesión SCT, será equivalente a un porcentaje del Costo de Inversión que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.
- El Costo Medio de Anual de las instalaciones se calcula sumando la anualidad del costo de inversión¹⁴ más el costo estándar de operación y mantenimiento.
- El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión del Plan de Inversiones se fijará preliminarmente en cada proceso regulatorio y se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial.

Adicionalmente, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 28832, las instalaciones del SCT deben contar con la conformidad del COES, mediante un estudio que

¹⁴ Anualidad del costo de inversión referido al final del año, calculado para una vida útil de 30 años y Tasa de Actualización vigente según el Artículo 79° de la LCE

determine que la nueva instalación no perjudica la seguridad ni la fiabilidad del sistema.

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

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

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

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 (PCSPT).

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 recaudación por Peaje de Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

Cargos por el empleo del Sistema Garantizado de Transmisión

La compensación para remunerar la Base Tarifaria (anualidad de la inversión más costos de operación y mantenimiento) de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es asignada a los Usuarios por OSINERGMIN.

A la Base Tarifaria se le descuenta el correspondiente Ingreso Tarifario y el resultado se denomina Peaje de Transmisión (PTSGT). El valor unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios. El valor unitario del Peaje de Transmisión será agregado al Precio de la Potencia de Punta en Barra.

- **Cargos por el empleo de Sistemas Secundarios y Complementario de Transmisión**

Los generadores o demandantes que requieran de instalaciones de transmisión distintas a las que conforman el SPT y/o SGT para conectarse con él, remuneran dichas instalaciones según los criterios siguientes.

Instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión:

- Las instalaciones del SST 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 del SST 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 Complementario de Transmisión:

- El pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.
- Las instalaciones del SCT que atienden de forma exclusiva a la demanda de una determinada área se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- 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.

Los consumidores de energía pagan el costo del SST y/o SCT mediante el denominado "Peaje de Transmisión", el cual es único para cada área de demanda (tipo estampilla) determinadas por OSINERGMIN.

El Peaje se determina para cada Área de Demanda por nivel de tensión, como el cociente del valor presente del flujo de las diferencias entre los valores anuales del Costo Medio Anual y del Ingreso Tarifario, entre el valor presente de las demandas mensuales para un horizonte de cuatro años.

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

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 de contrato 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.

1.3.2 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar

La remuneración que recibe el distribuidor 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 2013, aprobados mediante Resolución Directoral Nº 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
- ii) 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)

1.3.3 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.

1.3.4 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.

1.3.5 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. La justificación para la reducción del VAD por economía de escala se basa en el concepto que los costos fijos no se incrementan en proporción directa al aumento de las ventas dentro del área de concesión.

1.3.6 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.

1.3.7 Ajuste e indexación de la remuneración al distribuidor

Las tarifas de distribución son publicadas a través de los pliegos tarifarios. Los pliegos tarifarios se reajustan cada vez que los factores de reajuste y los precios a nivel de generación registren una variación del 1,5%.

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.

1.3.8 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).

1.3.9 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 publica la resolución de las nuevas tarifas del VAD y realiza una audiencia pública donde sustenta los precios pre publicados.

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 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.

1.3.10 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,00000000 que impiden el corte de servicio.

12 REPÚBLICA DOMINICANA

1.1 GENERACIÓN

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

La reforma del sector eléctrico dominicano se inició con la promulgación de la Ley de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 en el año 1997. Con el establecimiento de este marco legal, la empresa eléctrica estatal que operaba un monopolio que integraba verticalmente las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización del suministro eléctrico, se dividió en las siguientes unidades de negocio: i) Tres empresas de distribución, ii) Dos empresas de generación térmica, iii) una empresa de transmisión y iv) Una empresa de generación hidráulica.

Por medio de la citada ley se permitió la participación de hasta un 50% de inversionistas privados en las empresas de distribución y de generación térmica, asimismo se permitió la instalación de empresas de generación completamente privadas.

La promulgación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, en el año 2001, estableció el marco normativo sobre el cual debía operar el mercado eléctrico dominicano. En el mismo se establecieron los siguientes principios fundamentales que debían regir el subsector eléctrico : i) La promoción de la participación privada en el sector eléctrico para asegurar un abastecimiento de electricidad en forma segura, ii) La promoción de una sana competencia en aquellas actividades que se desarrollen en régimen de competencia y iii) Regulación de las actividades de carácter monopólica que permitan remunerar adecuadamente al concesionario, al tiempo de aplicar tarifas razonables al usuario final .

El rol del estado se reorientó a las funciones de planificación y regulación, lo que dio lugar a la creación de la Comisión Nacional de Energía encargada de trazar las políticas energéticas, la Superintendencia de Electricidad como regulador del subsector eléctrico, el Organismo Coordinador entidad autónoma encargada planificar la operación del sistema eléctrico y calcular las transacciones comerciales y el Centro Control de Energía que opera en tiempo real el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

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

La apertura del mercado que produjo la reforma del sector eléctrico dominicano, propició un aumento en la inversión privada en el área de generación, la cual tuvo como consecuencia un incremento de la capacidad de generación de 1,200 MW (50%) durante el período 1999-2003.

El principal mecanismo de atracción de inversión en generación que se diseñó en este proceso de reforma consistió en la firma de contratos de compra de energía entre las empresas distribuidoras y generadoras con precios de energía que tomaban en cuenta la realidad de la industria en esos momentos. Estos contratos estaban diseñados para ser desmontados en cinco años, de tal forma que las empresas distribuidoras pudieran participar en posteriores procesos licitatorios que les permitieran negociar contratos en mejores condiciones.

Sin embargo, estos contratos fueron renegociados en el año 2001, extendiendo el plazo de vencimiento de los mismos hasta el 2015, con lo cual aproximadamente el 80% de la demanda total quedó comprometida en ese horizonte de 15 años. Esta situación redujo significativamente la inversión en el mercado eléctrico dominicano, ya que los inversionistas potenciales veían limitadas sus posibilidades de inversión de generación solo para atender la demanda incremental anual y al mercado de los grandes usuarios. Actualmente los contratos mencionados representan aproximadamente un 63% de la demanda total.

La crisis económica que afectó la República Dominicana durante los años 2003 y 2004 incidió negativamente en la capacidad operativa de las empresas distribuidoras, produciéndose una ruptura de la cadena de pagos del sector y la acumulación de deudas con las empresas generadoras.

En medio de esta situación, el Gobierno decidió, a fines del año 2003, re-estatizar completamente a las empresas distribuidoras EDENORTE y EDESUR, con lo cual sólo, EDEESTE mantuvo una participación privada tanto en las acciones como en la gestión. Todo este panorama deterioró el ambiente de negocios en el sector eléctrico dominicano, esto explica el fenómeno de la limitación experimentada en el mismo, lo que a su vez, ha afectado el crecimiento de la oferta de generación de electricidad.

A partir del año 2005 se inició la ejecución del denominado Plan para la Recuperación del Sector Eléctrico, con la finalidad de dotar al sector eléctrico de autosostenibilidad financiera.

Posteriormente por los años 2009-2010 EDEESTE fue también re-estatizada.

1.1.3 Mercado para los Generadores

- **Mercado spot**

En el mercado spot se realizan transacciones de potencia y energía a costo marginal. Estas transacciones se realizan entre generadores, generadores y distribuidoras y generadores y usuarios no regulados.

Las transferencias de energía se valorizan en base al costo marginal de corto plazo de energía, igual al costo variable de despacho de la última máquina despachada. El costo variable despacho es igual al costo variable de producción afectado por un factor de pérdidas que pretende actualizar su valor al vincularlo a una barra de referencia. Estos costos variables de producción deberán ser auditados por la entidad reguladora.

El costo variable de producción se calcula como la suma del costo variable combustible más el costo variable no combustible.

La transferencia total de Potencia de Punta entre un Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el resto, será igual a la diferencia entre su demanda de Potencia de Punta y su Potencia Firme propia o contratada. Estas transacciones se valorizarán al Costo Marginal de la Potencia en Barra, de acuerdo con el procedimiento establecido en el Reglamento.

Las transacciones de potencia de punta se valorizan sobre la base del costo marginal de potencia, que representa el costo marginal de desarrollo de la potencia de punta del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

El costo marginal de desarrollo de la potencia de punta del SENI es igual al costo anual de inversión más el costo fijo de operación y mantenimiento de una turbina a gas de ciclo abierto de 50 MW. Este valor es calculado y fijado por la Superintendencia de Electricidad cada cuatro años en base a la siguiente fórmula:

$$CMPPBR = (((CTG / (FDT * CP)) * FRCM + O\&M) * RES$$

Donde:

CMPPBR: Costo marginal de la Potencia De Punta en Barra de Referencia (RD\$/kW-mes).

CTG: Costo turbina a gas, corresponde al valor CIF más los costos de instalación y conexión a la red e impuestos.

FDT: Factor de derrateo por temperatura.

CP: Coeficiente de Consumos Propios.

FRCM: Factor de recuperación del capital mensual, calculado para una tasa de descuento mensual equivalente a la tasa anual definida por la Ley un período de 240 meses.

O&M: Costo fijo de operación y mantenimiento.

RES: Margen de reserva teórica.

Dentro del horizonte de cada cuatrienio, el valor resultante es actualizado anualmente por fórmulas de indexación.

De acuerdo con la Ley General de Electricidad por lo menos el 20% de la demanda del sistema interconectado deberá transarse en el mercado spot. Sin embargo, en la actualidad las compras de las empresas distribuidoras en el mercado spot representan menos del 6% de sus compras totales.

- **Mercado de Contratos**

Con distribuidores

Las empresas de distribución deberán comprar a los generadores, de acuerdo a la normativa, el 80% de su demanda pactada a través de contratos bilaterales.

La normativa vigente establece que las empresas distribuidoras deben mantener contratos con las empresas generadoras que les garanticen un porcentaje total de potencia y energía para clientes regulados por los siguientes 18 meses. Este porcentaje comprometido en contratos de largo plazo no debe superar el 80% de la demanda máxima de las empresas distribuidoras.

Por otro lado, las empresas distribuidoras están facultadas a poseer instalaciones de generación, limitándose la misma hasta un equivalente de un 15% de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. Estas empresas de generación vinculadas a empresas de distribución deberán vender un 40% de su producción en el mercado spot.

De acuerdo con la normativa, la venta de electricidad a las empresas distribuidoras por medio de contratos de largo plazo debe efectuarse a precios resultantes de procesos competitivos de licitación pública internacional, las cuales deberán ser supervisadas por la Superintendencia de Electricidad. En los casos en que los procesos de licitación internacional no conciten la atención de un número adecuado de oferentes, que garanticen la captación de precios eficientes, y aun cuando la normativa no establece precios máximos, la misma otorga al regulador la posibilidad de establecerlos. No obstante y aun cuando no se ha celebrado ningún proceso de licitación luego de la reforma, entendemos que aspectos concernientes a demanda vieja y precios máximos, constituyen variables típicas a considerar en el reglamento para licitación que actualmente está elaborando el regulador.

Actualmente las empresas distribuidoras tienen comprometido en contratos más del 94% de la demanda total de sus clientes. De este porcentaje, alrededor del 77% corresponde a contratos de largo plazo (más de 10 años), mientras el restante 17% se encuentra comprometido en contratos con un plazo de vencimiento menor a 36 meses.

Con clientes libres

Al iniciarse el proceso de reforma se estableció un umbral de demanda de 2,000 Kw a partir del cual un usuario podía optar para ejercer la condición de cliente libre (Usuario No Regulado, UNR). Con la emisión de la Ley General de Electricidad¹⁵ se estableció un calendario de desmote, para este límite de demanda, desde el año 2001 hasta alcanzar un límite inferior de 200 Kw a partir del 2005. Sin embargo con la modificación de la Ley 125-01, (Ley 186-07) se estableció otro proceso de desmote de dicha demanda, la cual se mantuvo en 2,000 kw hasta el año 2006, a partir del cual deberá aplicarse el siguiente horizonte de desmote: 1,400 Kw a partir del 2007 1,300 Kw en el 2008; 1,200 Kw en el 2009; 1,100 Kw en el 2010 y 1,000 Kw del año 2011 en adelante.

Los clientes libres pueden adquirir la electricidad tanto por medio de contratos, como en el mercado spot.

Actualmente existen alrededor de 72 usuarios no regulados en el mercado eléctrico mayorista, cuyos retiros representan cerca del 8.78% de la energía total inyectada en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

Remuneración a la capacidad de generación y a las reservas

En el mercado eléctrico mayorista la capacidad de una unidad generadora se remunera en función de su potencia firme, la cual no es más que la potencia total que una unidad está en capacidad de suministrar con un nivel de seguridad que esté en el rango del 95% al 98%.

El cargo con el que se remunera la potencia firme es el Costo Marginal de la Potencia de Punta, establecido cada 4 años por la Superintendencia de Electricidad y es igual al costo anual de inversión y al costo fijo de operación y mantenimiento de una turbina a gas de ciclo abierto de 50 MW de potencia instalada.

1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

La generación eléctrica en República Dominicana se realiza fundamentalmente sobre la base de combustibles fósiles, los cuales representan un 86% de la capacidad instalada, correspondiendo el restante 14% a la generación hidroeléctrica.

La participación de los combustibles fósiles en la energía generada durante el año 2009 fue la siguiente: fuel oil No. 6 - 40.5%, fuel oil No. 2 - 8.0%, carbón - 16.61%, gas natural - 19.36%.

Debido a que República Dominicana carece de yacimientos de combustibles fósiles, la producción termoeléctrica depende en su totalidad de la importación de los mismos. Esta situación conlleva como consecuencia que el sistema eléctrico dominicano sea muy vulnerable a las fluctuaciones en los precios internacionales de estos productos.

Sin embargo, pese a esta dependencia de las condiciones internacionales, en los últimos años no se han escenificado problemas con la seguridad en el suministro de los combustibles utilizados en la generación eléctrica.

1.1.5 Incentivos para la generación con fuentes renovables no convencionales

Durante el año 2007 fue promulgada la Ley de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales No. 57-07. Con la entrada en vigencia de este marco legal se ha iniciado la aplicación de una serie de estímulos económicos para la inversión en generación eléctrica por fuentes alternativas.

Entre estos incentivos podemos mencionar:

- Exenciones al impuesto sobre la renta
- Reducción al impuesto al financiamiento externo
- Primas en el precio de la energía producida por fuentes alternativas
- Prioridad en el despacho para la energía generada en régimen especial.
- Permite las inversiones en hidroeléctricas de capacidad menor a 5 MW.

Programa de medición neta

Consiste en un sistema de medición bidireccional del servicio eléctrico, que permitirá que los usuarios, que decidan autoabastecerse parcial o totalmente mediante sistemas de generación a base de fuentes renovables, específicamente fotovoltaicas y eólicas, recibirán del distribuidor un crédito en Kwh equivalente a la energía generada por el cliente, el cual se restará de la consumida por este en el período de facturación correspondiente.

1.1.6 Planificación y otras formas de intervención

El marco legal vigente en el mercado eléctrico dominicano no contempla una intervención activa por parte del Estado en el proceso de planificación, limitándose su rol a trazar pautas indicativas dentro

¹⁵ La reforma del Subsector se llevó a cabo El marco legal para llevar a cabo la reforma consistió en resoluciones administrativas de la Secretaría de Industria y Comercio

de las cuales deben encaminarse las políticas de promoción e incentivo de la inversión privada.

En este sentido, corresponde a la Comisión Nacional de Energía elaborar el Plan Energético Nacional, el cual incluye los planes indicativos de desarrollo de la generación, transmisión y distribución.

1.1.7 Incidencia de la regulación ambiental

Uno de los requisitos para el otorgamiento de una concesión para la explotación de una obra eléctrica y para la puesta en operación de la misma, lo constituye el cumplimiento de las normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica dispuestas por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Sin embargo, no se tiene conocimiento de que la exigencia del cumplimiento de estos requerimientos medioambientales haya incidido, más allá de la ralentización de la ejecución de un proyecto de generación.

1.1.8 Costo de falla

De acuerdo a la Ley General de Electricidad corresponde a la Superintendencia de Electricidad establecer cada año el Costo de Desabastecimiento, el cual debe representar el costo en que incurren los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerle de fuentes alternativas.

En caso de producirse una declaración de racionamiento por déficit de generación, los generadores utilizarán este costo de desabastecimiento para compensar a las empresas distribuidoras, las cuales a su vez deberán traspasar las mismas a los clientes. El valor de dicho costo para diciembre del año 2010 fue de 167.850 US\$/MWh.

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

En caso de presentarse una declaración de racionamiento por parte de la Superintendencia de Electricidad, tendrá prioridad en el abastecimiento, la demanda contratada que cuenta con generación disponible.

Sobre la base de la previsión de demanda y los contratos de suministro con disponibilidad de generación, se determinará la demanda que implica transacciones en el Mercado Spot. Las empresas distribuidoras y los Usuarios No Regulados serán restringidos en su demanda en función de su participación en las transacciones del mercado spot.

En ningún caso se podrá restringir la demanda que cuente con un contrato de suministro y con la disponibilidad del generador, exceptuando aquellos

casos donde no sea posible por restricciones de transmisión o distribución.

1.2 TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión del sistema eléctrico nacional interconectado es propiedad de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), la cual es de capital estatal.

El sistema de transmisión está compuesto por redes de 138 y 69 Kv, aunque actualmente se ha concluido la primera fase de la línea de 345 Kv para reforzar la interconexión entre las regiones norte y sur del país.

1.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

La normativa vigente establece que es función de la Comisión Nacional de Energía elaborar un plan de expansión para el sistema de transmisión, sin embargo el mismo tiene un carácter indicativo.

En la práctica, la ETED es quien diseña el plan de expansión del sistema de transmisión cada 4 años, quedando como una facultad de la SIE el reconocimiento del mismo (ya sea total o parcialmente) al momento de establecer el peaje de transmisión.

1.2.2 Ingresos del transportista

Ingresos por remuneración de los activos

La Superintendencia de Electricidad es la responsable de establecer el valor del peaje de transmisión, el cual de acuerdo con la Ley General de Electricidad debe generar los ingresos necesarios para cubrir el costo total anual del sistema de transmisión, el cual está compuesto por la anualidad de la inversión más los costos de operación y mantenimiento de un sistema de transmisión eficientemente dimensionado.

Para remunerar el costo de capital del sistema de transporte se toma en consideración el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones necesarias para operar un sistema optimizado, así como las inversiones correspondientes a las expansiones a ser realizadas en los siguientes 4 años, siempre y cuando estas se correspondan con el desarrollo de un sistema eficientemente dimensionado.

Para establecer la anualidad de la inversión se multiplicará la base de capital obtenida por el procedimiento expuesto en el párrafo anterior por el factor de recuperación del capital, el cual tomará en consideración una vida útil de 30 años y la tasa de costo de capital fijada por el Banco Central, la cual debe tomar en cuenta el costo de oportunidad real del capital que enfrenta en mercados internacionales la inversión en el sector eléctrico dominicano. Actualmente la tasa de costo de capital vigente es de 12.12%.

El peaje de transmisión vigente en la actualidad no es determinado siguiendo el mecanismo descrito previamente, sino que corresponde a un esquema diseñado para facilitar la transición de la empresa de transmisión existente a la empresa modelo planteada en la normativa.

1.2.3 Ingresos por remuneración de costos de operación y mantenimiento

Los ingresos que se reconocen para cubrir los costos de operación y mantenimiento de la empresa de transporte se corresponden con los montos necesarios para operar una empresa modelo que opere un sistema de transmisión eficientemente dimensionado.

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

Tomando como base el ingreso reconocido a la empresa de transmisión y las expansiones de demanda previstas para el SENI en los próximos cuatro años, se establece un Peaje Unitario de Transmisión. El ingreso tarifario que percibe mensualmente la empresa de transmisión lo constituye el producto de este peaje unitario por los retiros de energía de dicho mes.

La empresa de transmisión recauda este ingreso tarifario por medio de dos conceptos: derecho de uso y derecho de conexión. El derecho de uso es la diferencia entre el total de las inyecciones y retiros de energía y potencia, valorizados a costo marginal (pérdidas valorizadas a costo marginal). El derecho de conexión de un mes determinado es la diferencia entre el costo total mensual del Sistema de Transmisión y el derecho de uso correspondiente a dicho mes.

1.3 DISTRIBUCIÓN

En la República Dominicana el sistema eléctrico nacional interconectado cuenta con tres empresas distribuidoras de energía eléctrica. Estas son: la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDE ESTE), Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDE SUR) y la Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDE NORTE). Estas tres empresas son totalmente del Estado.

Adicionalmente, existen en República Dominicana concesiones para la explotación del servicio eléctrico en zonas que se encuentran aisladas del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado; estas concesiones son operadas por empresas verticalmente integradas, encargadas de generar, distribuir y comercializar la electricidad. Actualmente existen ocho empresas en estas condiciones, las cuales suman una capacidad instalada superior a los 225 MW.

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

En lo que se refiere a las compras de abastecimiento de las empresas distribuidoras en el mercado mayorista, la Ley General de Electricidad (LGE) establece que las mismas no podrán ser mayor al 80% en el mercado de contratos de largo plazo, mientras que en el mercado spot las compras no deberían ser menores a un 20%, teniendo en cuenta la demanda del sistema eléctrico interconectado. Por otro lado, la LGE permite a las empresas distribuidoras ser propietarias, directa o indirectamente, de instalaciones de generación, siempre que esta capacidad no exceda el 15% de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado.

Debido a las particularidades del sector eléctrico, el país no ha podido acogerse totalmente la regulación pautada. Esto explica la existencia de contratos de corto plazo, donde las empresas distribuidoras se ven obligadas a comprar al menos el 85% de su compra de abastecimiento a elevados precios y sólo el resto en el mercado spot.

A pesar de los intentos de recuperar todos los costos de las empresas distribuidoras, los niveles de pérdidas totales de éstas para el mes de octubre de 2010 fueron de alrededor del 38%.

1.3.2 Remuneración del distribuidor

Las tarifas a usuarios del servicio público son fijadas por el ente regulador, las mismas están compuesta del costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras establecido competitivamente más el valor agregado por concepto de costos de distribución.

El valor agregado de distribución se determina cada cuatro años sobre la base de costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados.

Con la finalidad de traspasar a los clientes finales el costo real de la prestación del servicio eléctrico y de hacer mejoras en la regulación, la Superintendencia de Electricidad (SIE) está concluyendo la consultoría denominada "Esquemas de Transición para Tarifa y Normas Técnicas de Calidad de Servicio para el Período 2008-2012". Los estudios relacionados con los temas tarifarios son contratados por la SIE bajo licitación internacional y son realizados por consultores independientes.

Por otra parte, la normativa prevé que la tasa de costo de capital a utilizar para las inversiones en las instalaciones de distribución, en dólares estadounidenses, sea fijada periódicamente por el



Banco Central de la República Dominicana. Esta tasa ha permanecido fija en 12.12% desde el año 2003.

1.3.3 Cortes del Suministro y cobros

De acuerdo con la LGE, los concesionarios del servicio de distribución podrán efectuar el corte inmediato del servicio o del suministro al cliente contratante en caso de que éste no haya efectuado el pago de una factura mensual dentro de los treinta (30)

días que sigan a su emisión, excluyendo a las instituciones gubernamentales no cortables.

Para el mes de octubre 2008 las cobranzas de las empresas distribuidoras fueron de alrededor del 98% de la energía facturada.

Durante el año 2007 se aprobó una modificación de la Ley General de Electricidad que criminaliza el fraude eléctrico y dota a las empresas distribuidoras de algunas herramientas administrativas para hacer más efectiva la gestión comercial de las mismas.

13 URUGUAY

Se está en un proceso de implementación del mercado eléctrico, pautado principalmente por la entrada de nuevos agentes generadores, la mayoría con centrales en base a energías renovables (biomasa, eólica). Las reglamentaciones previstas para el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, y para las actividades de transmisión y distribución no se han implementado aún en su totalidad. En lo que sigue se describen las normativas previstas en los reglamentos.

1.1 Generación

1.1.1 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.

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

Al 30/07/11 el sistema eléctrico interconectado de Uruguay posee una capacidad instalada de generación de 2431 MW, incluyendo grupos diesel y un parque eólico de 20 MW de UTE. A esta potencia deben sumarse 81.3 MW de generadores independientes ya operativos y conectados a redes de distribución, de los cuales 23.3 MW son eólicos y conjuntamente con 58 MW de Biomasa corresponden en su mayoría a los primeros proyectos ya operativos de un plan de promoción de 60 MW de energías renovables (eólica, biomasa, pequeñas hidroeléctricas), el resto de los proyectos están conformados por 1 MW en base a biogas, 3.72 MW en base a Gas-Natural y 5 MW en base a Biomasa. Otros 5 MW de biomasa con contrato en el marco del plan de promoción de renovables, tienen su entrada en servicio prevista a fines del año 2011. El sistema cuenta además con un autoproducer, la planta de celulosa UPM (ex-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 9394 GWh en el año 2010. 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 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.

1.1.3 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, eólicas 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 se encuentra operativa la generación asociada a 51.1 MW de contratos firmados entre UTE y generadores independientes. Estos contratos se establecieron en el marco de las políticas de promoción para las energías renovables dictadas por el Poder Ejecutivo. También existe un contrato entre UTE y UPM, por sus excedentes. Con respecto a los proyectos que venden toda la energía inyectada al spot, se puede señalar que en 2008 entró en servicio un proyecto de generación distribuida con gas natural de 3.72 MW, a fines del 2009 entró en servicio una central eólica de 6 MW que amplió su potencia instalada a 9 MW en el primer semestre de 2011 y en el primer semestre de 2010 entraron en operación 5 MW de Biomasa.

- **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**

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.

UPM (ex-Botnia) conectada a la red de transmisión, que como autoproducer 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."

1.1.4 Disponibilidad de fuentes de energía para la generación

Los recursos hidroeléctricos de Uruguay se encuentran aprovechados casi totalmente, por lo que no son previsibles 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 a fines del año 2000 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, dadas las limitaciones en el mercado de gas existentes actualmente en Argentina.

En octubre de 2008 UTE firmó un contrato con los mismos proveedores del contrato original del año 2000. Este contrato, al tiempo que viabiliza el acceso de UTE al gas natural para la producción de energía eléctrica, facilita una solución para el suministro de gas natural a Uruguay para los distribuidores de este energético y los consumidores industriales. El nuevo acuerdo permite conservar la vigencia de los permisos de exportación de gas, consolidando el acceso al gas natural y preservando los derechos adquiridos por UTE en el contrato original respecto del gasoducto "link". El suministro previsto es de carácter interrumpible, obteniéndose en contrapartida la reducción a cero de las cantidades "Take or Pay" y "Ship or Pay" del contrato original. El plazo del acuerdo es de 3 años.

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.

1.1.5 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 proyectos eólicos y de biomasa, que no cubrieron la totalidad de los 60 MW previstos, y en una segunda ronda según el mismo procedimiento, se adjudicaron nuevos proyectos eólicos y de biomasa hasta completar dicha potencia. Igualmente se habilitó mediante un Decreto del Poder Ejecutivo, la posibilidad de ampliar la contratación a ofertas no adjudicadas, si éstas aceptan reducir su precio hasta igualar el de las ofertas adjudicadas, habiéndose obtenido respuestas positivas de algunos oferentes, en el entorno de los 30 MW.

En el marco del decreto del Poder Ejecutivo de promoción de la generación eólica de agosto/009, se realizó un llamado para la contratación por parte de UTE de energía eólica, habiéndose adjudicado un total de 150 MW, en tres parques de 50 MW de capacidad instalada. Seguidamente y para dar cumplimiento a la segunda etapa prevista en el decreto mencionado anteriormente, de completar 300 MW de potencia eólica instalada y contratada con privados antes del año 2015, UTE publicó un nuevo llamado competitivo por 150 MW, cuya fecha de apertura prevista es en agosto de 2011.

Continuando con los procedimientos de promoción de generación con fuentes renovables no convencionales, en lo que corresponde a biomasa, a partir del decreto del Poder Ejecutivo de diciembre de 2010, UTE elaboró un procedimiento de adhesión que estará abierto hasta fines del 2011. Podrán presentarse en este marco, los interesados en instalar centrales de hasta 20 MW, buscando cumplir con la meta prevista de 200 MW instalados en base a biomasa.

1.1.6 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, desde 2004 se han realizado también importaciones de energía de Brasil, empleando la interconexión entre Argentina y Brasil en Garabí, alcanzando en algunas ocasiones potencias muy relevantes para Uruguay, típicamente del orden de 300 a 400 MW y puntualmente superiores.

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.

1.1.7 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 el año 2009 UTE construyó 80 MW de motores a fuel oil en la central Batlle y Ordóñez, los que entraron en servicio al inicio del año 2010. En el primer semestre del 2010 entró en operación industrial la ampliación del Parque Eólico

de Caracoles, llegando la potencia del actual parque eólico de UTE a 20 MW.

En la actualidad UTE está desarrollando un proyecto de Ciclo Combinado con una potencia en el entorno de 500 MW. Está prevista la entrada en servicio de las turbinas de gas que componen el ciclo combinado, para el año 2013.

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.

1.1.8 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.

1.1.9 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.

1.1.10 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 de los años 2006 y 2008, se realizaron 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.

1.2 Trasmisión

1.2.1 Mecanismos de expansión de la red de transmisión

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 transmisión zonal (redes de tensión menor a 500 kV), es obligatorio que UTE aporte los fondos de inversión, opere y mantenga las instalaciones.

Expansiones por requerimiento particular de usuarios

Estas expansiones son las construidas por usuarios de la red, por iniciativa propia y asumiendo el usuario los costos respectivos. En caso de que las instalaciones resulten prestando servicio público de transporte para terceros, deben dar lugar a una concesión y al pago de peajes por parte de los restantes usuarios, a aquél que ha construido la instalación.

Interconexiones internacionales

Para la construcción de interconexiones internacionales se prevé que los agentes interesados que tengan acordados contratos de importación o exportación, se presenten ante el Regulador, para que éste apruebe la construcción de las instalaciones de interconexión y licite la construcción, operación y mantenimiento de la misma, que se concede a un transportista de interconexión internacional, que recibe a cambio el pago de un canon. 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.

1.2.2 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 correspondería 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 remunerarán como las existentes a la puesta en funcionamiento del mercado eléctrico.

1.2.3 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 β , en la que el elemento β_{lk} 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 β 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 pagos 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 remunerarán 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.

1.3 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.

1.3.1 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.

1.3.2 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.

1.3.3 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%.

1.3.4 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.

1.3.5 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.

1.3.6 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 subtrasmisión), y Cargos de Trasmisión, 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.

1.3.7 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.

1.3.8 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.

1.3.9 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 dificultad de facturar la energía en zonas económicamente carenciadas.

1.3.10 Adecuación de algunas disposiciones vigentes en el Reglamento de Distribución

La resolución de URSEA N° 88/005 del 28 de diciembre 2005 realiza adecuaciones al Reglamento de Calidad de Servicio aprobado por resolución de URSEA N° 29/003 del 24 de diciembre del 2003. El Reglamento de Calidad de Servicio entro en vigencia el 1° de enero 2006.

El decreto del Poder Ejecutivo N° 366 del 1° de octubre de 2007, (cuya entrada en vigencia se prorrogó hasta noviembre de 2008), introdujo modificaciones en algunos artículos del Reglamento de Distribución con el fin de habilitar la aplicación del criterio de zona electrificada, del Régimen de Garantías de Permanencia y las Tasas de Conexión previsto en dicha normativa.

La reglamentación prevé que para la dotación de nuevos suministros, ampliación de la potencia conectada a suministros existentes o bien el servicio de transporte en Media y Baja Tensión, el Distribuidor tenga la potestad de exigir al solicitante el depósito de una Garantía y/o cobrar un Cargo por Expansión de Red.

- El monto de la Garantía de Permanencia quedará estipulado en el Contrato de Suministro o de Transporte (según corresponda) y es proporcional al monto de la inversión en ampliación y extensión de las Instalaciones de Distribución. Esta garantía le asegura al Distribuidor que la potencia solicitada permanecerá inalterada en el sistema eléctrico por un período determinado
- En el caso de edificios y otros tipos de construcciones colectivas, se podrá exigir el depósito de una Garantía de Contratación al responsable de la solicitud colectiva. Con esta garantía el Distribuidor se asegura que la potencia requerida se corresponderá con la suma de potencias individuales que serán contratadas por los usuarios finales.
- En ambos casos, las garantías rigen cuando la potencia solicitada supera 50 kW y además el monto de las mismas no podrá ser superior al 80% del avalúo de las obras proyectadas por el Distribuidor para la conexión.
- Estas garantías se pueden constituir en efectivo, aval bancario o póliza de caución.

- El plazo máximo de devolución de la Garantía de Permanencia es de 7 años, procediéndose anualmente a la liberación de la proporción correspondiente a dicho período, sin intereses, salvo en el caso del efectivo. Independientemente de la forma en que se constituya la Garantía de Contratación, la misma se devuelve de manera proporcional cada vez que se realizan contrataciones individuales.
- El Cargo por Expansión de Red (cargo no reembolsable), se solicitará sólo en los siguientes casos:
 - a) Solicitudes individuales o colectivas, dentro de la zona electrificada que superen las siguientes potencias:
 - ADT urbanas: 250 kW
 - ADT rurales: 50 kW
 - Instalaciones de Media Tensión clasificadas como Subtransmisión: 500 kW.
 - b) Solicitudes que se ubiquen fuera de la zona electrificada.

Por otro lado, aquellos costos vinculados directamente con la conexión del Suscriptor y que no están incluidos en el VADE, darán lugar al cobro de Tasas de Conexión.

- Cuando la potencia contratada es menor o igual a 50kW, los valores de las Tasas serán incluidos en el Pliego Tarifario que aprueba el Poder Ejecutivo.
- Para el resto de los usuarios, las Tasas de Conexión las calculará el Distribuidor según los valores unitarios de la Instalaciones de Distribución.

Finalmente, la modificación introducida en el artículo que define la Zona Electrificada, determina que es el Distribuidor quien elige el nivel de tensión de los Usuarios de Distribución, atendiendo a la optimización del sistema eléctrico y a las necesidades de los usuarios.

Este régimen de Tasas y Garantías presenta grandes diferencias con lo que UTE aplicaba desde hacía más de 20 años, por lo tanto su implantación significó importantes esfuerzos en definir nuevas prácticas de gestión y presupuestación, así como la adecuación de las herramientas informáticas. Manteniendo las señales económicas que estimulen una adecuada conexión al sistema, la aplicación de las Tasas de Conexión significa rebajas de más del 60% en los

costos que deben afrontar los clientes nuevos y aquellos que solicitan modificaciones.

Por decreto del Poder Ejecutivo N°176/010 se establecieron las principales condiciones relativas a la microgeneración en base a energías renovables (eólica, solar, microturbinas) conectada en baja tensión.

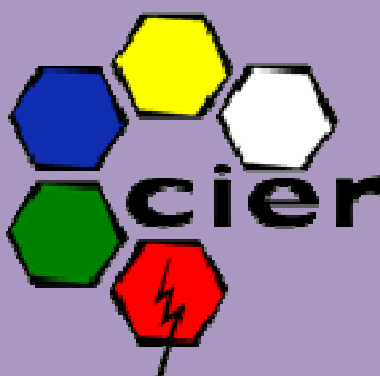
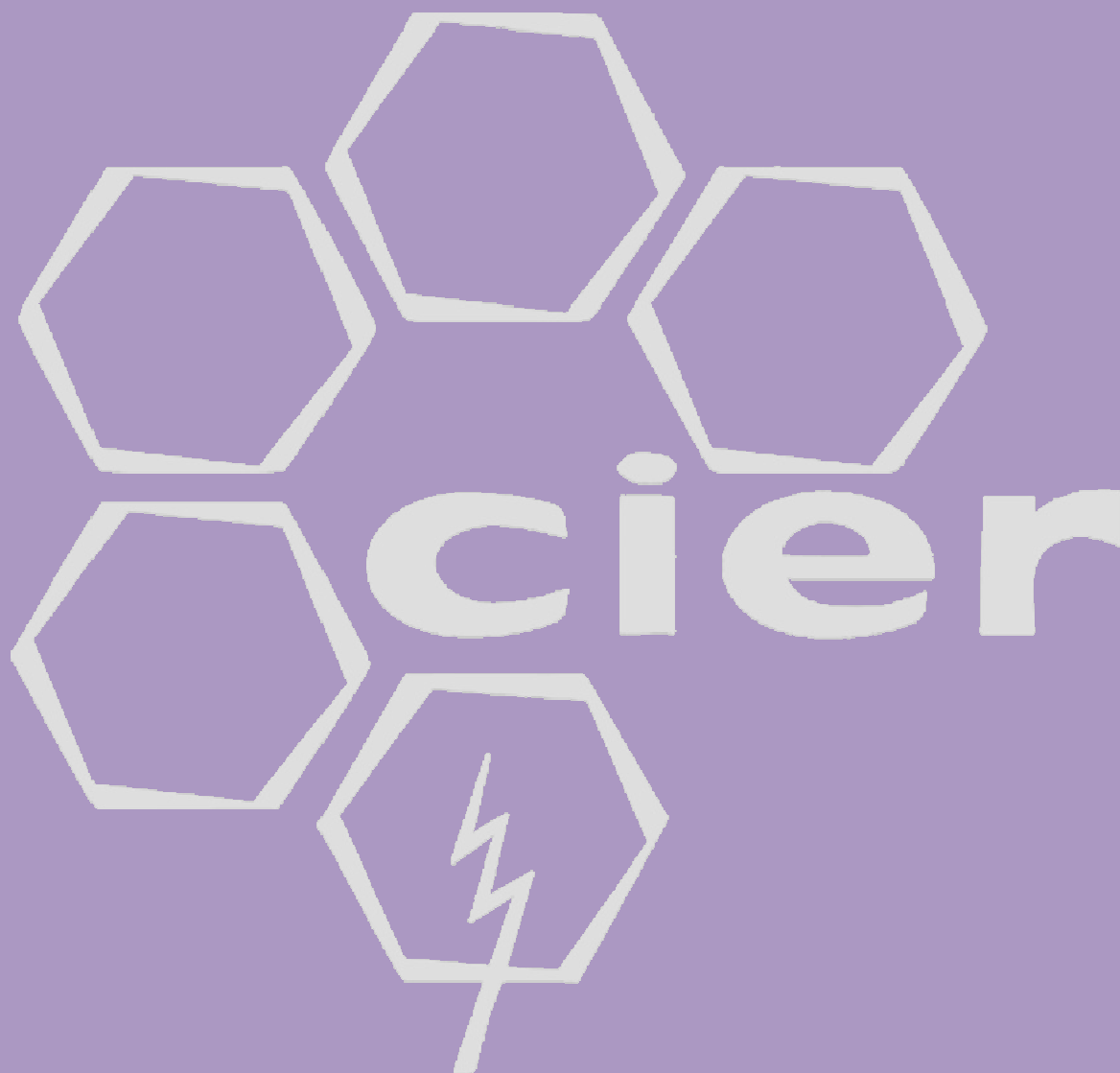
En resumen en el decreto se establece que:

- se autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica. La corriente máxima de régimen generada en baja tensión por los equipos instalados no deberá superar los 16 amperios, salvo en los suministros de retorno por tierra, en los que la corriente no podrá superar los 25 amperios. Asimismo la potencia pico del equipamiento no podrá superar la potencia contratada del suscriptor. Los suscriptores interesados en superar estos máximos establecidos deberán recabar en forma previa la conformidad de UTE.
- El suscriptor mencionado podrá intercambiar energía en forma bidireccional con la red de Distribución.
- La energía entregada a la red de baja tensión por el microgenerador se remunerará por un período de 10 años al mismo precio del cargo por energía vigente en el Pliego Tarifario de UTE, de acuerdo a la tarifa contratada por el microgenerador como suscriptor de UTE, salvo algunas excepciones establecidas.
- El microgenerador no pagará cargos por el uso de redes eléctricas.
- Todo equipamiento comprendido en las instalaciones interiores que sea necesario para la conexión a la red de baja tensión será de cargo del microgenerador.
- Los costos vinculados a la instalación del medidor adecuado a esta modalidad de intercambio de energía dará lugar al cobro de una tasa de conexión por parte de UTE
- El microgenerador se autodespachará, considerándose su costo variable nulo.
- Los costos de energía asociados a esta forma de contratación se incluirán en el cálculo de las tarifas de UTE.

Área Corporativa - Regulación del Sector Eléctrico

Actividades realizadas

- III Congreso Internacional de Regulación Eléctrica – Octubre 2011.
- Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico- Generación, Transmisión y Distribución – Setiembre 2010.
- II Congreso Internacional de Supervisión del Servicio Eléctrico – Lima, Perú – Setiembre 2010
- II Encuentro Internacional de Regulación Eléctrica – Lima, Perú – Setiembre 2009.
- Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico- Generación, Transmisión y Distribución – Noviembre 2008 y 2009.
- 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**

Br. Artigas 1040, 11300 Montevideo – Uruguay

www.cier.org.uy