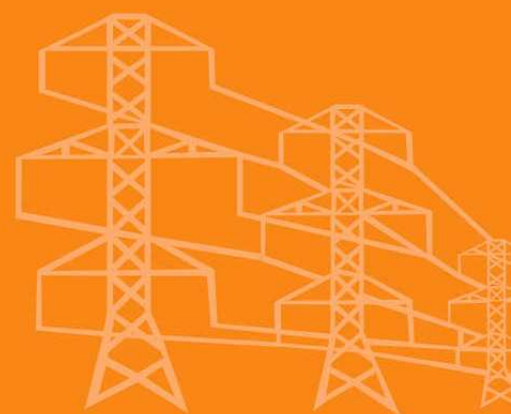


**COMISION DE INTEGRACION  
ENERGETICA REGIONAL**

**REMUNERACION DEL GENERADOR  
Y DISEÑO DE LOS MERCADOS  
MAYORISTAS DE  
SUDAMERICA Y ESPAÑA  
SETIEMBRE 2005**

**SERIE:  
DOCUMENTOS  
DE ANALISIS Y  
DISCUSION**



**INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO CIER 08  
“REGULACION DE LOS MERCADOS ELECTRICOS”**

SECRETARÍA EJECUTIVA  
MONTEVIDEO - URUGUAY



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

### **Área Corporativa en la CIER**

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

Servicios a disposición de las empresas y entidades CIER:

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

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

### **Apoyo continuo y permanente**

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

Nombres y direcciones en la web.

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



# COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

## AUTORIDADES DE LA CIER

### Presidente

Ing. Angel María Recalde  
Paraguay

### 1<sup>er</sup> Vicepresidente

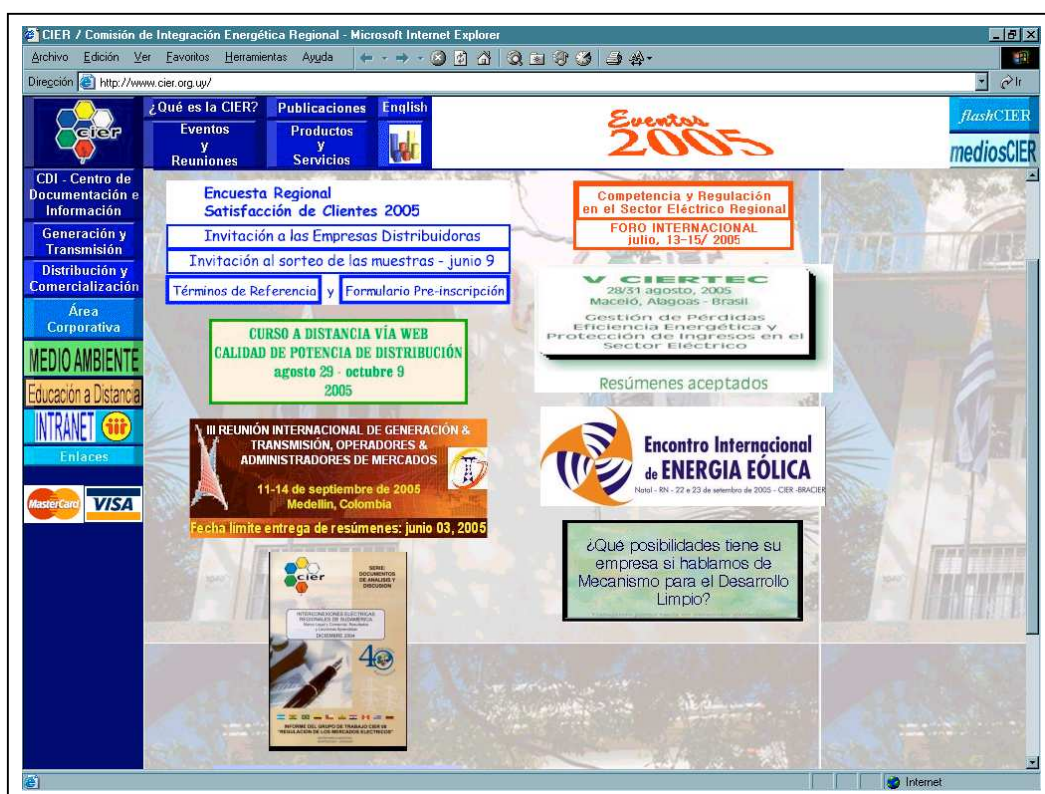
Dr. José Antonio Vargas Lleras  
Colombia

### 2<sup>do</sup> Vicepresidente

Ing. Ivan La Rosa Alzamora  
Perú

### Director Ejecutivo

Ing. Pablo Cisneros Gárate  
Ecuador



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

Participan también con carácter de Miembros Asociados: UNESA (España), TransÉnergie HQ inc. (Canadá).

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





REMUNERACIÓN DEL GENERADOR  
Y DISEÑO DE LOS MERCADOS MAYORISTAS  
DE SUDAMÉRICA Y ESPAÑA

DOCUMENTO DE ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

SETIEMBRE 2005





## EL FUNCIONAMIENTO DE LA CIER

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

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

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

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

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







## INDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>11</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>13</b>
<b>PRESENTACIÓN</b>	<b>16</b>
<b>REFLEXION Y EXPERIENCIA SOBRE CARGOS POR CAPACIDAD</b>	<b>17</b>
<b>RESUMEN EJECUTIVO Y PERSPECTIVAS</b>	<b>18</b>
1 ARGENTINA	20
2 BOLIVIA	25
3 BRASIL	31
4 COLOMBIA	37
5 CHILE	45
6 ECUADOR	51
7 ESPAÑA	58
8 PARAGUAY	66
9 PERÚ	69
10 URUGUAY	77
11 VENEZUELA	82
<b>COLOMBIA - ANEXO - Propuesta de alternativa para la remuneración de potencia realizada por la CREG</b>	<b>86</b>





## INTRODUCCIÓN

El documento que presentamos a continuación describe los principales aspectos que determinan la remuneración del generador en los países de la CIER y España. En particular aborda conceptos tales como la remuneración de la energía, potencia, servicios complementarios, marco legal a partir del cual se realizan operaciones de importación y exportación. Asimismo, de forma complementaria se describe el diseño de los mercados mayoristas y rol de los administradores para completar la perspectiva general del marco legal de la actividad de generación. Por último, los informes de cada país contienen una referencia sobre la suficiencia en el suministro de energía eléctrica como mensaje final al lector en un tema crítico y de preocupación para empresas, autoridades energéticas y especialistas.

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

El tema que aborda este documento es el quinto de una serie de trabajos ya realizados y forma parte del análisis regulatorio de los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización, 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

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

Cr. Juan Carlos Belza  
Coordinador Internacional  
del Área Corporativa





## **AGRADECIMIENTOS**

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





## **GRUPO DE TRABAJO – CIER 08 "Regulación de los Mercados Eléctricos"**

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

### **COORDINADOR TÉCNICO INTERNACIONAL**

#### **Coordinador Principal:**

Ing. Helio Mitsuo SUGAI  
Planeamiento de la Expansión de la Generación – COPEL

### **DELEGADOS**

#### **Argentina**

Lic. Marcelo BIACH  
ENRE

#### **Bolivia**

Ing. Eddy IPORRE DURÁN  
Intendente - S.E.

#### **Brasil**

Dr. Luiz Geremias DE AVIZ  
Abogado-COPEL

#### **Chile**

Dr. Rodrigo PÉREZ STIEPOVIC  
PPL Global, LLC - EMEL

#### **Colombia**

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

Sra. Martha Cecilia VÉLEZ HENAO  
Especialista, Bolsa de Energía - ISAGEN

#### **Ecuador**

Ing. Juan Vicente SAAVEDRA MERA  
Gerente de Producción – HIDRONACION

Ing. Eduardo CAZCO CASTELLI  
Director de Regulación – CONELEC

#### **Miembro Asociado UNESA - España**

Dr. Alberto BAÑON  
Director de Regulación – UNESA

#### **Paraguay**

Ing. Armando RODRIGUEZ KNUTSON  
Director de Planificación - ANDE

Ing. Sixto AMARILLA

Jefe Depto. Ingeniería, Comunicación y Control-ANDE

#### **Perú**

Ing. Miguel RÉVOLO ACEVEDO  
Gerente de Distribución - OSINERG

#### **Uruguay**

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

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

#### **Venezuela**

Ing. Fidel PÉREZ MORGADE  
Gerente División Planif. de Sist. Eléctricos - EDELCA

### **REPRESENTANTE INVITADO A FORMAR PARTE DEL GRUPO DE TRABAJO**

#### **Venezuela**

Dra. Alice SADER  
ELECAR-EDC/AES

Ing. Rafael Zamora  
Jefe de la División de Regulación y Tarifas – MEM

#### **Bolivia**

Ing. Osvaldo IRUSTA ZAMBRANA  
Superintendente de la Superintendencia de Electricidad

#### **Ecuador**

Sr. Geovanny Pardo Salazar  
CONELEC

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



## PRESENTACIÓN

El concepto de desregulación y privatización, que poco a poco se ha ido imponiendo en el mundo, también incursiona en el sector de la energía, particularmente en los servicios públicos de distribución de gas y de electricidad, al igual que en los sectores de transporte y telecomunicación.

Si revisamos los procesos y el porqué de su implementación, encontramos diversas razones: unas específicas para el continente Africano, otras para Asia y distintas para Latinoamérica. Sin embargo, cualquiera que sean los orígenes para estos cambios, los mismos deben adaptarse y seguir las “realidades” propias de cada región, aprovechando los resultados y las experiencias hasta hoy obtenidos.

En este contexto, la CIER con el Grupo de Trabajo CIER 08, bajo la Coordinación Internacional del Área Corporativa, introduce una vez más un aporte valioso y oportuno para todos los agentes que participan en la cadena productiva del sector eléctrico.

El documento REMUNERACIÓN DEL GENERADOR Y DISEÑO DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE SUDAMERICA Y ESPAÑA constituye para la CIER un orgullo al trabajo, con miras a brindar documentos de análisis que sirvan tanto para la toma de decisiones, como para implementar cambios que conlleven a una mayor inversión dentro del sector energético bajo parámetros de seguridad y calidad.

El fiel cumplimiento a las expectativas del Grupo de trabajo CIER 08, se cumple cuando revisamos los diferentes artículos en los que se abordan temas técnicos conceptuales, marcos legales, roles de participación de cada uno de los agentes y experiencias en cuanto a diseño de mercados eléctricos mayoristas.

La CIER se congratula por la entrega de este documento, agradece a los participantes del Grupo CIER 08 por el apoyo brindado a través de sus experiencias y conocimientos, y espera que sirva como aporte y punto de análisis o referencia para futuras nuevas publicaciones que fortalezcan las estructuras del sector.

Ing. Pablo Cisneros Gárate  
Director Ejecutivo  
Comisión de Integración Energética Regional





## Reflexion y Experiencia sobre Cargos por Capacidad

En mercados donde no establecen ingresos por potencia para las centrales hidroeléctricas y Térmicas que atienden la demanda del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y siempre con la idea puesta en continuar su participación en el negocio, se remunera a los agentes solo por la energía siempre y cuando sus costos y rentabilidad sean adecuados.

En otros mercados se establecen y se solicitan reservas de potencia, necesarias para que el sistema eléctrico cumpla con las normas de calidad de servicio fijadas por el Regulador.

Para el caso de las plantas hidroeléctricas, el cálculo de esta potencia, aparentemente asegurada por parte de los generadores, se debe obtener mediante la determinación y la aplicación de su energía firme; y, para las unidades termoeléctricas, tomando en cuenta sus potencias efectivas, instituyendo en estos casos la obligación de las empresas de generación térmica para que dispongan de suficientes reservas de combustibles y de repuestos que garanticen la disponibilidad de sus equipamientos según lo declarado al Mercado.

En los procedimientos de asignación de cargos por capacidad se debe poner especial atención, ya que muchas veces los problemas surgen tanto en los mecanismos de cálculo como en la aplicación.

Los conceptos de aplicación aceptados y reconocidos técnicamente se fundamentan en lo siguiente:

- Para las centrales hidroeléctricas en base a su energía firme (potencia firme); y,
- Para las unidades termoeléctricas en base a su potencia efectiva, tomando en cuenta los períodos de mantenimiento e indisponibilidad forzada.

Sin embargo, como se indicó, los problemas pueden surgir en definir la metodología para el cálculo de los cargos por capacidad, por ejemplo en base a la energía firme de los períodos anuales considerados de mayor exigencia para el sistema, o período anual de mayor riesgo en cuanto a los aportes hidrológicos.

Con estos mecanismos, en el caso de las centrales hidráulicas, pueden acontecer las siguientes situaciones:

- Que en los restantes períodos del año, la potencia firme sea menor que aquella que el mercado está remunerando. En este caso, los consumidores pagan por un producto que no reciben, se observa la apropiación de rentas que pudieran corresponder a otros agentes especialmente térmicos no solo ocasionando distorsiones económicas, sino poniendo en riesgo el abastecimiento de la demanda del mercado, debido a la sobre valoración de la potencia firme que aportan las centrales hidroeléctricas.

Una remuneración superior a la potencia firme, es pagar por una potencia que no puede ser utilizada por el mercado, porque carece del agua suficiente para producirla. A modo de ilustración, es similar a una unidad térmica que no tiene combustible para su operación.

- Que en los restantes períodos del año, la potencia firme sea mayor que aquella que el mercado está remunerando. En este caso, puede existir apropiación de las rentas de los generadores hidroeléctricos por parte de otros agentes especialmente los térmicos.

Para las unidades térmicas la capacidad remunerada tendría que corresponder a la *potencia efectiva*, restando los consumos auxiliares, los períodos de mantenimiento, indisponibilidades totales y parciales.

Los compromisos tanto de los Generadores como de los Consumidores del mercado deberían ser establecidos mediante contratos bilaterales: el mercado debe pagar en forma continua la potencia que los Generadores efectivamente entregan; a su vez los Generadores deben entregar de manera continua la potencia que el mercado les remunera.

Ing. Pablo Cisneros Gárate  
Director Ejecutivo  
Comisión de Integración Energética Regional



## RESUMEN EJECUTIVO

Los cambios en el sector eléctrico que se han llevado a cabo a escala mundial, del cual Sudamérica es un ejemplo, tienen en común varios aspectos:

- La separación de aquellas actividades del negocio eléctrico que pueden ser desarrolladas en un régimen de competencia, como ser en generación;
- El establecimiento de un mercado mayorista en el que los generadores actúan en régimen de competencia;
- El acceso de terceros a las redes de transporte mediante el pago de peajes;
- La libertad de contratación y elección del suministrador para los clientes elegibles.

Sobre estos principios, el Estado y el Regulador han actuado a lo largo de estos años a fin de mejorar los resultados del mercado cuando éste por sí mismo no consigue una óptima asignación de los recursos. Bajo esas situaciones denominadas comúnmente fallos de mercado, se observa una "intervención reguladora" para corregir los resultados del mismo. En este sentido, por ejemplo, a la hora de diseñar el mercado mayorista, este informe pone de manifiesto diferentes mecanismos de intervención que tiene el regulador de forma de conseguir los resultados deseados. Lógicamente, el diseño de estos mercados se encuentra condicionado por decisiones de rango superior en cuanto a la estructura e instituciones del mercado y las transacciones posibles entre los diferentes agentes; ambos aspectos condicionan las reglas del juego. Así, cada país, de acuerdo a sus características económicas, sociales, sectoriales y fuentes energéticas, ha regulado de forma diferente, sin que exista una única solución para asignar mejor los recursos y lograr el óptimo del bienestar social.

En lo que sigue se presenta un breve panorama de la situación de los marcos regulatorios en el sector generación eléctrica en los países de CIER en el año 2005.

**En los países de la CIER es muy importante la generación hidráulica y esto determina fuertemente el diseño de la regulación.**

Según datos de CIER, en 2003 las centrales hidroeléctricas generaron más del 50% de la energía destinada a las redes de servicio público, en cada uno de los países de la región, con la excepción de Argentina y Bolivia, donde los porcentajes fueron del 40 y 49% respectivamente. En el total de la generación de la región, la hidroelectricidad fue en

ese año el 77.3 % de la energía que ingresó a las redes en la región.

Como resultado, en la mayor parte de los países de la región, los costos marginales y los precios spot pueden variar fuertemente como resultado de la aleatoriedad de la generación hidráulica, y las eventuales crisis de abastecimiento se manifiestan ante las situaciones de sequía.

**El grado de implementación de las reformas regulatorias orientadas a la competencia en generación es variado, si bien la mayor parte de los países han iniciado esas reformas.** No obstante, en Paraguay y Venezuela no existe una normativa orientada a un mercado competitivo en generación, sino que la regulación establece remuneraciones para la generación basadas en el costo del servicio, que coexisten con contratos bilaterales que las que las empresas eléctricas han firmado para el suministro de energía.

**En casi todos los países con reformas regulatorias se ha optado por el modelo de competencia mayorista en el que sólo los grandes consumidores acceden directamente al mercado de generación.** Es decir que la libertad de opción del proveedor de energía no se extiende a todos los consumidores, sino sólo a un número de grandes consumidores calificados como clientes libres. Los límites para entrar en esta categoría de clientes libres varían entre 30 kW y 2000 kW según los países. Se mantiene por lo tanto un importante papel para los distribuidores como intermediarios de energía entre el mercado mayorista y los pequeños consumidores regulados. Colombia es el único país de la región en el que la regulación admite la competencia minorista, es decir que según las normas cualquier consumidor puede elegir al comercializador al que le compra energía.

**En la región predomina el modelo de despacho centralizado en el que se determina el precio spot junto con el despacho óptimo por parte del operador del sistema.** El despacho es realizado en forma centralizada mediante modelos computacionales manejados por el operador del sistema, basándose en casi todos los casos en los costos variables de las centrales térmicas, y en el valor del agua resultante de la optimización del uso de los embalses. El precio spot resulta entonces del costo marginal de abastecimiento en esos modelos. Las autoridades mantienen en general mediante estos procedimientos el control del uso de las reservas estratégicas de los embalses.



**En buena parte de los países con reformas regulatorias, las normas obligan a los distribuidores o comercializadores y a los grandes consumidores, a firmar contratos por la mayor parte o la totalidad de su demanda.**

La extensión de la obligación para los distribuidores, en cuanto a porcentaje de la demanda varía entre el 80% (Bolivia, y Uruguay por ejemplo) y el 100% (Brasil y Chile). En cuanto al horizonte de tiempo para el que deben existir contratos, varía entre dos o tres años (Perú y Bolivia) y quince y treinta y cinco años cuando se trata de licitaciones para centrales nuevas, en Brasil. En ocasiones en algunos países esta obligación de contratar no se ha cumplido totalmente por la falta de interés de los generadores en la firma de contratos con los distribuidores a los precios regulados vigentes (por ejemplo en Bolivia y Chile). En Colombia y Argentina no existen obligaciones de contratación de este tipo.

Estos contratos con los distribuidores resultan en general de licitaciones abiertas realizadas por cada uno de ellos en forma individual, excepto en el caso de Brasil, donde son las propias autoridades del mercado las que organizan las licitaciones, a las que concurren el conjunto de los distribuidores demandantes.

Los precios que los distribuidores pueden trasladar a las tarifas son o bien los que resultan de las licitaciones o bien determinados en forma regulada. En este último caso, el precio de referencia o precio de nudo de la energía que establece la regulación, suele ser valor esperado de los costos marginales en un horizonte futuro de uno a cuatro años, según los países.

**Casi todos los países de la región con reformas regulatorias, cuentan con remuneraciones a la**

**capacidad de generación, o remuneraciones a la potencia.**

El caso más frecuente, es que las remuneraciones a la capacidad se concedan a los generadores en proporción a su contribución al abastecimiento en las situaciones de sequía, que son las de mayor riesgo de falla. Los montos unitarios de estas remuneraciones son determinados en general forma administrativa. En Bolivia, Chile, Ecuador y Perú, el procedimiento administrativo estima la remuneración a la potencia por el costo fijo anual de una turbina de gas.

Como casos especiales, en Uruguay las remuneraciones previstas a la capacidad de reserva resultan de licitaciones, en tanto que en Brasil no se prevén esas remuneraciones a la capacidad.

**En resumen, se aprecia que los mecanismos de regulación empleados en los países de CIER están por lo general fuertemente condicionados por la importancia de la generación hidráulica.**

Como respuesta a la variabilidad y riesgos originados en los precios spot, asociados a la aleatoriedad hidráulica, en la mayor parte de los países se ha establecido la obligación de contratar de los distribuidores y grandes consumidores y se han definido remuneraciones a la potencia instalada y disponible de los generadores. El manejo de las reservas hidráulicas se realiza en forma centralizada y regulada. Puede afirmarse que en general, la regulación de la generación en los países de CIER ha otorgado mayor énfasis a la búsqueda de los equilibrios de oferta y demanda en el medio y largo plazo, que a liberalizar los procesos de formación de precios en el corto plazo, como ocurre en mercados competitivos de otras regiones.



# 1 ARGENTINA

*Redacción del informe a cargo del Lic. Marcelo Biach, ENRE - Argentina*

## 1. Organización de la Industria Eléctrica

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, de acuerdo a las características específicas de cada uno de ellos. También se llevó a cabo una desintegración sectorial horizontal, que redundó en la constitución de diversas unidades de negocio en cada uno de los segmentos mencionados.

En este contexto, se caracterizó a la generación de energía eléctrica como una actividad de interés general (Ley 24.065 en su artículo 1°), debiendo ser regulada únicamente en aquellos aspectos que afecten ese interés (por ejemplo los vinculados a cuestiones ambientales). También se estableció la posibilidad de ingresar en el segmento de generación térmica sin contar con autorización previa (artículo 5° del Decreto 1.398/92, reglamentario de la ley); por el contrario, la de origen hidráulico, quedó sujeta a un régimen de concesión en la explotación, de acuerdo a los términos de la Ley 15.336.

En definitiva, el segmento de generación se convirtió en una actividad competitiva, sujeta al libre juego de oferta y demanda, aunque cabe destacar, bajo un sistema de precios administrados 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).

Dentro de este segmento, son reconocidos como agentes del mercado dos “subgrupos de generadores”: los autogeneradores y los cogeneradores<sup>1</sup>. Los primeros, son aquellos consumidores de electricidad que generan energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y

servicios; los otros, reutilizan la fuente de energía resultante de su proceso de producción (por ejemplo a través de una turbina de vapor) para la generación de energía eléctrica.

Básicamente, deben cumplir los siguientes requisitos:

- El generador, ser titular de un establecimiento dedicado a la generación de energía eléctrica que coloque su producción total o parcial en algún punto de conexión (nodo) perteneciente a un PAFTT.
- El cogenerador y el autogenerador, deben tener una potencia instalada mínima de 1 MW. El autogenerador, además debe tener una capacidad propia de generación que cubra como mínimo el 50% del total de su demanda anual de energía.

Adicionalmente, la empresa que desee ingresar como nuevo agente del mercado mayorista eléctrico<sup>2</sup>, debe efectuar el pedido ante la Secretaría de Energía para obtener la habilitación correspondiente con una antelación no menor a 90 días corridos a la fecha prevista de ingreso. Asimismo, debe solicitar al OED el pedido de verificación del cumplimiento de los requisitos técnicos para la administración de sus transacciones y el despacho de energía y potencia en el MEM, así como a la empresa transportista el acceso a la utilización de sus redes.

## 2. El Mercado Eléctrico Mayorista

Pueden diferenciarse dos tipos de operatorias en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Por un lado, las transacciones Spot con un precio establecido en forma horaria de acuerdo al costo de generar un MWh adicional al necesario para satisfacer toda la demanda de ese momento. Para ello se realiza un orden mérito (creciente) de todo el parque de generación disponible de acuerdo al costo de variable

<sup>1</sup> Se entiende como agente reconocido del MEM a aquellos que, cumpliendo determinados requisitos que se detallan más adelante, se encuentran conectados al sistema y están facultados para comprar y vender en el mercado. Quedan excluidos los autoprodutores, es decir, los usuarios que se autoabastecen (total o parcialmente) a través de grupos generadores propios.

<sup>2</sup> Los requisitos necesarios y pasos a seguir, se encuentran enumerados en el Anexo 17 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos).



producción de cada máquina, resultando despachadas primero las más baratas y por último las más caras (despacho económico).

Por otro lado, el marco normativo contempla en forma explícita la posibilidad de que ciertos agentes accedan al suministro de energía eléctrica a través de su contratación directa en el mercado mayorista. Es en este sentido que la Ley 24.065 (marco regulatorio eléctrico) establece en su artículo 6° que “los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes”.

La administración de estos contratos está a cargo de CAMMESA (art. 35 inc. a) de la ley), el cual deberá ser informado por las partes de las condiciones generales del acuerdo (precios, cantidades, punto de entrega), resultando éstas de conocimiento público.

Cabe señalar que la existencia de contratos en el MAT no afecta el despacho económico del MEM, no habiendo una relación física que obligue a generar con una máquina o central en particular independientemente de su competitividad en el despacho. En otras palabras, un generador “vendido” en el MAT deberá salir despachado en el mercado Spot para poder satisfacer su contrato; de lo contrario deberá comprar la cantidad necesaria en el Spot (al precio de ese momento) para cubrir su obligación contractual.

Para acceder al MEM resulta indispensable estar acreditado como agente o participante autorizado, debiéndose para ello cumplimentar determinados requisitos técnicos y efectuar la correspondiente solicitud de ingreso ante la Secretaría de Energía (Anexo 17 de “Los Procedimientos...” de CAMMESA).

Por el lado de la oferta, se encuentran habilitados para participar en el MEM:

- los generadores, autogeneradores, cogeneradores y comercializadores;

En cuanto a la demanda, están habilitados:

- los generadores (a través de los contratos de reserva fría), los autogeneradores (contratando, siempre que no se encuentre vendiendo su producción en el MAT); distribuidores; comercializadores; y Grandes Usuarios.

Respecto de estos últimos, se pueden diferenciar tres categorías de acuerdo a las modalidades de

consumo: los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) con una demanda mayor o igual a 1 MW, los Menores (GUME) con una demanda entre 30 kW y 2 MW y los Particulares (GUPA) entre 30 kW y 100 kW. Dependiendo de la categoría de usuario será la modalidad de contrato y su duración mínima. Los primeros pueden contratar mensualmente como mínimo el 50% de sus necesidades de suministro; los dos restantes el 100% de su demanda con contratos de duración (mínima) de 6 meses y 1 año, respectivamente. La tendencia a permitir el acceso amplio de los grandes usuarios al mercado se evidencia en las cantidades mínimas demandadas exigidas, y en los sucesivos cambios introducidos tendientes a disminuir los plazos de duración de los contratos.

### **3. Funcionamiento del mercado eléctrico para los generadores**

Los ingresos del sector generador están compuestos básicamente por dos fuentes: los correspondientes a las ventas de energía y la remuneración de la potencia. Adicionalmente, también se bonifican los servicios auxiliares brindados al sistema, como ser control de frecuencia y de reactivo, reservas de corto y mediano plazo, etc.

El precio de la energía (\$/MWh) busca cubrir los costos variables de producción (principalmente combustible en el caso de la generación térmica, o el valor del agua en el caso de las hidro) a partir del mecanismo de declaración de precios vigente y el sistema de despacho económico aplicado en el país basado en el orden de mérito de cada máquina y cuya finalidad es minimizar el costo total de generación.

Respecto del valor de la potencia, puede decirse que su remuneración tiene un doble objetivo: i) brindar al generador un ingreso adicional que le permite recuperar el capital invertido y aquellos costos fijos que no son cubiertos por el precio de la energía y ii) ser un incentivo para estar disponibles en el momento que el sistema lo necesita.

De esta forma, un generador que saliera despachado percibiría el valor de su energía al precio declarado, cubriendo así sus costos variables, más un plus correspondiente al producto de esa energía y la diferencia entre su CVP (costo variable de producción) y el precio que margina en el sistema; a esto hay que sumarle la remuneración equivalente a la potencia puesta a disposición (PPAD) del generador por el respectivo precio (\$/MW).





Las crecientes dificultades de índole macroeconómico 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 (además de los precios de las obras públicas) 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 del mercado eléctrico (estacionales, costos variables de producción, el precio de la potencia y de la ENS) fueron pesificados (Resolución SE N° 2/02).

En el mes de julio de ese año, con el fin de “desarrollar y poner en práctica una política en energía eléctrica razonable en el actual contexto económico-financiero” la SE sancionó la Resolución N° 246 que introdujo, entre otros cambios, modificaciones en materia de remuneración de la potencia independizándola del despacho y asociándola a la garantía de suministro. También en julio, por Resolución SE 317, se incrementó el valor de la potencia en el mercado mayorista un 20% a partir de agosto (12 \$/MW).

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

Se detalla a continuación una descripción del mecanismo de remuneración de la potencia en el MEM, de acuerdo a lo establecido en “Los Procedimientos”.

### 3.1. Remuneración de la Potencia

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.

#### 3.1.1. Remuneración Base de Potencia

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 recibirán una remuneración equivalente a su requerimiento medio en las horas en que se remunera la potencia (hrp) en el denominado despacho de media<sup>3</sup>; las centrales térmicas y los cogeneradores recibirán una remuneración equivalente a los requerimientos máximos de despacho<sup>4</sup>.

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

**El Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD)**, se define como el valor unitario de la Remuneración Base de Potencia (\$BASE) (definido en diez pesos por megavatio por hora en el Período en que se remunera la Potencia (10 \$/MWhrp), multiplicado por un factor  $K_{PPAD}$ .

$$\text{\$PPAD (\$/MW - hrp)} = K_{PPAD} * \text{\$BASE}$$

El factor  $K_{PPAD}$  es fijado por la Secretaría de Energía y debe ser, en todos los casos, mayor o igual que la unidad. Mediante Resolución SE 317/02 se dio a este coeficiente adoptó el valor de 1.2.

El Precio de la Potencia en el Mercado (\$PPAD) es entonces de 12 \$/MWhrp.

Este precio es transferido a cada nodo del sistema de Transporte en Alta Tensión, multiplicando el Precio de la Potencia en el Mercado por el Factor de Adaptación de dicho nodo.

<sup>3</sup> Este mecanismo busca calcular la potencia media esperable de ser operada, sin restricciones, promedio de todas las series hidrológicas en las horas de remuneración de la potencia, y además determinar la potencia máxima que le permite al generador entregar la potencia media mencionada, y de tal forma establecer la potencia sobre la cual existirá el compromiso de disponibilidad.

<sup>4</sup> Para los grupos térmicos se tiene como objeto contar con disponibilidad de potencia para garantizar el cubrimiento de la demanda en caso de situaciones extremas. Inicialmente, para determinar la cantidad de reserva requerida, las condiciones extremas a simular serán las correspondientes a falta del recurso requerido para generar, ya sea escasez del recurso natural para las centrales que generan con recursos naturales (para centrales hidroeléctricas, condición de hidrología seca) o falta de combustibles utilizados por las máquinas térmicas (por ejemplo, restricciones a la oferta de gas por baja temperatura en el invierno).



En cada hora, se entiende por **Potencia Puesta a Disposición (PPAD)** de una máquina a la potencia firme garantizada máxima que en esa hora puede entregar al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Dicho valor está dado por la potencia operada máxima neta generable salvo que existan restricciones de transporte u operativas en cuyo caso estará limitada en función de la máxima potencia generable.

Se entiende por **Período en que se Remunera la Potencia** a las horas dentro de una semana en las cuales el MEM pagará por la potencia puesta a disposición, siendo la hora de remuneración de potencia (hrp) cada hora dentro del Período en que se Remunera la Potencia. 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 NOVENTA (90) horas distribuidas diariamente de acuerdo con el siguiente cuadro:

Día Típico	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Hábil									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sábado	1																			1	1	1	1	1
Comingo																				1	1	1	1	1

Los días feriados, tanto optativos como obligatorios, se asimilan a los días domingo en lo que a identificación de las horas de remuneración de potencia se refiere, en tanto que los días semilaborables se asimilarán a los días sábados respecto a las horas de remuneración de la potencia.

### 3.2. Servicios de reserva

Los tipos de reserva de corto y mediano plazo definidos en la normativa y remunerados son los siguientes:

- Reserva instantánea: es la que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes, siendo aportada por la demanda en su conjunto.
- Reserva regulante: es aquella para Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia, asignada entre máquinas que están generando y habilitadas para ello.
- Reserva operativa (5 minutos): es la reserva rápida en máquinas, de respuesta menor o igual que 5 minutos, que permite realizar el seguimiento de demanda, complementando el servicio de Regulación de Frecuencia y garantizando la operatividad del sistema.
- Reserva de 10 minutos: es la de respuesta menor o igual que 10 minutos, cubierta por capacidad de

generación de libre disponibilidad y/o demanda interrumpible, que permite tomar apartamientos de mayor duración y seguir los desvíos en la demanda, complementando el servicio de reserva operativa para la calidad del servicio pretendida.

- Reserva fría (20 minutos): es cubierta con máquinas térmicas de punta paradas, incluyendo los grupos turbogas de los ciclos combinados, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en un tiempo no mayor que 20 minutos y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en ese plazo. Su objeto es contar con reserva para tomar apartamientos prolongados ante contingencias u otro tipo de imprevistos importantes.
- Reserva de CUATRO HORAS: es adjudicada por el OED a las unidades turbo vapor y TG, o ciclo combinados, y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que una hora y por el horario de punta. Su objeto es contar para las bandas horarias de punta con reserva para cubrir la punta del sistema ante contingencias u otro tipo de imprevistos (restricciones de combustible, salidas intempestivas de unidades, fuera de servicio de líneas, etc.).
- Reserva de Confiabilidad: es la reserva de generación en condiciones de operar durante los picos del sistema, para cubrir la demanda máxima del mismo.

Los precios máximos a abonar para la remuneración de los distintos servicios de reserva de corto y mediano plazo, con excepción de la Reserva de 4 horas, se establecen como:

- Un porcentaje (%) del precio de la energía en el Mercado (PM), para la Reserva Operativa (%KRO), la Reserva de DIEZ (10) minutos (%KR10M), y
- Un porcentaje (%) del precio de la potencia en el Mercado (\$PPAD), para el Servicio de Reserva instantánea (%SRI), la Reserva de Confiabilidad (%KRCmáx) y la Reserva de Confiabilidad Forzada (%KRCF).

Todos estos porcentajes, son sancionados por la Secretaría de Energía (SE).

En consecuencia, los precios máximos a abonar por los distintos servicios de reserva resultan:



- Precio del Servicio de Reserva Instantánea:  $\%SRI * \$PPAD$
- Precio Máximo del Servicio de Reserva Operativa:  $\%KRO * PM$ .
- Precio Máximo del Servicio de Reserva de DIEZ (10) minutos:  $\%KR10M * PM$ .
- Precio Máximo del Servicio de Reserva Fría:  $\%KRF * PM$ .
- Precio Máximo del Servicio de Reserva de Confiabilidad:  $\%KRCmáx * \$PPAD$ .
- Precio Máximo del Servicio de Reserva de Confiabilidad Forzada:  $\%KRCF * \$PPAD$ .

Asimismo, se define un precio mínimo a abonar a los generadores como un porcentaje (%) del precio de la potencia en el Mercado ( $\$PPAD$ ), para remunerar la Reserva de Confiabilidad ( $\%KRCmín$ ) asignada. Por lo tanto, el precio mínimo para abonar el Servicio de Reserva de Confiabilidad será:

Precio Mínimo del Servicio de Reserva de Confiabilidad:  $\%KRCmín * \$PPAD$ .

Los servicios de reserva mencionados se remunerarán durante las horas que se detallan a continuación.

- El Servicio de Reserva Instantánea, la reserva operativa, la reserva de 10 minutos y la reserva de 20 minutos, dado el servicio que se requiere entregar, se deben abonar todas las horas de todos los días y con compromiso de cumplimiento durante dichas horas.
- La reserva de 4 horas y la reserva de confiabilidad, conforme los requerimientos que le dan origen, se deben abonar todas las horas en que se remunera la potencia, con la obligación de entrega del compromiso asumido durante tales horas.





## 2 BOLIVIA

*Redacción del informe a cargo del Ing. Eddy Iporre Durán, Superintendencia de Electricidad de Bolivia*

### 1. Organización de la Industria Eléctrica

#### 1.1. Marco Legal del sector

El marco legal del sector eléctrico en Bolivia está constituido principalmente por la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (Ley Sirese) No. 1600 de 28 de octubre de 1994, la Ley de Electricidad No. 1604 de 21 de diciembre de 1994 y su reglamentación.

La Ley Sirese crea la Superintendencia General y las Superintendencias Sectoriales estableciendo sus funciones y diseñando el marco para regular, controlar y supervisar las actividades de los sectores de Telecomunicaciones, Electricidad, Hidrocarburos Transportes y Aguas; su reglamentación establece principios generales sobre aspectos tales como la protección de los consumidores y la defensa de la competencia y los instrumentos generales para el ejercicio de las funciones de la Superintendencia General. Los procedimientos administrativos aplicables por las superintendencias integrantes del Sirese, están normados por la Ley de Procedimiento Administrativo No. 2341 de 23 de abril de 2002 y por el Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sirese, aprobado mediante Decreto supremo No. 27172 de 15 de septiembre de 2003.

La Ley de Electricidad No. 1604 de 21 de diciembre de 1994, norma las actividades de la Industria Eléctrica, estableciendo los principios que rigen al 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 como la electrificación rural.

Los reglamentos de la Ley de Electricidad establecen disposiciones específicas y detalladas sobre: Operación del Mercado Eléctrico; Precios y Tarifas; Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales; Uso de Bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres; Calidad de Distribución; Infracciones y Sanciones; Calidad de Transmisión; Electrificación Rural; Comercialización e Interconexiones Internacionales y Servicio Público de Suministro de Electricidad.

La Ley de Electricidad establece la Organización Institucional del sector asignando al Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones, las tareas normativas de proposición de normas reglamentarias de carácter general (a través del Ministerio de Servicios y Obras Públicas) para su aprobación por el Poder Ejecutivo y la elaboración de planes referenciales e indicativos para la expansión de los sistemas eléctricos.

Por otra parte, determina como responsable de las actividades de regulación a la Superintendencia de Electricidad, con la obligación de cumplir y hacer cumplir la legislación del sector asegurando la aplicación de sus principios, objetivos y políticas; otorgándole atribuciones para el otorgamiento de derechos, la regulación de precios y tarifas, el control de la operación y de la calidad del suministro, la defensa de la competencia y la protección de los derechos de los consumidores.

La Ley de Electricidad dispone que las empresas eléctricas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) deben estar desagregadas en empresas de generación, transmisión y distribución y dedicadas a una sola de estas actividades. Asimismo un generador no puede ser propietario de más del 35% de la capacidad instalada en el SIN. Estas disposiciones determinan una estructura de la industria eléctrica con separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución, y separación horizontal en la actividad de generación, a fin de posibilitar el funcionamiento de un mercado eléctrico mayorista con características de mercado competitivo.

#### 1.2. Administrador del mercado

El organismo coordinador de la operación del sistema eléctrico y administrador del mercado es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), creado por la Ley de Electricidad con la responsabilidad de coordinar la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional y las siguientes funciones básicas:

- a) Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo.
- b) Realizar el Despacho de Carga en tiempo real a costo mínimo.



- c) Calcular los precios de Nodo del Sistema Interconectado Nacional y presentarlos a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación.
- d) Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada.

El CNDC está compuesto por un representante de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución respectivamente, un representante de los Consumidores No Regulados, y el representante de la Superintendencia de Electricidad que ejerce las funciones de Presidente, las funciones operativas las realiza a través de su Unidad Operativa.

## 2. El Mercado Eléctrico Mayorista

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el conjunto de instalaciones de generación, transmisión y distribución con las cuales se abastece la mayor parte de la demanda de electricidad del país. En el SIN se constituye el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con características de mercado competitivo, donde la oferta está constituida por los generadores (y los importadores cuando corresponda) y la demanda por los consumidores no regulados y distribuidores (además de los exportadores cuando corresponda). La oferta y la demanda se vinculan a través de las instalaciones del transmisor; el administrador del MEM es el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que realiza la planificación de la operación, el despacho a costo mínimo del sistema y elabora la información de las transacciones entre los agentes del mercado.

En el MEM funciona un mercado spot de transacciones horarias y un mercado de contratos libremente pactados en cuanto a duración, condiciones y precios, que no influye en el funcionamiento del mercado spot. Los precios de energía se complementan con precios de potencia determinados con base en el costo marginal de potencia.

Los Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, pueden vender y comprar electricidad en el Mercado de Contratos y/o en el Mercado Spot. Solamente los contratos suscritos entre Agentes del Mercado son reconocidos en el Mercado de Contratos.

Los distribuidores tienen la obligación contratar como mínimo el 80% de la demanda bajo su responsabilidad, por un período mínimo de tres años. Si el distribuidor no recibiese ofertas o estas no son suficientes para cubrir sus requerimientos, debe comprar en el mercado spot el remanente de su obligación de compra por contratos.

Para la coordinación de la operación del SIN y la administración del ME, en el marco de las disposiciones de la Ley de Electricidad y su reglamentación, se requieren normas de detalle las cuales son determinadas por el CNDC y son revisadas y aprobadas por la Superintendencia de Electricidad. A la fecha están en vigencia 27 normas operativas.

Actualmente operan en el MEM cinco empresas con centrales hidroeléctricas (COBEE, HB, CORANI, ERESA y SYNERGIA) y cuatro con centrales térmicas (COBEE, EGSA, EVH y CECBB), una empresa de transmisión (TDE), seis distribuidores ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, SEPSA y CESSA y tres consumidores no regulados EMIRSA (minería), EMV (metalurgia) y COBOCE (cemento).

El reducido número de agentes, las congestiones en transmisión, las necesidades de calidad y seguridad del suministro, entre otros aspectos, restringen el funcionamiento competitivo del mercado, estableciendo la necesidad de que la Superintendencia supervise su operación y tome acciones para promover la competencia.

Las disposiciones contenidas en la Ley SIRESE, la Ley de Electricidad y su reglamentación, otorgan a la Superintendencia de Electricidad la atribución de promover la competencia y la eficiencia en la operación del MEM y la de supervisar el funcionamiento del CNDC. Estas atribuciones las desempeña a través de la supervisión de la planificación de la operación y de la operación real del SIN, con la participación en el CNDC a través de su representante, con la revisión y aprobación de normas operativas, con la aprobación de parámetros necesarios para la operación del Sistema Interconectado Nacional y del MEM y con la realización de estudios especializados para mejorar su funcionamiento.

## 3. Funcionamiento del mercado eléctrico para los generadores

### 3.1. Remuneración de la energía

#### 3.1.1. Mercado spot

Los Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, pueden vender y comprar electricidad en el Mercado Spot.

Todos los generadores participan del mercado spot donde los precios de energía para cada nodo del sistema son determinados en períodos horarios por el CNDC, con base en el costo marginal horario de corto plazo de energía.



El CNDC determina para cada central la remuneración total por energía para un período, como la integración en el período de los productos de energía horaria inyectada al sistema, por el Costo Marginal de Energía Horario en el nodo ( $CMgCP_{NODO}$ ).

Para la energía correspondiente a la generación forzada o energía generada por unidades asignadas al servicio de Reserva Fría, el Generador recibe como remuneración el producto de la energía inyectada al sistema por su costo variable de generación ( $CV$ ).

Unidades No Forzadas:

$$IENERGIA = CMgCP_{NODO} \cdot ENERGI A$$

Unidades Forzadas:

$$IENERGIA = CV \cdot ENERGI A$$

Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía en cada nodo, se obtienen del producto del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía del Sistema Interconectado Nacional ( $CMgCP$ ) y del Factor de Pérdidas de Energía del nodo ( $FPE_n$ ).

$$CMgCP_{NODO} = CMgCP \cdot FPE_n$$

En cada estado de operación del Mercado, los costos de generación correspondientes a absorber variaciones unitarias de demanda son diferentes en cada nodo de la red de transporte, en función del precio de la energía, del nivel de transmisión en cada tramo de línea de la red de transporte y consecuentes pérdidas y de la configuración de la red.

Cada nodo de la red tiene asociado en cada estado de operación del sistema un costo marginal de energía. El Comité calcula, mediante el modelo de despacho, para cada hora el Factor de Pérdidas de Energía de un nodo ( $FPE_{nh}$ ), que mide la relación entre el precio de la energía en el nodo y el precio de la energía en el nodo en que se ubica la Unidad Generadora Marginal. El Factor de Pérdidas de Energía de un nodo, mide las pérdidas marginales de transporte entre dicho nodo y el nodo en que se ubica la Unidad Generadora Marginal.

$$FPE_{nh} = \frac{\partial GMg}{\partial D_n}$$

Donde:

GMg: Generación en el nodo o la unidad marginal

$D_n$ : Demanda en el nodo "n"

**El Costo Marginal de Corto Plazo de Energía (CMgCP)** del Sistema Interconectado Nacional se determina cada hora teniendo en cuenta los precios de las Unidades Generadoras térmicas que no resulten con Generación Forzada.

Las premisas básicas dentro de las cuales se enmarca el cálculo de los  $CMgCP$  son:

- El objetivo del despacho es abastecer la demanda al mínimo costo de operación (combustible, operación y mantenimiento y racionamiento) para el sistema, respetando las consignas de seguridad definidas (reserva, generaciones mínimas, etc.)
- Los precios de transferencia de energía en el mercado spot son los costos marginales de corto plazo de energía.
- De existir limitaciones de transmisión entre dos áreas del Sistema Troncal de Interconexión, los  $CMgCP$  por nodo se calculan separadamente para los dos subsistemas que se forman a ambos lados de la restricción.

El cálculo del  $CMgCP$  se realiza con las consideraciones siguientes.

Cuando la última central despachada se encuentra generando a plena carga (potencia óptima), el costo marginal está determinado por el costo variable de la unidad siguiente ( $UMg$ ) en un orden económico. En este caso, al no estar despachada tal unidad, se utiliza su costo variable a plena carga menos un margen de reserva (potencia óptima)  $CVOPT$ . La determinación de despacho a plena carga se realiza considerando un margen razonable de desviación en la generación real con respecto a la consigna de generación a plena carga.

$$CMgCP = CVOPT_{UMG}$$

Donde:

$CVOPT_{UMG}$ : Costo Variable de Operación de la Unidad Marginal, cuando esta se encuentra despachada a potencia óptima.

*Potencia Óptima*: Potencia Efectiva Disponible disminuida en el porcentaje de reserva correspondiente al bloque horario.



Cuando la unidad marginal está despachada a carga parcial, se aplica el costo variable a plena carga (potencia óptima) de la unidad marginal.

### 3.1.2. Transacciones bilaterales

Los generadores que cuentan con contratos de suministro, entregan su energía y potencia firme en el nodo en el cual están conectados al sistema, a los precios de energía y potencia de dicho nodo y retiran del nodo en el que se conecta su cliente, las cantidades de energía y potencia de punta establecidos en el respectivo contrato, a los precios de energía y potencia del nodo de retiro, para entregarla a su cliente a precios libremente convenidos en el contrato; la existencia de contratos no influye en la operación del SIN y tampoco en el funcionamiento del mercado spot.

Los distribuidores tienen la obligación de contratar como mínimo el 80% de la demanda bajo su responsabilidad, por un período mínimo de tres años. Si el distribuidor no recibe ofertas o estas son insuficientes para cubrir sus requerimientos, debe comprar en el mercado spot el remanente de su obligación de compra por contratos.

Los costos de compra de electricidad que se consideran para la determinación de las tarifas de distribución son determinados con los precios de nodo, de los nodos en los que se realiza el suministro al distribuidor. Los precios de nodo se reflejan directamente en los cargos que conforman las tarifas base de distribución.

Los precios de nodo de energía se calculan a partir del valor esperado del costo marginal de energía en los siguientes doce meses, obtenido mediante simulaciones del sistema de generación. Los precios de nodo de la potencia se calculan a partir del precio básico de la potencia de punta, que se describe más adelante.

El costo de compra de electricidad que un distribuidor puede transferir a sus consumidores regulados está limitado por los precios de nodo. En consecuencia si un distribuidor contrata el suministro con precios distintos a los precios de nodo debe asumir la diferencia, lo cual constituye un riesgo importante que le induce a condicionar que los precios de sus contratos sean iguales o menores a los precios de nodo.

Actualmente sólo están vigentes dos contratos entre un generador y dos distribuidores, suscritos antes de la vigencia de la Ley de Electricidad, que operan con precios regulados. No se han suscrito nuevos contratos por falta de interés de los generadores, los que al parecer consideran que en las condiciones

legales vigentes, no obtienen beneficios suficientes para asumir los riesgos de las variaciones de precios del mercado spot, como consecuencia de que los Distribuidores solo están dispuestos a aceptar precios máximos iguales a los precios de nodo.

### 3.2. Remuneración de la potencia

La remuneración del generador se complementa con un pago por potencia mensual que se determina multiplicando el precio de potencia del nodo en el cual está conectado el generador al sistema, por su potencia firme; el precio de la potencia se determina semestralmente en base al costo marginal de potencia, que es el costo en que se incurre para entregar al sistema una unidad adicional de potencia y el factor de pérdidas de potencia del nodo.

El costo de la potencia, denominado Costo Marginal de Potencia de Punta o Precio Básico de la Potencia de Punta (*PBP*) se describe a continuación.

#### Precio Básico de Potencia de Punta

Este precio se determina de la siguiente manera. Se calcula la anualidad de la inversión y los costos fijos anuales de operación, mantenimiento y administración (CT) correspondientes a la unidad generadora más económica destinada a suministrar potencia adicional durante las horas de la demanda máxima anual del sistema.

$$CT_{\text{Anual}} = \text{CostoAnualPorCapital} + \text{CostoAnualO \& M}$$

Se obtiene un precio unitario mensual en sitio de la potencia (CUSP), dividiendo (con mantenimiento de valor) la anualidad total entre los doce meses del año y la potencia efectiva de la unidad seleccionada.

$$CUSP = 0.07907 \cdot \text{CostoAnualCapital} + \frac{\text{CostoAnualO \& M}}{12}$$

A efecto de evitar la sub-remuneración de la unidad seleccionada, que seguramente tendrá una potencia firme remunerable menor que su potencia efectiva, para obtener el precio básico de potencia de punta PBP se incrementa el CSUP, con un porcentaje que representa la no disponibilidad (forzada) teórica del sistema (*FIFT*), y otro porcentaje que representa la no disponibilidad programada de la unidad de punta (*FIP*).

$$PBP = CSUP \cdot (1 + FIFT) \cdot (1 + FIP)$$

#### Potencia Firme, Reserva Fría y PPG

La potencia a remunerar, denominada potencia firme (*PF*), se calcula en función del aporte de la unidad generadora a la confiabilidad del sistema en las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga. La PF se calcula del siguiente modo:





Se determina la potencia efectiva generable en las horas de demanda máxima y para la época de estiaje. Para el caso de unidades térmicas se considera como dato relevante la temperatura máxima probable en horas de máxima demanda; y para las centrales hidroeléctricas el caudal afluente mínimo probable en la época de estiaje o seca (mayo a octubre).

Con la potencia efectiva y la tasa histórica de indisponibilidad forzada, se calcula la oferta de potencia firme (o potencia garantizada) de las unidades termoeléctricas del sistema. En esta parte del procedimiento de cálculo no intervienen las centrales hidroeléctricas, por cuanto se presume que la indisponibilidad forzada que ellas presentan en horas de punta es despreciable.

Del total de unidades y centrales con oferta de potencia firme, resultan asignadas con potencia firme, las unidades elegidas mediante un despacho económico multinodal que considera como demanda la máxima anual del sistema. De esta elección, las unidades termoeléctricas que no resultan asignadas con potencia firme, son en adelante las que potencialmente pueden resultar asignadas con potencia de reserva fría y potencia de punta generada.

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de la remuneración por potencia.

Qué productos se pagan?	Cómo se determina cada producto?	Dependencia del Despacho?	Cuál es el precio a cobrar por cada producto?
Potencia Firme (PF)	La PF se determina como la potencia efectiva garantizable en el periodo de punta y la época de estiaje, con una cierta probabilidad de excedencia.	La PF es independiente del despacho.	La PF se paga al PBP, referido al nodo de inyección.
Reserva Fría (PRF)	PRF es todo o una parte de la potencia efectiva garantizable de un generador térmico, requerido para cubrir la demanda máxima ante la indisponibilidad de unidades con potencia firme.	La PRF, también es independiente del despacho.	La PRF se paga actualmente al 50% del PBP
Potencia de Punta Generada (PPG)	PPG, es la potencia media generada en horas de punta, de unidades no asignadas con PF ni PRF.	La PPG si depende del despacho.	La PPG se paga a un precio que no puede superar el PBP.

### Procedimiento de Remuneración

La remuneración por potencia que corresponda a cada Unidad Generadora se calcula de la siguiente manera:

Para cada central hidroeléctrica, la remuneración por potencia ( $\$POTMESc$ ) proviene de aplicar a la potencia remunerada, que es igual a la potencia firme ( $PF_{Gc}$ ) previo descuento por indisponibilidad forzada y programada ( $1-FITc$ ), el precio de nodo de potencia de punta ( $PNPn$ ).

$$\$POTMESc = PF_{Gc} \cdot (1 - FITc) \cdot PNPn$$

Para cada Unidad Generadora térmica con Potencia Firme, la remuneración por potencia ( $\$POTMESq$ ), proviene de la aplicación a la potencia remunerada del precio de nodo de potencia de punta ( $PNPn$ ). La potencia remunerada es igual a la Potencia Firme ( $PF_{Gq}$ ) menos los descuentos por indisponibilidad programada ( $1-FIPq$ ), Además al valor resultante, se aplica un porcentaje por indisponibilidad forzada ( $1-\%PENq$ ), si la indisponibilidad forzada real supera a la prevista.

$$\$POTMESq = PF_{Gq} \cdot (1 - FIPq) \cdot (1 - \%PENq) \cdot PNPn$$

Donde:

$$\%PENq = \text{Máx}(\text{Indisp. Forzada Real} - \text{Indisp. Forzada Prevista}, 0)$$

$$PNPn = PBP \cdot FPPn$$

$$FPPn = \frac{\partial}{\partial DEMANDA_n} (\text{Generación Unidad Marginal})$$

Para cada Unidad Generadora térmica con potencia de Reserva Fría, la remuneración por potencia ( $\$POTMESr$ ), proviene de la aplicación a la potencia remunerada del precio de la potencia de reserva fría ( $PNRF$ ). La potencia remunerada es igual a la potencia de Reserva Fría ( $PRFr$ ) menos los descuentos por indisponibilidad forzada y programada ( $1-FITRFr$ ).

$$\$POTMESr = PRFr \cdot (1 - FITRFr) \cdot PNRF$$

Para cada Unidad Generadora térmica sin Potencia Firme ni Reserva Fría, que haya operado en el mes, la remuneración por potencia ( $\$POTMESs$ ), proviene de aplicar a la potencia de punta generada ( $PPGs$ ) un precio denominado bonificación adicional ( $\$ADIC$ ). La Potencia de Punta Generada ( $PPGs$ ) a remunerar en un mes es la potencia media generada en el bloque alto (energía generada dividida entre las horas del bloque alto del mes).

$$\$POTMESs = PPGs \cdot \$ADIC = \frac{MWh_{BLOQUE-ALTO}}{5 \cdot DiasMes} \cdot \$ADIC$$

El valor de la bonificación adicional proviene de dividir el monto total resultante por descuentos de indisponibilidad forzada y programada ( $MTD$ ), entre las sumatoria de las  $PPGs$  de las Unidades



Generadoras térmicas sin Potencia Firme ni Reserva Fría. Este precio no puede ser superior al Precio Básico de la Potencia (*PBP*).

$$\$ADIC = \text{Mín}\left(\frac{MTD}{\sum PPGs}, PBP\right)$$

### 3.3. Importación y Exportación

El Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales reconoce las transacciones comerciales en el mercado internacional a través de contratos libremente pactados entre partes y a través del mercado spot. Actualmente no existe exportación o importación directa del mercado eléctrico mayorista hacia otros países.

La remuneración por potencia y energía cubre todos los servicios que pueden derivar de la disponibilidad de las unidades generadoras y de la facultad del Comité de disponer su funcionamiento para asegurar un suministro seguro, confiable y de costo mínimo, en consecuencia no se tienen precios distintos para servicios auxiliares.

## 4. Suficiencia en el suministro

La capacidad de abastecimiento de la demanda del SIN desde el año 1996 ha mostrado una constante mejora por el incremento de la capacidad de generación en proporción mayor al crecimiento de la demanda. La potencia efectiva de las unidades generadoras disponibles en 1996 fue de 583.4 MW y alcanzó en el 2004 a 1035.6 MW con un crecimiento de 78% en el periodo, en tanto que la demanda de potencia en 1996 fue de 560.4 MW y en 2004 de 704.8 MW con un crecimiento de 26%, en consecuencia la reserva que en 1996 era apenas de 4% paso en 2004 a 47%, lo que permitió en los últimos años una operación segura y confiable.

En el documento "Actualización del Plan Referencial del Sistema Interconectado Nacional Boliviano", elaborado por el VMEEAT se han establecido los requerimientos para asegurar la suficiencia del suministro en el mediano plazo con un horizonte de diez años. Aspectos principales del estudio son los siguientes. Con base en análisis macroeconómicos,

estima un crecimiento anual de la demanda del 4.8 % para un escenario medio, sin considerar algunos proyectos mineros puntuales que se incluyen adicionalmente en el momento de su incorporación.

Desde el punto de vista de la reserva de generación, sin incorporaciones de nueva generación y con demandas crecientes, la actual reserva de generación se reduce rápidamente. En 2007 la reserva llega a valores mínimos necesarios para la operación segura y confiable. Más allá de este año, la capacidad instalada de generación ya no alcanza para abastecer la demanda máxima del sistema con los niveles de seguridad y confiabilidad requeridos.

Considerando que no se producen retiros de unidades de generación existentes y que la disponibilidad media de las centrales se ubica en valores razonables, se propone un Plan de Expansión que incorpora cada año a partir del año 2007, una nueva turbina de 50 MW. Con el Plan de Expansión propuesto se abastece la demanda prevista en todo el periodo con un adecuado nivel de calidad.

Con base en las conclusiones del referido estudio, para asegurar la suficiencia del suministro en los próximos diez años, se establece lo siguiente:

- A partir de 2007 se requiere adicionar nueva generación, principalmente en las áreas Este (Santa Cruz) y Centro (Cochabamba) del país, donde existe una importante demanda y están próximas a una zona productora de Gas Natural (Carrasco). La tecnología de generación de menor costo (inversión más Operación) es por medio de centrales térmicas a ciclo abierto (TG) que utilizan como combustible el gas natural.
- Los requerimientos de nueva generación en el área Centro, suponen el incremento de la capacidad de transporte existente de gas natural para abastecer a las nuevas centrales y que dicha expansión es menos costosa que la expansión del sistema de transmisión de electricidad.
- El plan de expansión resultante es posible que sea desarrollado por inversión privada. A tal fin se deberán promover inversiones para que las mismas resulten atractivas para los inversionistas privados.



### 3 BRASIL

*Redacción del informe a cargo del Dr. Luiz Geremias DE AVIZ, Abogado, COPEL - Brasil*

#### 1. Organización de la Industria Eléctrica

##### 1.1. Marco Legal del sector

Los principales organismos con competencias regulatorias o de definición de políticas sobre el negocio de generación eléctrica en Brasil son los que se describen a continuación.

El Consejo Nacional de Política energética (Conselho Nacional de Política Energética – CNPE), es el órgano de asesoramiento del Presidente de la República en materia de formulación de políticas energéticas.

El Ministerio de Minas y Energía (Ministério de Minas e Energia – MME) es el órgano ejecutivo de formulación de políticas, incluso las relativas a las empresas del Grupo Eletrobras, que abarca la mayor parte de las principales generadoras hidráulicas del país, con control accionario de la Unión Federal.

El Comité de Monitoramiento del Sector Eléctrico (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) fue creado por la ley 10848 de marzo de 2004, en el ámbito del MME con la misión de evaluar permanentemente la continuidad y seguridad del suministro energético en todo el país.

La Empresa de Investigación Energética (Empresa de Pesquisa Energética – EPE), fue creada por la ley 10847 de marzo de 2004. Vinculada al MME, la EPE realiza estudios e investigaciones para proyectar la evolución de la matriz energética del país, identificar los potenciales de recursos energéticos, analizar los aprovechamientos hidroeléctricos binacionales, determinar los planes de expansión para la generación eléctrica y la industria del gas y en particular definir los aprovechamientos que deberían entrar en una expansión hidroeléctrica óptima y obtener la licencia ambiental de los mismos. Estas dos últimas funciones son de especial importancia para la realización de las licitaciones destinadas a la concesión y construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, como se verá más adelante.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL) es una entidad autónoma creada por la ley 9427, vinculada con el MME, con autonomía patrimonial, administrativa y financiera, que actúa como regulador y fiscalizador nacional en el sector eléctrico.

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico (Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS) constituido conforme la Ley n° 9.648, de mayo de 1998, alterada por la Ley n° 10.848/2004, y por los Decretos n° 2.655/1998 y n° 5.081, de 14 de mayo de 2004, es una persona jurídica de derecho privado sin fines de lucro, creada con el fin de coordinar y controlar la operación del sistema interconectado de generación y transmisión, bajo la fiscalización y regulación de la ANEEL. El ONS tiene también entre sus cometidos proponer las expansiones a la red básica de transmisión a ser concedidas por el MME mediante licitaciones, contratar y administrar los servicios de transmisión y los servicios auxiliares necesarios para la operación del sistema.

##### 1.2. Administrador del mercado

El administrador del mercado es la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), creada para sustituir al anterior MAE. Es una persona jurídica de derecho privado sin fines de lucro. La CCEE es responsable por todas las actividades de administración del mercado inclusive las financieras, contables y operacionales, bajo la regulación de ANEEL.

La CCEE tiene entre otras las siguientes atribuciones: promover subastas de energía por delegación de la ANEEL, mantener el registro de los contratos de comercialización, calcular el precio spot para liquidar las diferencias entre las energías contratadas y las generadas o consumidas, estimar los apartamientos en los límites de contratación establecidos por la regulación, y por delegación de la ANEEL aplicar las respectivas penalidades, calcular y fiscalizar las garantías financieras que deben constituir los participantes del mercado.

#### 2. El Mercado Eléctrico Mayorista

Los agentes con participación obligatoria en la CCEE son los generadores con capacidad instalada mayor o igual a 50 MW, los agentes autorizados a importar o exportar potencias mayores o iguales a 50 MW, los distribuidores que comercialicen al menos 500 GWh al año y los distribuidores menores que compren a tarifa no regulada, los comercializadores que comercialicen al menos 500 GWh al año y los Consumidores Libres y los que adquieran energía a pequeñas centrales hidráulicas.



Pueden optar por participar en la CCEE los autoprodutores y cogeneradores con capacidad mayor o igual a 50 MW y los generadores y comercializadores con tamaño menor a los requisitos descritos antes.

La ley 10848 de marzo del año 2004 separa las actividades de comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista en dos clases:

- El llamado ambiente de comercialización libre abarca los contratos en los que generadores, comercializadores o importadores de energía venden a los consumidores libres, que son los que cumplen las condiciones previstas en la ley 9074 del año 2005.
- El llamado ambiente de comercialización regulada, se aplica a los contratos que realizan los distribuidores concesionarios de servicio público.

### 3. Funcionamiento del mercado eléctrico para los generadores

#### 3.1. Remuneración de la energía

##### 3.1.1. Mercado spot

En el Mercado de Corto Plazo se comercializan las diferencias entre las cantidades de energía contratadas por los agentes registradas ante la CCEE y las cantidades efectivamente verificadas en la operación real.

Esas diferencias son valoradas al Precio de Liquidación de diferencias (PLD) (Preço de Liquidação de Diferenças).

El cálculo del PLD, realizado con periodicidad máxima semanal por la CCEE, se hace para cada Submercado y cada escalón (patamar) de demanda, tomando como base el Costo Marginal de Operación. Los submercados son Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste y Sul. Los submercados son regiones geográfica y eléctricamente próximas, que no presentan en su interior restricciones de transmisión significativas, de modo que pueda fijarse un único precio dentro de ellas.

De acuerdo al decreto 5163 del año 2004, el PLD calculado a partir del costo marginal se corrige de modo que no sea menor que un valor mínimo ni exceda un valor máximo.

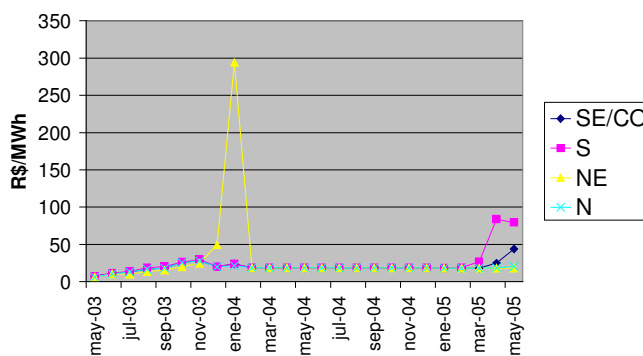
El valor máximo del PLD a ser restablecido por ANEEL se calcula teniendo en cuenta los costos variables de los emprendimientos termoeléctricos disponibles en el despacho centralizado. El valor mínimo se calcula teniendo en cuenta los costos de

operación y mantenimiento de centrales hidroeléctricas, y las compensaciones que estas deben pagar por el uso de los recursos hídricos. Por la "Resolución Homologatoria 286" de ANEEL de diciembre de 2004, los precios mínimo y máximo dentro de los que puede variar el PLD son de 18,38 R\$/MWh y 507,28 R\$/MWh respectivamente.

El cálculo del PLD es realizado por la CCEE utilizando los datos empleados por el ONS para la operación del sistema y los informados por los agentes. Los modelos de optimización para determinar el costo marginal de operación (CMO) son prácticamente los mismos que se utilizan en la operación, con las adaptaciones necesarias para reflejar la normativa de estimación de precios.

En el gráfico de más abajo, se presentan los precios medios mensuales de los cuatro submercados, (promedio de los precios para cada escalón de demanda, ponderando por la duración de dichos escalones), según datos de la CCEE. Al mes de mayo de 2005, el tipo de cambio del Real es aproximadamente 2.45 R\$/US\$.

**PRECIOS DEL MERCADO DE CORTO PLAZO - Promedio mensual de todos los escalones de demanda (R\$/MWh)**



Se observa que durante la mayor parte del período mostrado, los precios medios mensuales de los cuatro submercados se encontraron en el precio mínimo fijado por ANEEL.

El modelo computacional empleado para fijar el precio, el NEWAVE, fue desarrollado por CEPEL (centro de estudios e investigación de Eletrobras), para representar las particularidades del sistema energético de Brasil.

El NEWAVE es un modelo que optimiza del uso de los embalses hidráulicos utilizado para el planeamiento de medio plazo (hasta 5 años) con discretización mensual. Su objetivo es determinar la estrategia de generación hidráulica y térmica que minimiza el valor esperado del costo de operación para el conjunto del período de planeamiento. Este modelo produce las funciones de costo futuro, que





transmiten a los modelos de menor plazo el valor del agua almacenada en los embalses.

A partir de las funciones de costo futuro generadas por el NEWAVE, el modelo DECOMP realiza la optimización para definir el precio semanal. El DECOMP, a partir de los valores de energía almacenada en los embalses y los valores previstos de las energías afluentes, determina el despacho de las centrales hidráulicas y térmicas de cada subsistema y permite obtener los precios PLD para cada escalón de demanda y cada submercado.

En la liquidación de las transacciones de las centrales hidroeléctricas se aplica el llamado MRE (mecanismo de realocação de energia – mecanismo de reasignación de energía) por el cual el conjunto de las centrales hidroeléctricas comparte los riesgos hidrológicos resultantes de la optimización de los embalses y la aleatoriedad de la generación hidráulica.

Para cada central hidráulica la ANEEL calcula anualmente una energía asegurada, que es la que puede generar en situaciones críticas para el conjunto del sistema de generación hidroeléctrico, de acuerdo a las simulaciones realizadas. La ANEEL establece que ninguna central hidroeléctrica puede vender en contratos bilaterales más que su energía asegurada.

A los efectos de las transacciones de corto plazo en el mercado spot, las centrales hidroeléctricas participantes del MRE participan en la liquidación, no con la energía realmente generada sino con la que resulta de la asignación efectuada en el MRE. En primer lugar, la energía de las centrales que generan por encima de su energía asegurada es transferida a los efectos contables a las que generaron por debajo. Esta reasignación genera una facturación entre las centrales a un precio igual al “costo mínimo del agua” cuyo valor en la actualidad es de R\$ 5,79.

En caso de que luego de esta reasignación exista un sobrante, el mismo denominado “energía secundaria”, es repartido entre todas las centrales hidroeléctricas participantes del mecanismo en proporción a sus energías aseguradas.

### **3.1.2. Transacciones bilaterales**

Los contratos bilaterales no implican la entrega física de la energía sino que la misma resulta del despacho optimizado. No obstante los vendedores sólo pueden contratar hasta la energía para la que cuentan con una garantía física (lastro) de abastecimiento, de centrales propias o contratadas de terceros, de acuerdo a las condiciones establecidas en el Decreto 5.163 de 2004.

Como se expuso antes, la ley 10848 establece dos tipos de contratación: regulada y libre.

### ***Ambiente de Contratación Regulado (ACR)***

Se someten a contratación regulada las compras realizadas por los distribuidores concesionarios, con destino a sus consumidores regulados. Las distribuidoras deben cubrir la totalidad de su demanda por medio de licitaciones (leilões) reguladas, realizadas por ANEEL directamente o por la CCEE, como resultado de las cuales se firman contratos entre cada agente vendedor (generador, comercializador o importador) que resulte ganador de la licitación y todas las distribuidoras participantes, en proporción a los requisitos que estas últimas presentan en la licitación. A las licitaciones concurren gran número de vendedores con disponibilidad de energía y de distribuidores con necesidad de comprarla para cumplir con el requisito regulatorio de contratación de la demanda.

Los contratos resultantes son denominados Contratos de Comercialización de Energía Eléctrica en Ambiente Regulado (CCEAR). Para esos fines los distribuidores deben presentar sus estimaciones de demanda con cinco años de anticipación.

Las licitaciones son de dos tipos, de energía existentes y de energía nueva.

En las licitaciones de energía existente participa la energía de centrales ya construidas y el inicio del período de entrega de la energía es al año siguiente de la licitación, con plazo de suministro entre tres y quince años.

En las licitaciones de energía nueva participa la energía de centrales a construirse (y con carácter transitorio de centrales construidas recientemente especialmente autorizadas). El plazo de entrega de la energía comienza entre el tercer y quinto año a partir de la licitación, y su duración puede ser entre 15 y 35 años. Como resultado de estas licitaciones se asigna a los ganadores la construcción de las centrales determinadas en el plan establecido por la EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Las licencias ambientales deben haber sido obtenidas previamente por la EPE.

Los distribuidores pueden también realizar licitaciones de ajuste (leilões de ajuste), fuera del esquema regulado anterior, en porcentajes que no pueden ser superiores al 5% de su demanda, y con un plazo máximo de suministro de dos años.

Como resultado de las licitaciones se determina la energía anual contratada entre cada vendedor y cada distribuidor en un CCEAR. La desagregación mensual de esa energía (sazonalização – estacionalización) debe realizarse de común acuerdo



entre las partes o de lo contrario siguiendo el perfil de la demanda del distribuidor. También está regulada la desagregación en períodos horarios (modulación).

### **Ambiente de Contratación Libre (ACL)**

Las transacciones en el ACL pueden realizarse entre comercializadores, generadores e importadores, que venden a exportadores o Consumidores Libres. Los consumidores libres son los que demandan más de 3 MW y deben informar sus previsiones de carga con cinco años de anticipación, igual que los distribuidores.

Las condiciones de estos contratos pueden pactarse libremente y deben notificarse a la CCEE, indicando las cantidades de energía y potencia, precios, plazos y garantías financieras.

Los vendedores deben comprobar que poseen garantía física (lastro) suficiente para la venta de energía, de acuerdo al decreto 5.163 de 2004, y existen penalizaciones por incumplimiento de este requisito.

### **3.2. Remuneración de la potencia**

No existen remuneraciones a la capacidad instalada diferentes de los contratos ya descritos.

### **3.3. Importación y exportación**

La ANEEL autorizó hasta el presente la construcción de 2590 MW de capacidad en interconexiones entre Brasil y los países vecinos, según detalla el cuadro siguiente.

EMPRESA AUTORIZADA	ORIGEN	POTENCIA (MW)	PUNTO DE ENTREGA	RESOLUCIÓN	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
ELETROBRÁS	Argentina Paso de Los Libres	50	Uruguiana/RS	Portaria/DNAE E no 324 de 5/4/1994	Mayo/1995
COPEL	Paraguay	70	Area de concessão da COPEL Paraná	Resolução no 091 de 02/3/2005	Enero/2006
CIEN	Argentina Garabí	2200	SE Itá - SC	Resolução no 130 de 29/4/1998 Resolução no 273, de 17/7/2001. Resolução no 117 de 18/3/2002	Mayo/2000
ELETROBRÁS	Uruguay Rivera	70	Santana do Livramento 2 - RS	Resolução no 15 de 14/1/2000 *	Enero/2001
ELETRONORTE	Venezuela UHE Guri	200	Boa Vista - RR	Resolução no 201 de 6/6/2001	Julio/2001
TOTAL	2590				

Fuente: Site Internet de Aneel

**Respecto a la interconexión de 2200 MW entre Argentina y Brasil por Garabí,** las empresas brasileñas Furnas y Tractebel respaldaron la primera fase del proyecto de 1100 MW, con contratos de compra de potencia firme por 1000 MW, con opción a

la compra de energía. Estos contratos son el resultado de una licitación, convocada inicialmente por la primera de aquellas empresas y Eletrosul, en 1998.

La segunda fase que completó los 2200 MW es respaldada por contratos con COPEL, CERJ y otras empresas, negociados con posterioridad.

La operativa de los contratos está diseñada para que cuando el precio del mercado de Brasil (el MAE) es superior al precio de energía de los contratos, fluya la energía desde Argentina a Brasil.

La normativa argentina para el comercio spot, prevista en la resolución 21/97 prevé la existencia de declaraciones de precios de venta a realizarse por los comercializadores importadores, interesados en vender en Argentina energía spot de países interconectados, con validez durante una programación estacional. Para que tenga lugar la importación, el comercializador debe ofertar diariamente los excedentes de que disponga, los que son colocados en el despacho económico que realiza CAMMESA, la empresa administradora del mercado mayorista argentino. Este era el régimen previsible en el momento de construcción del proyecto para la venta de energía spot desde Brasil a Argentina.

Sin embargo, la importación realizada por Argentina en el año 2004, junto a las ventas de CIEN, dio lugar a un régimen comercial diferente. Ante la situación de emergencia en el abastecimiento eléctrico que registró en Argentina a partir de marzo de este año, el gobierno argentino encargó a CAMMESA la realización de licitaciones para obtener suministros de energía, de carácter interrumpible y convocados a voluntad de Argentina.

La adjudicación fue para la empresa que solicitó el menor margen de comercialización por encima del costo de la energía en Brasil. En junio de 2004, la empresa Tractebel, se adjudicó el primero de esos contratos de suministro, por un plazo de 90 días. El margen de comercialización que solicitó fue de 10.39 US\$/MWh para el caso de energía térmica y 9.39 US\$/MWh para energía hidráulica. Este margen debía cubrir los costos de uso de la red básica de transporte de Brasil, costos en la red de interconexión de CIEN, pérdidas, impuestos y otros costos. El tipo de excedente exportado, térmico o hidráulico y su costo de compra en el MAE, fue determinado por el ONS, operador del sistema de Brasil. En setiembre de 2004, la generadora CHESF perteneciente al holding estatal Eletrobras, se adjudicó el suministro por un período de otros 90 días entre setiembre y noviembre de 2004.

Desde el punto de vista regulatorio, la interconexión es tratada en Brasil como un generador cuando se



está importando energía desde Argentina y como una carga cuando se está exportando hacia Argentina, ambos situados en el punto de inserción de la interconexión en Brasil, en la estación de transmisión Itá. En ambos casos se requiere el pago de cargos por uso del sistema de transporte, establecidos en un contrato de uso del sistema de transporte (CUST) de Brasil. La exportación usa el transporte a través de un régimen de acceso temporario, en tanto que la importación cuenta con un contrato firme de uso, según la resolución 715 de ANEEL.

**La interconexión con Uruguay por Rivera Livramento de 70 MW** ha dado lugar a varias modalidades de comercio a partir de su entrada en servicio en el año 2001.

En la etapa inicial de operación de la interconexión, UTE y ELETROBRAS acordaron principalmente ventas desde Uruguay a Brasil, a partir de marzo de 2001, en un período en el que este país estaba afectado por una grave crisis energética, con racionamiento de la demanda. En los años 2002 y 2003 no se realizó comercio.

En 2004 las autoridades de Uruguay manifestaron el interés de mantener importaciones desde Brasil y las autoridades de Brasil dispusieron que bajo un principio de libre acceso a la interconexión, tuviera lugar una licitación para determinar qué comercializador vendería energía a UTE.

La primera licitación para la adjudicación de la venta de energía interrumpible, convocable por UTE a su voluntad, por los seis meses desde junio a noviembre de 2004, tuvo lugar el día 25 de mayo de 2004. Resultó ganadora la oferta de la comercializadora Enertrade. La adjudicación se hizo por el menor margen de comercialización pedido por los oferentes, por encima de los costos de energía, peajes de transporte y otros cargos en el sistema de Brasil. El origen de la energía, hidráulica o térmica, que determina los costos de la misma para el comercializador en el MAE, resulta de la asignación de excedentes que realiza diariamente el ONS.

**La interconexión con Venezuela** ha dado lugar a un contrato de suministro desde Venezuela hacia una zona de Brasil no interconectada a la red de ese país, la ciudad de Boa Vista en el estado de Roraima. En enero de 1997 se firma el memorandum de entendimiento para el suministro de energía eléctrica Venezuela-Brasil, cuyo documento dio origen al Contrato de Suministro de Energía Eléctrica por parte de Edelca a Eletronorte, para atender la ciudad de Boa Vista, firmado el 11 de abril de 1997.

El marco legal para las ventas de energía por parte de Venezuela a Brasil está definido dentro del Contrato de Servicio Eléctrico entre Edelca y

Eletronorte. Este es un contrato para el suministro firme de potencia hasta por la cantidad de 200 MW, en el cual Eletronorte informa a Edelca en noviembre de cada año los valores mensuales de demanda y energía activas para los años siguientes.

El contrato tiene una vigencia de 20 años y en él se establece un cargo único por energía que se actualiza anualmente con base en el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América (CPI). Adicionalmente, se establecieron 20 cuotas fijas semestrales que deberá cancelar Eletronorte por concepto de costo de construcción del sistema de transmisión en territorio Venezolano y un cargo anual por concepto de costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión venezolano.

### 3.4. Mercado por servicios complementarios

Las reglas de la CCEE prevén el pago de un cargo destinado a la cobertura de los siguientes servicios del sistema (Encargos dos Serviços do Sistema - ESS):

- Costos de la generación despachada fuera del orden de mérito por restricciones de transmisión.
- Reserva de potencia operativa puesta a disposición por los generadores para regulación de frecuencia y capacidad de arranque autónomo.
- Reserva de capacidad reactiva puesta a disposición por los generadores en valores superiores a los de referencia de cada generador.
- Operación de generadores como compensadores síncronos y para regulación de tensión.

Los costos por los Encargos dos Serviços do Sistema – ESS, se cargan a la energía consumida por los distribuidores, a la parte de la energía de consumo propio de los autoprodutores, y a la energía consumida por los comercializadores, excepto importadores.

## 4. Suficiencia en el suministro

En lo que sigue se resume brevemente los principales resultados del Sumario Ejecutivo de la Segunda Revisión Cuatrimestral del documento “Planejamento Anual da Operacao Energetica – Ano 2004”, publicado por el ONS. El ONS es el organismo encargado de la operación del sistema de generación y transmisión. El documento tiene por objeto describir las condiciones de suministro de la demanda en un horizonte de cinco años (2004-2008) y es el último hecho público en la web por el ONS.



El ONS prevé en su Escenario de Oferta de Referencia que la capacidad instalada, que en agosto de 2004 era de 79123, pase a 86087 MW en diciembre de 2008. A estas potencias deben adicionarse la importación desde Argentina y la potencia de 5900 MW procedente de Itaipú. El incremento medio anual de capacidad, es de 1755 MW.

La participación de la capacidad de generación térmica, pasará del 15.6% (12329 MW) al 14% (12306 MW).

En ese Escenario de Referencia de la oferta, el ONS estima que las condiciones de seguridad en el suministro en el período 2005-2007 son en general satisfactorias. Los riesgos de falla en el quinquenio, con el escenario de demanda de referencia se describen en la tabla siguiente.

Sub-sistema	Probabilidad en porcentaje	2005	2006	2007	2008
SE/C O	de algún déficit	0.1	0.8	1.5	3.4
	de déficit > 5% de la demanda	0.0	0.3	0.4	1.1
S	de algún déficit	0.4	8.4	1.3	3.2
	de déficit > 5% de la demanda	0.0	0.2	0.2	0.3
NE	de algún déficit	0.4	2.9	3.6	8.9
	de déficit > 5% de la demanda	0.0	0.3	0.5	1.0
N	de algún déficit	4.5	2.9	3.5	5.9
	de déficit > 5% de la demanda	1.0	0.6	1.0	1.8

Para las ampliaciones futuras, el Ministerio de Minas y Energía se propone realizar en el segundo semestre de 2005 la licitación por la energía nueva, en la cual se incluirán 17 centrales hidroeléctricas. La Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ha estudiado y está desarrollando los procedimientos para obtener el licenciamiento ambiental, que debe obtenerse con anterioridad a la licitación. El plazo de entrada en servicio de esos proyectos será de cinco años aproximadamente.

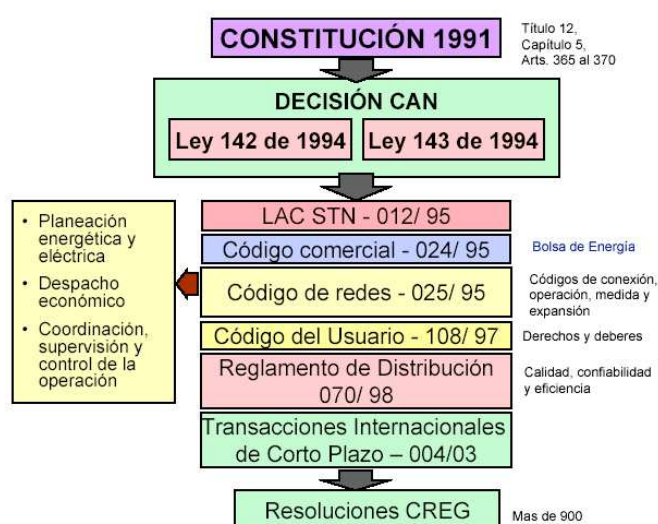
## 4 COLOMBIA

Redacción del informe a cargo del Ing. Juan Guillermo Alvarez, Director de Desarrollo de Negocios, ISAGEN - Colombia

### 1. Organización de la Industria Eléctrica

#### 1.1. Marco Legal del sector

El siguiente gráfico presenta las principales normas que conforman el marco legal y regulatorio del mercado de energía eléctrica en Colombia.



Las principales instituciones con competencias en la formulación de políticas y en la regulación en el sector son:

- El Ministerio de Minas y Energía (MME) responsable de supervisar y elaborar las políticas globales para el sector eléctrico, en concordancia con el Departamento Nacional de Planeación-DNP.
- La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), encargada de la elaboración del Plan Energético Nacional y del Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico, y por delegación del MME, desarrolla las convocatorias públicas para seleccionar el inversionista de las nuevas líneas de transmisión.
- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el organismo regulador del sector de energía y gas.

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) es una entidad que depende del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo y es responsable de hacer cumplir los reglamentos y también de la vigilancia, control e inspección de las empresas prestadoras del servicio.

#### 1.2. Administrador del mercado

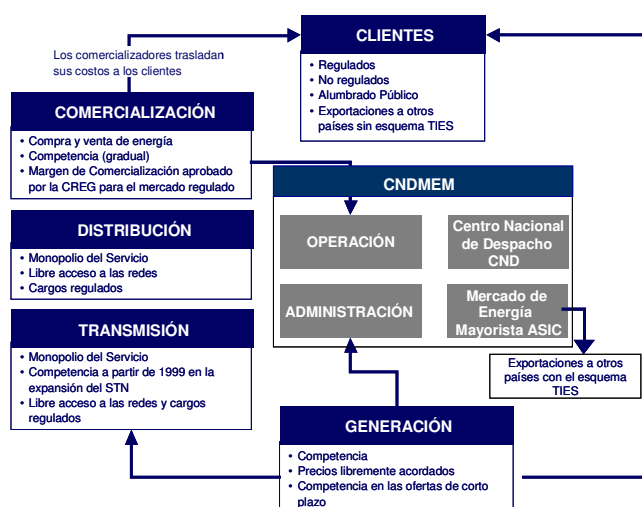
Los principales organismos vinculados a la operación del sistema de generación, y a la realización de las transacciones en el mercado mayorista son los siguientes:

- Centro Nacional de Despacho (CND). Entidad responsable de realizar la planeación, coordinación operación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.
- Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). Es el encargado de registrar todos los contratos de energía a largo plazo y de la facturación, cobranza y pago de todas las transacciones comerciales efectuadas en la Bolsa de Energía, y de liquidar las transacciones internacionales de electricidad (TIE).
- Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC). Encargado de la liquidación y administración de las cuentas de los cargos por uso del STN (Sistema de Transporte Nacional) y STR (Sistema de Transporte Regional).
- Consejo Nacional de Operación (CNO). Su función principal es la de acordar los aspectos técnicos del Sistema Interconectado Nacional – SIN- con el fin de garantizar que su operación integrada sea segura, confiable y económica.
- Comité Asesor de Comercialización (CAC). Tiene a cargo el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.

### 2. El Mercado Eléctrico Mayorista

El siguiente gráfico ilustra los diferentes agentes que participan en el mercado y esquematiza las interacciones que existen entre ellos.





Los generadores que participan en el mercado son los registrados ante el ASIC, y que poseen una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW, o los menores a esta capacidad si así lo solicitan al CND. Los generadores compiten en el mercado spot o Bolsa de Energía y en el Mercado de Contratos. Los contratos se realizan mediante convocatorias públicas cuando están destinados a abastecer a los clientes del Mercado Regulado y por negociaciones libres para el Mercado no Regulado.

Los comercializadores son las empresas cuya actividad principal es la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los consumidores finales.

Los usuarios finales participan en el mercado de energía por intermedio del comercializador que los atiende. Todos los clientes tienen plena libertad para seleccionar al comercializador que les prestará el servicio.

Los consumidores finales de energía eléctrica se clasifican en regulados y no regulados. Para los regulados, aplican las tarifas reguladas por la CREG. Los usuarios no regulados pueden negociar libremente el precio de la energía con el agente comercializador y son aquellos con demanda superior a 0.1 MW o con consumo promedio mensual de energía mayor a 55 MWh.

### 3. Funcionamiento del mercado eléctrico para los generadores

#### 3.1. Remuneración de la energía

##### 3.1.1. Mercado spot

La Bolsa de Energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente, en el que participan obligatoriamente los generadores. La demanda no participa activamente en la bolsa. Las ofertas se preparan y envían antes de las 8:00 horas del día anterior del despacho. Se presenta un único valor ofertado para todo el día.

Los precios de oferta de los generadores (Resolución CREG-055 de 1994) deben reflejar costos variables de las plantas térmicas y para las plantas hidroeléctricas el valor del agua determinado por la operación económica del sistema en el mediano y largo plazo y teniendo en cuenta la percepción propia del riesgo. Adicionalmente, los generadores deben incluir como costo variable, el Costo Equivalente de Energía del Cargo por Capacidad- CEE (Resolución CREG-116 de 1996) y a partir de 2001 y hasta diciembre de 2007, en cumplimiento de la Ley 633 de 2000 (Reforma Tributaria), un gravamen con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI. En ningún caso, la oferta en Bolsa puede ser inferior al CEE más el FAZNI. (Resolución CREG-005 de 2001).

A partir de las ofertas de los generadores se determina un despacho ideal, suponiendo un esquema uninodal (Resoluciones CREG-024 y CREG-025 de 1995). El "despacho real" difiere del anterior por la presencia de restricciones estáticas (límites de transporte, límites de transformación y necesidades de soporte de tensión) y de restricciones dinámicas (generaciones mínimas por estabilidad en áreas del sistema) y requerimientos de regulación de frecuencia.

Las diferencias existentes entre el "despacho ideal" y el "despacho real", se ajustan mediante la liquidación de las transacciones de los agentes en el mercado spot, aplicando el esquema de Reconciliación de cuentas (Anexo A-5 Resolución CREG-024 de 1995). El balance de las reconciliaciones produce sobrecostos operativos que son asignados a los agentes económicos causantes de las restricciones.

El precio de oferta del recurso marginal del despacho ideal determina el Precio de Bolsa, al cual se liquidan las compras o ventas netas de generadores y comercializadores, resultantes del balance de su generación propia y sus contratos, para los primeros, y de sus contratos y su demanda, para los segundos. El Precio de Bolsa Internacional se forma a partir del precio del recurso marginal que se requiere para atender una demanda incremental por exportación a los países que no están dentro del esquema de TIE.

Debido a los severos problemas eléctricos ocasionados por atentados terroristas sobre la infraestructura de transmisión, la CREG expidió la

resolución 034 de 2001 que interviene los precios de oferta para las plantas que prestan el servicio de generación forzada (fuera de mérito).

A continuación se muestra la evolución de los precios de Bolsa, en los últimos 3 años.



Fuente: ISA. Informe del Mercado Mayorista. 2005. www.mem.com.co

### 3.1.2. Transacciones bilaterales

Los contratos son acuerdos bilaterales de tipo financiero para la compraventa de energía entre Generadores y Comercializadores, con el fin de hacer cobertura de riesgo en el MEM. Estos contratos no implican entrega física de la electricidad. Existe plena libertad en la forma de contratación, siempre y cuando se pueda determinar a nivel horario la cantidad y el precio. Existen dos tipos de contratos básicos y sobre ellos se han desarrollado una variedad de modalidades. Los tipos de contratos básicos son:

- **Pague lo Contratado (Take or Pay).** El comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, a un precio pactado entre las partes, independiente de que ésta se consuma efectivamente. 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.
- **Pague lo Demandado (Pay as Demand).** Contratos suscritos para cubrir la demanda comercial del agente comercializador. 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.

Primero se asignan los contratos Pague lo Contratado y luego, se asignan los contratos tipo Pague lo Demandado por orden de mérito en precios. Cuando se presenten dos contratos con el mismo

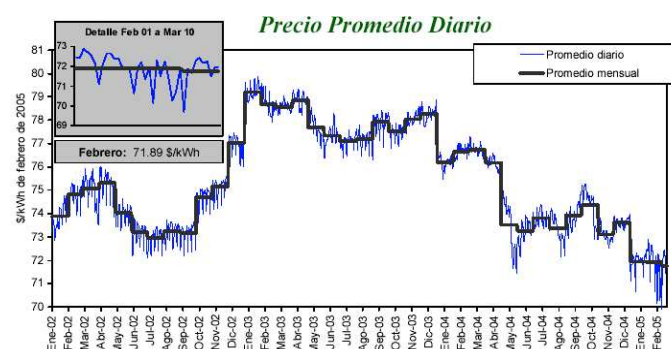
precio, se despachan proporcionalmente, de acuerdo con la cantidad contratada en cada hora.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-020 de 1996, la cual establece reglas que propenden por la competencia en este tipo de transacción.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios No Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores, siempre y cuando en este último caso, no se infrinjan las disposiciones que promueven la competencia en el MEM, contenidas en la Resolución CREG-020 de 1996.

No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales. Es decisión de los agentes comercializadores y generadores su grado de exposición en el mercado 'spot'. Tampoco hay restricción sobre la capacidad que un agente generador o comercializador puede comprometer en contratos bilaterales.

A continuación se muestra la evolución de los precios de contratos, en los últimos 3 años.



Fuente: ISA. Informe del Mercado Mayorista. 2005. www.mem.com.co

### 3.2. Remuneración de la potencia

El cargo por capacidad es un ingreso regulado que remunera a las plantas que le confieren firmeza al sistema y compensa los bajos precios que pueda tener la bolsa de energía durante los periodos de invierno, para incentivar la recuperación de la inversión en nuevas plantas eficientes que aseguren la confiabilidad del sistema en condiciones de sequía. Este ingreso es recaudado por los mismos generadores, quienes incorporan en sus ofertas de



precio para la Bolsa de Energía, un valor unitario (Col\$/MWh) equivalente a aproximadamente 1,2 centavos de dólar/kWh. Una vez se recauda este concepto, es transferido a las centrales que le proporcionan la confiabilidad al sistema, de acuerdo a los resultados de los modelos de optimización y considerando condiciones críticas de verano.

El Cargo por Capacidad entró en vigencia a partir del 1º de enero de 1997 y su permanencia se programó para un período de 10 años. Actualmente, viene siendo revisado por la CREG, quien sometió recientemente a consulta de los agentes del MEM en Colombia una nueva propuesta de Cargo. La definición del Cargo por Capacidad (Cx) (Resolución CREG-116 de 1996), se resume en los siguientes puntos.

### 3.2.1. Definiciones

Estación de Invierno: Período comprendido entre el 1º de Mayo y el 30 de Noviembre de cada año.

Estación de Verano: Período comprendido entre el 1º de Diciembre de cada año y el 30 de Abril del año siguiente.

La Capacidad Remunerable Teórica – CRT de una planta es la capacidad de generación que cada planta hidráulica o unidad térmica despachada centralmente, aporta en un Despacho Ideal al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas críticas.

Capacidad Remunerable Real – CRR: Es la parte de la Capacidad Remunerable Teórica que estuvo disponible para el abastecimiento de la demanda. Para cada planta se calcula su CRR (Capacidad Remunerable Real Individual) como el mínimo entre la CRT y su disponibilidad comercial promedio durante el mes que se esté facturando.

### 3.2.2. Cálculo de la Capacidad Remunerable Teórica en la Estación de Verano.

La Capacidad Remunerable Teórica Individual (CRTI) de cada planta hidráulica o unidad térmica, es el promedio de su Capacidad Equivalente Mensual Despachada (CEMD) en el modelo de largo plazo, durante los cinco meses de la Estación de Verano. Esta se obtiene mediante una simulación del sistema de generación de 24 meses, a partir del comienzo del año. Para el cálculo de la CEMD se usa el siguiente procedimiento.

Se calcula la potencia no ajustada PE<sub>i</sub> de la planta o unidad i:

$$PE_i = \frac{EN_i}{HM_j}$$

donde EN<sub>i</sub> es la energía mensual despachada en la simulación mediante el modelo de largo plazo, y HM<sub>j</sub> las horas del mes j.

Se calcula la CEMD<sub>i</sub> identificando el factor K, común a todas las plantas del SIN, tal que:

$$CEMD_i = \text{minimo} \left( CD_i, \frac{PE_i}{K} \right)$$

donde CD<sub>i</sub> es la Capacidad Disponible de la planta o unidad i, correspondiente a la Capacidad nominal descontando el índice IH, y

$$\sum_i CEMD_i = 1.05 \times DEM_j$$

donde DEM<sub>j</sub> es la demanda máxima en el escenario alto en el mes j, (MW), descontada y la generación de las plantas no despachadas centralmente.

La Capacidad Remunerable Teórica (CRT) de la Estación de Verano es la suma de las capacidades remunerables teóricas individuales.

Las empresas generadoras térmicas de energía eléctrica que aspiren a ser remuneradas con el Cargo por Capacidad, deben tener suscritos contratos de suministro de combustible que permitan generar la energía mensual despachada en el modelo de largo plazo.

### 3.2.3. Capacidad Remunerable Teórica en la Estación de Invierno

Se toma igual al mínimo entre su Capacidad Remunerable Teórica Individual de la estación de Verano y su Disponibilidad Comercial (la disponibilidad que los generadores declaran tener al momento de realizar la oferta a la bolsa de energía) promedio durante la misma estación, calculada sobre todas las horas del mes. La Capacidad Remunerable Teórica (CRT) de la Estación de Invierno es la suma de las Capacidades Remunerables teóricas Individuales.

### 3.2.4. Cálculo del Costo Equivalente en Energía

**Remuneración por Capacidad (VMC):** Es el costo fijo mensual de la tecnología eficiente de generación con menor costo de capital, correspondiente a una turbina a gas en ciclo abierto, tomado igual a 5,25 US\$/kW-mes.

**Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad:** El Costo Equivalente en Energía del





Cargo por Capacidad (CEE, Col\$/kWh) que es usado para efectos de cotización en la Bolsa, se calcula cada mes mediante la fórmula:

$$CEE = \frac{CRT \times VMC}{ETDP}$$

donde,

CRT (kW), Capacidad Remunerable Teórica (total del sistema).

ETDP (kWh), Energía Total Demandada Proyectada en el SIN para cada mes.

El Cargo por Capacidad se recauda a través de los generadores con base en su energía despachada, valorado al CEE definido anteriormente.

### 3.2.5. Conciliación y Liquidación del Cargo por Capacidad

Dentro de los límites establecidos por la Resolución CREG-024 de 1995, el ASIC efectúa la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Capacidad del mes anterior.

Se determina la Capacidad Remunerable Real Individual (CRRI) de cada planta, como el mínimo entre su Capacidad Remunerable teórica y su disponibilidad comercial real en el mes. Lo recaudado por cada planta es proporcional a su energía despachada en la bolsa de energía, mientras que lo que tiene derecho a percibir es proporcional a su CRRI. El procedimiento de conciliación tiene por objeto determinar y liquidar las transferencias entre generadores, de modo que cada uno termine recibiendo por concepto de cargo por capacidad el monto neto:

$$VD = CRRI \times VMC$$

### 3.3. Alternativa de Remuneración

Hacia mediados del 2004, la CREG puso a consideración de los agentes del mercado una propuesta de remuneración de potencia, que la ha llamado Cargo por Confiabilidad, previendo que la vigencia del cargo por capacidad finaliza en diciembre de 2006. Ya la CREG, anteriormente había manifestado su interés en sustituir el actual cargo por un esquema de mercado, para garantizar la disponibilidad de una oferta eficiente de energía eléctrica en el largo plazo. El mecanismo mostrado se basa en remunerar la energía firme, a través de una simulación, y la potencia firme, por medio de una subasta.

La propuesta de Cargo por Confiabilidad de la CREG ha sido objeto de críticas, no sólo de los generadores

existentes, sino también de los expertos que fueron contratados para su revisión. Se espera que durante 2005 se trabaje en Colombia en la elaboración de una nueva propuesta que reemplace el esquema administrado actual de Cargo por Capacidad. En el anexo se presenta una descripción más detallada de la propuesta.

### 3.4. Importación y Exportación

En el MEM y bajo la coordinación del Operador del Sistema (el Centro Nacional de Despacho, CND) se realizan las TIE, conforme a unas reglas de despacho definidas por la CREG de acuerdo con los lineamientos de la Decisión CAN 536 del 19 de diciembre de 2002. Estas transacciones se originan por el despacho económico coordinado, entre los mercados de corto plazo de los países miembros de la Comunidad Andina, o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos a través de Enlaces Internacionales. En la actualidad sólo está operando un esquema de este tipo con Ecuador. Se espera que a mediano plazo se incorporen al esquema, Perú y Venezuela.

#### 3.4.1. Precios de exportación e Importación

Actualmente, conviven 2 marcos regulatorios en el tema de Interconexiones Internacionales: 1) Sin Integración de Mercados y 2) con integración de mercados eléctricos entre países adheridos a la Decisión CAN 536. El primer caso aplica para las interconexiones con Venezuela y el segundo caso para las de Ecuador (marco regulatorio para las TIE).

#### 3.4.2. Interconexiones Internacionales sin Integración de Mercados

La CREG reguló las disposiciones aplicables a las Interconexiones Internacionales, mediante la resolución CREG-057 de 1998. Las importaciones y/o exportaciones de energía y las transacciones comerciales que se realicen para tal fin, deberán estar representadas por una empresa de generación y/o comercialización constituida en Colombia.

Para efectos de liquidar las transacciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, cada interconexión internacional es considerada como una unidad de generación. En el caso de exportaciones de Energía Eléctrica, se calcula primero el precio de bolsa del mercado doméstico, al cual se liquidan las transacciones locales y luego se calcula el precio de bolsa del mercado internacional incluyendo la demanda adicional debida a la exportación. El comercializador que representa la exportación paga este precio de bolsa con exportación para retirar la



energía del mercado (Resolución CREG-112 de 1998). Adicionalmente, las exportaciones que realice un Generador o Comercializador pagan Cargos por Uso de la transmisión de acuerdo con la energía realmente exportada.

Esta reglamentación es aplicada a las tres interconexiones existentes con Venezuela. Su utilización obedece más a respaldo por confiabilidad o seguridad ante eventos en alguno de los sistemas.

### 3.4.3. Interconexiones Internacionales con Integración de Mercados

La Decisión CAN 536, “Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad” fue adoptada por los países de la comunidad andina, en diciembre 19 de 2002. Entre otros aspectos, en ella se consigna que los “Países Miembros” no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos y garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.

El uso físico de las **interconexiones** será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter financiero. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas. Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo. Las rentas resultan de la diferencia entre el valor de la energía entrada en el país importador, al precio spot en dicho país, menos el valor de la energía salida del país exportador, al precio spot en este último.

Los “Países Miembros” no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias de electricidad.

Actualmente, se cuenta con dos enlaces de conexión entre Colombia y Ecuador, un enlace a 138 kV desde la subestación Panamericana en Colombia hasta la subestación Tulcán en Ecuador, y otro enlace a 230 kV que va desde la subestación Jamondino en Colombia hasta la subestación Pomasqui en Ecuador. En desarrollo de la armonización de las regulaciones de Colombia y Ecuador, se expidieron las resoluciones CREG 004 de 2003 y Conelec 6001 de 2003, y se suscribió el Acuerdo Operativo y Comercial para dar inicio a los intercambios de

electricidad entre los dos países, mediante transacciones de corto plazo, a partir del 1° de marzo de 2003.

Los principales aspectos que contiene la resolución CREG 004 de 2003, las relacionadas con ella y las posteriores modificaciones son:

- Las pérdidas asociadas al enlace son asumidas por el país importador.
- Cuando Colombia importa, se considera a la TIE (Ecuador) como otro generador del MEM y participa en el proceso del despacho ideal por mérito.

El precio de oferta con el que Ecuador participa en el Mercado colombiano lo determinan al sumar el Costo Marginal más un Costo Equivalente por Potencia (el valor en dólares que se necesite para remunerar a los generadores del sistema ecuatoriano por los conceptos de potencia remunerable puesta a disposición, reserva adicional de potencia y regulación secundaria de frecuencia).

- Cuando Colombia exporta, se considera a la TIE como una demanda del SIN y participa de todos los cargos que le corresponda, como a cualquier demanda nacional. Estos cargos son reflejados en el precio de oferta en el nodo frontera.
- Para el cálculo del Precio en la Bolsa de energía se considera la demanda nacional más la demanda de las exportaciones por TIE. El precio de Bolsa Internacional sólo considera por tanto la demanda internacional que no corresponda a exportaciones por TIE.
- Las rentas de congestión se asignan mensualmente a la demanda total (demanda doméstica del país exportador más exportaciones al otro país), que se ilustra de la siguiente manera, suponiendo una exportación desde Colombia a Ecuador

La demanda internacional de Despacho Económico Coordinado (demanda de importación desde Ecuador) participa de esta asignación, en la proporción que representa dicha energía exportada a Ecuador sobre la demanda total (demanda doméstica más exportaciones a Ecuador).

La demanda doméstica se beneficia porque su cuota parte de las rentas de congestión, se refleja en una reducción del sobre costo de restricciones en el despacho.



### 3.5. Mercado por servicios complementarios

Los servicios complementarios que prestan las empresas generadoras incluyen entre otros, la generación de potencia reactiva, la regulación primaria y la regulación secundaria de frecuencia o AGC.

El servicio de regulación primaria es obligación de todas las plantas de generación despachadas centralmente, sin remuneración alguna. No obstante, su incumplimiento genera un costo que se percibe como una reconciliación negativa (Resolución CREG 023 de 2001).

A través del servicio de AGC, los generadores elegibles ponen a disposición del sistema sus posibilidades para el control de la regulación secundaria, la cual se usa para acompañar las variaciones de carga, controlar la frecuencia dentro de un rango de operación y los intercambios programados.

Todo generador debe prestar o comprar el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Los límites operativos están reglamentados en la resolución CREG 025/95 y la parte comercial en la resolución CREG 064/2000.

Actualmente, se encuentra en curso un proyecto de resolución para definir las obligaciones y responsabilidades de los agentes del SIN en la prestación de la potencia reactiva. Los generadores estarán obligados a prestar el servicio de potencia reactiva dentro de su curva de operación. En el caso en que se requiera disminuir la potencia activa programada para el generador, se aplicarían los procedimientos de reconciliación negativa, sin ningún tipo de compensación económica por el aporte adicional de reactivos al SIN.

## 4. Suficiencia en el suministro

En el plan de expansión de referencia de generación y transmisión 2004 - 2013, a cargo de la UPME, el análisis de prospectiva de generación determina las alternativas de corto plazo y estrategias de largo plazo, que buscan satisfacer la demanda de energía del país bajo diferentes escenarios. Uno de ellos no considera interconexiones con los países vecinos, un segundo escenario pretende mostrar el comportamiento del sistema interconectado de Colombia con Ecuador, considerando un enlace de 250 MW hasta diciembre del año 2005 y de ahí en adelante incrementando dicha capacidad en 100 MW, es decir una interconexión desde Colombia de 350 MW y desde Ecuador de 200 MW. Un tercer escenario contempla adicionalmente una interconexión con Panamá a partir de 2008 con una

capacidad de intercambios con dicho país de 300 MW desde Colombia y de 60 MW desde Panamá.

El horizonte de planeamiento considerado para el corto plazo comprendió el año 2004 hasta el año 2008 y el largo plazo desde el año 2009 hasta 2013. El criterio bajo el cual se analizaron los diferentes escenarios fue el de mínimo costo. Así mismo, se realizó una prospectiva de la generación requerida para atender la demanda de energía en un horizonte hasta el año 2018. A las diferentes alternativas se les realizó los análisis de confiabilidad, observándose que no presentan déficit en la atención de la demanda de energía para Colombia, lo cual corrobora el beneficio de las interconexiones regionales.

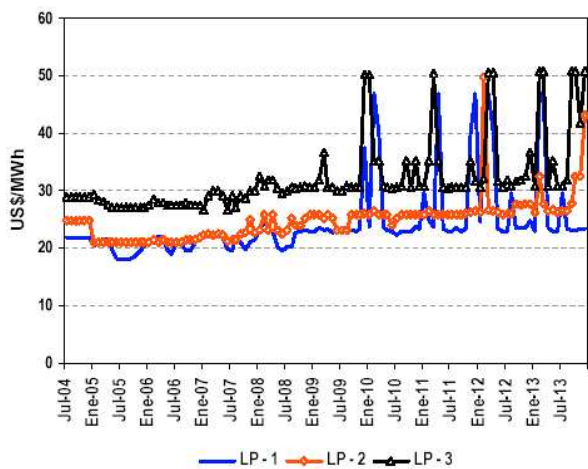
En las evaluaciones de corto plazo no se requirieron, en ninguno de los escenarios, proyectos adicionales a los ya definidos en el horizonte analizado, incluyendo la alternativa sin interconexiones.

En las estrategias de largo plazo:

- Cuando se estudia el caso de Colombia sin interconexiones (LP1), se observa que el país requeriría de una capacidad adicional de 820 MW a gas, además de los 660 MW hidráulicos que ya se encuentran en desarrollo.
- La interconexión con Ecuador (LP2) y su futura expansión de capacidad, le representaría a Colombia el aplazamiento de la instalación de la capacidad de los 820 MW de térmica a gas. El considerar tanto la interconexión con Ecuador y Panamá (LP3) implicaría igualmente aplazar este requerimiento de expansión.

Con el fin de establecer la capacidad de intercambios de energía entre Colombia y Panamá, la UPME realizó una evaluación, considerando además la interconexión con Ecuador. Los resultados muestran que la capacidad de intercambio del sistema colombiano con el Panameño en promedio está alrededor de los 280 MW en el caso de exportaciones y de 50 MW en promedio en el caso de importaciones.

Los intercambios energéticos muestran un incremento en el precio de bolsa de Colombia hasta 28 US\$/MWh en promedio en el largo plazo considerando solo la interconexión con Ecuador, y hasta 30 US\$/MWh, en el caso de la interconexión con Panamá. Es de mencionar que si bien esto significaría un aumento en el precio de la energía para el usuario colombiano, el país se ve beneficiado al recibir dinero vía rentas de congestión. En la gráfica siguiente se presenta el costo estimado de la energía en bolsa.



Fuente: UPME. Plan de Expansión Generación - Transmisión 2004 - 2013



## 5 CHILE

*Redacción del informe a cargo del Ing. Rodrigo M. Solís Moreno, Subgerencia de Comercialización, Gerencia Regional de Trading y Comercialización, ENDESA - Chile*

### 1. Organización de la Industria Eléctrica

#### 1.1. Marco Legal del sector

El sector eléctrico se encuentra actualmente regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo texto está contenido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 (DFL N°1), de Minería, de 1982. El DFL N° 1 regula la producción, el transporte, la distribución, las concesiones y la fijación de tarifas de la energía eléctrica. Además reconoce la competencia en el sector generación y la característica monopólica de la transmisión y distribución.

El DFL N°1 ha sufrido una serie de modificaciones desde su promulgación en 1982. Entre las últimas y más importantes se encuentran:

- La ley conocida como “Ley Corta” del año 2004, que reestructura el esquema de planificación y remuneración del sistema de transmisión, reduce el tamaño mínimo de los clientes para ingresar al mercado directamente, reduce el margen de diferencia entre la tarifa regulada y el precio en el mercado entre generadores y clientes libres, y reconoce la existencia de un mercado de servicios complementarios (SSCC).
- La llamada “Ley Corta II”, aprobada a principios de mayo de 2005 que modifica el régimen de contratación en el mercado mayorista de los distribuidores en sus compras con destino a sus clientes regulados, entre otras disposiciones.

Complementariamente al DFL N° 1, en el año 1985 se dictó el Reglamento de Coordinación de la Operación Interconectada de Centrales Generadoras y Líneas de Transporte, mediante Decreto Supremo N° 6 (DS N° 6) del Ministerio de Minería. Este Reglamento crea el Marco Institucional del sector eléctrico chileno, dándose formación, particularmente, al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

El DS N° 6 fue derogado a través del DS N° 327 del Ministerio de Minería del año 1997, el cual que crea los CDEC independientes.

En la institucionalidad del sector eléctrico, se distinguen principalmente el Ministerio de Economía, la Comisión Nacional de Energía, la

Superintendencia de Electricidad y Combustibles y los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).

Respecto del sector eléctrico, el Ministerio de Economía tiene las funciones de fijar los precios a clientes regulados, tanto a nivel de distribución como de generación (Precios de Nudo), otorgar las concesiones definitivas y dirimir en última instancia los desacuerdos que se producen al interior de los CDEC.

La Comisión Nacional de Energía (CNE), es un organismo técnico con rango de ministerio. Sus funciones son elaborar y coordinar los planes, políticas y normas por las que debe regirse el sector energético nacional, asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía y conducir los estudios técnicos para la determinación de los precios regulados. La CNE está presidida por un Consejo Directivo integrado por un representante del Presidente de la República, y otros de varios ministerios.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es el organismo encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) son los organismos operadores de los sistemas interconectados.

#### 1.2. Administrador del mercado

Los CDEC deben planificar y ejecutar la operación de corto plazo del sistema eléctrico y determinar y valorizar las transferencias de energía spot y de potencia entre generadores. Los directorios de los CDEC se constituyen con un representante de cada una de las empresas participantes del mercado mayorista, y forman el panel de expertos, cuya función es pronunciarse, antes que el asunto trascienda al Ministerio de Economía, técnica y legalmente frente a discrepancias entre los integrantes del Directorio del CDEC.

En Chile se distinguen 4 sistemas eléctricos interconectados: Sistema Interconectado Central (SIC) con una capacidad de generación instalada de





6.996,2 MW, Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con una capacidad de generación instalada de 3.641,5 MW, Sistema Eléctrico de Aysén (de 33 MW) y Sistema Eléctrico de Magallanes (de 67 MW). En los dos primeros se concentra el 74% y 25% del consumo nacional respectivamente, y cumplen con las condiciones para constituir un CDEC (básicamente son sistemas eléctricos con capacidad de generación superior a 100 MW).

Integran cada CDEC las empresas cuya capacidad instalada de generación en el sistema excede el 2% de la capacidad instalada total que el sistema tenía a la fecha de constituirse el CDEC, incluyéndose autoprodutores, y empresas transmisoras con instalaciones de un nivel de tensión superior a 23 kV y con al menos un tramo de línea con longitud superior a 100 Km. También pueden conformar los CDEC empresas eléctricas con capacidad instalada de generación superior a 9 MW, o autoprodutores con una capacidad instalada de generación superior a 9 MW y a su demanda máxima anual en el mismo sistema. Este tipo de empresas opta para participar en el CDEC y deben solicitar su incorporación al organismo coordinador, notificando por escrito a la CNE y al respectivo CDEC.

Los distribuidores y grandes consumidores por su parte realizan contratos bilaterales con los generadores, por lo que no participan directamente en estas transferencias administradas por los CDEC.

## **2. El Mercado Eléctrico Mayorista**

El mercado eléctrico mayorista en Chile está constituido por un mercado en el que participan los generadores, en el que se comercializa energía spot y potencia, de acuerdo a lo determinado por los Centros de Despacho Económico de Cargas (CDEC), un mercado en el que los generadores venden en contratos pactados libremente a los grandes consumidores y un mercado en el que los generadores venden en contratos a precios regulados a los distribuidores.

## **3. Funcionamiento del mercado eléctrico para los generadores**

### **3.1. Remuneración de la energía**

#### **3.1.1. Mercado spot**

Las transacciones se realizan mayoritariamente entre generadores.

El despacho horario de las unidades generadoras se organiza de acuerdo a costo variable de producción,

en el que las centrales más económicas son las primeras despachadas (Orden de Mérito). En el caso de las centrales termoeléctricas, el costo variable de producción está directamente relacionado con el precio del combustible que utilizan para operar (carbón, gas natural, fuel oil, diesel). A las centrales hidroeléctricas de pasada se les asigna costo variable de producción igual a cero. En el caso de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación (embalses), a través de un algoritmo de optimización, se les atribuye valor al agua, el que dependerá de la situación de operación del sistema, lo que permite asimilarlas a una central térmica equivalente para efectos del despacho.

De acuerdo a lo anterior, se define el costo marginal de la energía como el costo variable de producción de la unidad despachada marginalmente con capacidad de abastecer un kWh adicional, el cual a su vez representa el precio de la energía en el mercado spot al cual se transan las transferencias de energía entre generadores.

El despacho de generación es independiente de los contratos por suministro a clientes (Regulados o Libres) que cada generador tenga vigente. Como resultado surgen transacciones horarias entre generadores por las diferencias entre la energía producida y la contratada por cada uno de ellos.

La diferencia entre el total de energía inyectada y el total de energía retirada por cada uno de los generadores, valorizadas al costo marginal horario en cada uno de los puntos de inyección o retiro, según corresponda, resultará en un saldo a favor o en contra del generador respectivo. Los generadores con saldo acreedor cobrarán mensualmente esos montos a los generadores con saldo deudor.

Este balance, de inyecciones y retiros valorizados, lo realiza el CDEC respectivo para cada mes del año.

Como resultado de lo anterior, en el caso de una empresa generadora sin contratos por suministro con clientes, toda la energía de sus unidades de generación, despachada horariamente por el CDEC, se le remunera al costo marginal horario que resulta en cada una de las barras donde se realiza la inyección de energía de sus unidades.

Otro producto del balance de inyecciones y retiros que realiza el CDEC es el cálculo de los Ingresos Tarifarios, o lo que en la práctica se denomina Valorización de Inyecciones y Retiros en Transmisión (VIRT), por cada uno de los tramos que conforman el sistema de transmisión que ellos coordinan. Los montos de Ingresos Tarifarios por tramo calculados deben ser pagados a los propietarios de dichos tramos, a cuenta de la remuneración total que ellos deben percibir por el servicio de transporte que





prestan con sus instalaciones. Para el cálculo de los Ingresos Tarifarios, el CDEC utiliza los costos marginales horarios de la energía en cada uno de los puntos del sistema interconectados por algún tramo perteneciente al sistema de transporte. Con los costos marginales el CDEC calcula horariamente, y para cada tramo del sistema de transmisión, la diferencia entre la energía valorizada que es “retirada” desde uno de los extremos del tramo y la energía “inyectada” en el extremo opuesto.

Los transportistas reciben además una renta complementaria al Ingreso Tarifario que proviene de los denominados Peajes. Este Peaje, que corresponde básicamente a la diferencia entre el costo de inversión y costo de operación y mantenimiento de las líneas de transporte y el Ingreso Tarifario resultante para esas líneas, es pagado actualmente en una proporción de 70% por generadores y 30% por consumidores en aquellos tramos que conforman el Sistema Troncal de transporte. A su vez la proporción que paga cada generador resulta a prorrata del uso esperado del sistema de transporte que hagan sus inyecciones. En el caso del pago que hace cada consumidor, este se obtiene a prorrata del uso esperado de sus retiros.

### 3.1.2. Transacciones bilaterales

Los contratos de suministro tienen carácter de financieros, es decir que no afectan el despacho de las unidades de generación, y por lo tanto deben ser servidos en cualquier situación de operación, exceptuando situaciones de déficit energético en que la Autoridad decreta racionamiento eléctrico.

En los contratos de suministro eléctrico se establecen los montos de energía mensuales por suministrar, la potencia máxima en horas de punta del sistema y en horas fuera de punta demandada por el cliente, los precios de la energía suministrada, los precios de la potencia en horas de punta y en horas fuera de punta, los plazos de vigencia del suministro, fechas de envío de facturas por cobro de suministro, plazos y formas para pagar dichas facturas, condiciones sobre calidad y seguridad del suministro, garantías, condiciones que ameriten corte de suministro, procedimiento en caso de arbitraje, estipulación de casos de fuerza mayor y eventos fortuitos, entre otros.

Los generadores tienen la posibilidad de comercializar energía con dos tipos de clientes: Clientes Regulados y Clientes No Regulados.

Los Clientes No Regulados o “Libres” son aquellos consumos con demanda superior a 2.000 kW. Pueden estar conectados directamente al sistema de transmisión o estar dentro de la zona de concesión

de alguna empresa distribuidora. En este último caso, la respectiva empresa distribuidora recibe el VAD (valor agregado de distribución) correspondiente, por parte del suministrador del cliente libre, como remuneración por el uso de su red. También son tratadas como Clientes Libres las empresas distribuidoras en la proporción en que ellas efectúen suministro a clientes no sujetos a regulación de precio.

Los precios contractuales de compra/venta de energía eléctrica entre generadores y clientes libres, son negociados y definidos libremente entre las partes.

Los Clientes Regulados son aquellos usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria. También se definen como clientes regulados a las empresas eléctricas, que no dispongan de generación propia, en la proporción en que ellas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios (empresas distribuidoras y cooperativas).

Los distribuidores están obligados a disponer de contratos bilaterales por la totalidad de la energía de los clientes regulados en su área de concesión. El precio de energía y potencia que cobran los generadores por contratos con destino a estos clientes está regulado.

Para los contratos existentes se aplican los precios de nudo de la energía y de la potencia.

Los precios de nudo de la energía se calculan a partir del precio básico teórico de la energía. El precio básico teórico de la energía es calculado como el promedio del costo marginal de la energía en el centro de carga del sistema, proyectado para los próximos 24 o 48 meses, mediante los modelos computacionales de operación del sistema. Ese cálculo lo realiza la CNE, estableciendo un Plan de Obras indicativo socialmente óptimo, que incorpora las centrales declaradas en construcción. A partir de factores de penalización por las pérdidas marginales de energía se calculan los precios de nudo de la energía en cada nudo del sistema de transmisión.

Los precios de nudos de potencia y energía se encuentran limitados por una banda en torno al Precio Medio de Mercado. El Precio Medio de Mercado es el promedio de los precios medios a Clientes Libres en el sistema, el cual se obtiene mediante la declaración, por parte de las empresas generadoras y distribuidoras, de la facturación a Clientes No Regulados de los últimos cuatro meses



previos a la fijación tarifaria. La llamada Ley Corta II, aprobada por el Congreso en abril de 2005 estableció nuevas normas respecto a esa banda.

La banda tiene un ancho de entre el 5% y el 30% según la magnitud de la diferencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio de Nudo Teórico (precio medio calculado a partir de los precios básicos de energía y potencia). Si la diferencia es inferior al 30% el ancho de la banda es de +/-5%. Si la diferencia está entre el 30% y el 80%, el ancho de la banda es de +/- dos quintos de esa diferencia menos el 2%. Si la diferencia es superior al 80%, el ancho de la banda es de +/-30%.

Si el Precio Medio de Nudo Teórico queda fuera de los límites de la banda, los precios de nudo de energía se modifican proporcionalmente hasta que se alcance el límite más próximo de la banda, inferior o superior.

La Ley Corta II establece que los distribuidores deben en el futuro realizar licitaciones públicas abiertas para obtener nuevos contratos de suministro, suficientes para abastecer a sus clientes regulados, por al menos los próximos tres años. El plazo de esos contratos no puede exceder los quince años.

El precio máximo admisible para las ofertas en esas licitaciones, no puede superar al precio techo de la banda descrita en los párrafos anteriores, más un 20%. Si bajo esta restricción la licitación es declarada desierta, el distribuidor debe convocar a una nueva licitación antes de 30 días, en la que la CNE puede permitir precios incrementados en otro 15% adicional respecto al techo de la banda.

### **3.2. Remuneración de la potencia**

Tanto para el cálculo de las transferencias de potencia entre generadores, como para la fijación de tarifas a los distribuidores, el precio considerado para la potencia es el Precio de Nudo de la Potencia, que es por lo tanto la remuneración regulada para la potencia en el mercado chileno.

El Precio de Nudo de la Potencia se determina como la mensualidad por kW instalado, en un nodo de referencia del sistema, de los costos de capital y costos fijos de operación y mantenimiento de una turbina a gas de referencia, empleando combustible diesel, con un margen de reserva. Existe un factor de penalización para determinar el precio de nudo de la potencia en los distintos nodos del sistema, a partir de dicho precio básico.

De acuerdo a lo indicado en el DS N° 327, además de las transferencias de energía, entre los generadores ocurren transferencias de Potencia de Punta. El CDEC realiza el balance de Potencia de

Punta en el cual incorpora la Potencia Firme de las centrales o unidades generadoras de cada empresa y sus correspondientes compromisos de suministro de potencia en horas de punta.

El compromiso de suministro de potencia de un generador se mide por la máxima demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico respectivo.

Por otro lado, se entiende por Potencia Firme de un generador, la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Aquella corresponde a la suma de las potencias firmes de sus propias unidades y de las contratadas con terceros que operen en sincronismo con el sistema.

Las transferencias de potencia de punta entre generadores son valorizadas al Precio de Nudo de la Potencia.

El cálculo de transferencia de potencia de punta para cada año, se efectúa en diciembre del año anterior, considerando las demandas máximas previstas para cada generador. El CDEC comunica, antes del 31 de diciembre, los correspondientes pagos que deban efectuarse entre generadores en el año siguiente. Estos pagos se realizan en 12 mensualidades, durante el año al cual corresponden, considerando las variaciones que experimente el costo marginal de la potencia.

Una vez transcurrido el período en que ocurren las demandas máximas anuales del sistema, el CDEC puede recalcular las transferencias de potencia de punta modificando en el cálculo previo solamente las demandas máximas efectivamente producidas, la fecha de entrada real de centrales que se incorporaron al sistema y otros parámetros relevantes, teniendo que reliquidarse los pagos hechos en base al cálculo previo.

El cálculo de la Potencia Firme considera la obtención de la Potencia Firme Preliminar. Así, la Potencia Firme se obtiene multiplicando la Potencia Firme Preliminar por un factor único igual a la razón entre la demanda máxima del sistema y la suma de las Potencias Firmes Preliminares de cada una de las unidades generadoras del sistema.

La Potencia Firme Preliminar de una unidad generadora se obtiene considerando la potencia esperada que la unidad generadora aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a uno menos la probabilidad de que la demanda máxima del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en el periodo de punta.



En el cálculo de la Potencia Firme Preliminar se considera la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema.

En la actualidad existe desacuerdo, entre los integrantes del CDEC-SIC, en la metodología de cálculo de la potencia firme propuesta por el propio CDEC sobre la base de su interpretación del Reglamento.

Esta situación ha llevado a que el Ministerio de Economía haya emitido varias resoluciones respondiendo a los distintos desacuerdos originados en el CDEC sobre este tema. Actualmente se está promoviendo y analizando una nueva propuesta diseñada por la CNE.

### 3.3. Importación y Exportación

La normativa internacional entre Chile y Argentina prevé tanto el comercio de energía de oportunidad o spot, como los contratos bilaterales internacionales.

Cualquiera sea la naturaleza de la importación o exportación, los agentes deberán adquirir las autorizaciones, licencias y concesiones necesarias.

El marco normativo aplicable a la compraventa, exportación, importación y transporte de energía eléctrica lo constituye lo convenido en el Protocolo respectivo y en el marco de la respectiva legislación de cada Estado. Los Estados se comprometen a:

- Asegurar condiciones competitivas del mercado de generación, sin la imposición de subsidios o impuestos que puedan alterar las condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica de ambos países.
- Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica que contraten libremente sus suministros, que podrán provenir de cualquiera de los dos países.
- Permitir y respetar los contratos de compraventa libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica, de conformidad con la legislación vigente en cada país, comprometiéndose a no establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las establecidas para contratos internos.
- Posibilitar que el abastecimiento de la demanda en cada país resulte del despacho económico de cargas incluyendo oferta de excedentes de

energía en las interconexiones internacionales. Para ello, deberá ser desarrollada la infraestructura de comunicaciones y enlaces que permitan el intercambio de datos e informaciones sobre los mercados, inclusive en tiempo real, necesarias para coordinar la operación física de las interconexiones y la contabilización para fines de comercialización.

- Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones del transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin discriminaciones que tengan relación con la nacionalidad y el destino (interno o externo) de la energía o con el carácter público o privado de las empresas, respetando las tarifas acordadas y de no existir acuerdo las reguladas para su uso según la metodología existente en cada país.
- Respetar los criterios generales de seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico de cada país.
- No someter a imposición discriminatoria a la actividad de la industria eléctrica, debiendo los vendedores, compradores y transportistas de energía eléctrica, observar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción.

No está reglamentada la forma en que los intercambios internacionales intervienen en la formación del precio de mercado. No existe en la actualidad intercambio internacional, salvo una central generadora y una línea de transmisión que conecta el norte argentino con el SING chileno (Norte de Chile), pero esa central a su vez es independiente del sistema eléctrico argentino, y en la práctica a los efectos de la regulación y formación de precio se considera como si la central perteneciese al sistema eléctrico de Chile.

### 3.4. Mercado por servicios complementarios

La Ley Corta establece con relación a los Servicios Complementarios, en el artículo 91<sup>º</sup> bis que todo propietario de instalaciones interconectadas deberá prestar los servicios complementarios de que disponga que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio. Se encarga a los CDEC la tarea de definir, administrar y operar estos servicios ateniéndose a las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa y minimizando el costo de operación del sistema.

Con relación a la remuneración de dichos servicios se establece que los propietarios de instalaciones



deberán declarar los costos incurridos por la prestación de los servicios complementarios.

#### 4. Suficiencia en el suministro

Chile ha firmado acuerdos de complementación económica con sus países vecinos: Argentina, Perú, Bolivia y Mercosur. Estos acuerdos se han concretado con protocolos de integración energética, específicamente para interconexiones gasíferas y eléctricas, con Argentina.

Se han concretado cuatro proyectos de interconexión gasífera entre Argentina y Chile, Chile como país importador del combustible. De estos proyectos dos fueron realizados en el SING, ambos considerando en su demanda el consumo de centrales de ciclo combinado. De los otros dos proyectos, llevados a cabo en el SIC, sólo uno es destinado a abastecer del combustible a centrales de generación.

Por otro lado, se han estudiado y propuesto algunas alternativas de interconexión eléctrica entre el SIC y el SING, de modo de aprovechar las complementariedades existentes entre ambos sistemas eléctricos. Problemas técnicos en la operación coordinada de ambos sistemas ha desincentivado el llevar a cabo alguna de estas alternativas.

Desde el punto de vista de oferta y demanda eléctrica, los mercados eléctricos del SIC y SING tienen características muy distintas entre ellos.

##### 4.1. Sistema Interconectado Central

En el SIC se concentra aproximadamente el 74% del consumo total de la nación, siendo éste predominantemente regulado (70% de energía para clientes regulados, frente a 30% de consumo de clientes no regulados). Por otro lado, del total de capacidad de generación instalada en el SIC, el 58% es de tipo hidroeléctrica (entre centrales de embalse y de pasada).

El margen de reserva en el SIC (potencia instalada de generación menos demanda máxima) corresponde a 26%, aproximadamente.

Por las características de la oferta de generación en el SIC, en condiciones hidrológicas desfavorables para la generación hidroeléctrica la capacidad del

sistema para abastecer el consumo esperado de energía se complica. Incluso en ciertas situaciones particulares se puede llegar a un escenario de desabastecimiento de la demanda.

La situación anterior mejoró (a partir del año 1997) al incorporarse a la oferta de generación centrales térmicas a gas natural proveniente de Argentina. El 23% de la oferta actual de generación es de centrales que utilizan gas natural para su operación.

La actual situación de crisis energética argentina ha afectado el suministro de gas natural hacia Chile. Las empresas generadoras han recurrido al empleo de derivados del petróleo en sustitución del gas natural.

Las autoridades están buscando fórmulas para diversificar la matriz energética del país de modo de disminuir la dependencia de la generación eléctrica a variables tales como la hidrología y a la disponibilidad de algún tipo de combustible en particular. El proyecto de Ley Corta II incluía una disposición, finalmente no aprobada, para limitar al 85% las importaciones de gas provenientes de un mismo país.

##### 4.2. Sistema Interconectado Norte Grande

En el SING (25% del consumo de energía eléctrica del país), menos del 1% de la capacidad instalada de generación es de tipo hidroeléctrico y el consumo de energía eléctrica es prácticamente de clientes no regulados (el 90% del consumo total del SIC es producto de clientes no regulados – mediana y gran minería).

El margen de reserva en el SING corresponde a 60%, aproximadamente.

La situación de desabastecimiento de gas natural desde Argentina también afecta al SING (58% de la capacidad de generación eléctrica es con gas natural) pero dado el margen de reserva no se considera probable un escenario de desabastecimiento.

La sobreinstalación de capacidad de generación con centrales de tamaño del orden del 20% de la demanda máxima, ha provocado en las situaciones normales de abastecimiento de combustible una subutilización de estas centrales, de modo de evitar, en el caso de presentarse, la salida de operación de grandes bloques de potencia y energía que originan el colapso parcial o total del sistema (black out).





## 6 ECUADOR

*Redacción del informe a cargo de los delegados del Grupo de Trabajo CIER 08, Ing. Eduardo Cazco, CONELEC e Ing. Juan Vicente Saavedra, HIDRONACION - Ecuador*

### 1. Organización de la Industria Eléctrica

#### 1.1. Marco Legal del sector

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico -LRSE-, promulgada en el Suplemento del Registro Oficial No. 43 de 10 de octubre de 1996, establece la nueva estructura y funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano.

La LRSE estructura el sector con los siguientes actores:

- El Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC.
- El Centro Nacional de Control de la Energía - CENACE.
- Las empresas concesionarias de generación.
- La empresa eléctrica concesionaria de transmisión.
- Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

El CONELEC es creado a través de la LRSE, como una persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, con los cometidos de establecer normas regulatorias para el sector, elaborar el plan de electrificación, aprobar los pliegos tarifarios, otorgar las concesiones y controlar el cumplimiento de la normativa. La planificación de la expansión de la generación es de carácter referencial.

La participación de los generadores en el mercado se materializa a través de un contrato de concesión suscrito con el CONELEC, por delegación del Estado, mediante el cual los concesionarios prestan el servicio durante los plazos establecidos, cumpliendo las normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.

#### 1.2. Administrador del mercado

El Operador y Administrador del Mercado es el CENACE, que se constituye de acuerdo a lo establecido en la LRSE, como una corporación civil,

de derecho privado, en la que tienen participación todos los agentes del mercado: generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores, encargándole el manejo técnico y económico de la energía en bloque, es decir a nivel del mercado.

La función del CENACE es la administración de las transacciones técnicas (despacho económico) y financieras (liquidaciones) del mercado eléctrico mayorista, asegurando condiciones de seguridad en la operación, al mínimo costo posible.

Esto incluye las funciones específicas de:

- Recabar de los agentes del MEM sus planes de producción y mantenimiento así como sus pronósticos de la demanda de potencia y energía de corto plazo.
- Informar del funcionamiento del MEM y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al CONELEC.
- Coordinar la operación en tiempo real del SNI en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad determinados por el CONELEC.
- Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación.
- Determinar y aplicar correctamente los precios de generación y realizar las liquidaciones correspondientes a la compraventa de energía, en el mercado ocasional.
- Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir.
- Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.

### 2. El Mercado Eléctrico Mayorista



Las transacciones permitidas en el MEM son la compraventa en el mercado ocasional spot horario y la compraventa a través de contratos a plazo. Los contratos a plazo, son únicamente del tipo financiero, es decir que el despacho económico se ejecuta sin considerar los contratos suscritos entre los agentes del MEM.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 4 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del MEM (RSRMEM), el mercado está constituido por las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, los grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía y que cuenten con una concesión, permiso, licencia, o registro, otorgado por el CONELEC.

Todos los generadores que tengan una unidad con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados deben realizar sus transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista y están sujetos al despacho central del CENACE. El Despacho centralizado se realiza por unidad generadora para las centrales termoeléctricas, y por planta, para las hidroeléctricas.

Las obligaciones y derechos comerciales para cada uno de los agentes por su participación en el mercado ocasional son determinados por el CENACE, mediante una liquidación proporcional en base a la participación de cada uno de dichos agentes en las transacciones económicas de dicho mercado.

Para los contratos a plazo el CENACE liquida las obligaciones y derechos comerciales relacionados con los servicios de regulación de frecuencia, potencia remunerable puesta a disposición, reserva adicional de potencia, y otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión y peajes de distribución.

### **3. Funcionamiento del mercado eléctrico para los generadores**

#### **3.1. Remuneración de la energía**

##### **3.1.1. Mercado spot**

Para establecer el costo marginal de mercado y para que el CENACE efectúe el despacho económico, los generadores térmicos deben declarar sus costos variables de producción, en función de la Regulación emitida por el CONELEC (Regulación No. CONELEC – 003/03, Declaración de Costos Variables de Producción).

Los componentes del costo variable de producción reconocidos a los generadores térmicos son:

- Costo de combustible.
- Costo del transporte de combustible.
- Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos.
- Costo del agua potable.
- Costo de mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante el ciclo operativo, entre dos mantenimientos mayores.
- Costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones destinados al control y mitigación del impacto ambiental, durante el ciclo operativo.
- Costo de energía eléctrica para servicios auxiliares.

El generador debe declarar mensualmente al CENACE los costos variables de producción de las unidades a ser considerados en el mes siguiente para el despacho económico, incluyendo las bases de cálculo de cada uno de los componentes.

El despacho resulta de una optimización realizada por el CENACE. Los modelos de optimización permiten determinar la operación óptima de las centrales hidráulicas y el valor del agua de las centrales con embalse.

El CENACE calcula los costos marginales del sistema resultantes de la operación, los costos marginales de generación estabilizados estacionalmente, los niveles de los embalses, la generación de las unidades térmicas e hidráulicas, los vertimientos de los embalses, los márgenes de reserva; y, los indicadores de confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión.

El precio spot se calcula en la denominada barra de mercado (barra 230 kV de la estación Pascuales), que sirve de referencia para la determinación del precio y a partir del mismo se calculan los precios spot en las restantes barras, utilizando factores de nodo calculados a partir de las pérdidas marginales.

El precio spot de la energía es el costo económico marginal instantáneo obtenido del despacho real de generación al final de cada hora. El costo marginal instantáneo, en la barra de mercado, está dado por el último recurso de generación que, en condiciones de despacho económico, permite atender la demanda del sistema. En función de las condiciones operativas el costo marginal puede ser:

- En operación normal, el costo variable de producción de la unidad marginal (térmicas e



hidráulicas de pasada) o el costo de producción de las centrales hidráulicas que resulta de aplicar el valor del agua (en hidráulicas con regulación mensual o superior).

- En caso de desabastecimiento, el costo de la energía no suministrada.

### 3.1.2. Transacciones bilaterales

De acuerdo a lo establecido en la LRSE y los reglamentos del RSRMEM, en el MEM se permiten las transacciones de largo plazo, a través de contratos bilaterales entre los agentes, contratos que son esquemas puramente financieros y que no inciden en el despacho económico que realiza el CENACE.

Los contratos son de libre acuerdo entre las partes, en cuanto a condiciones, cantidades y precio, incluso los que se firman entre generadores y distribuidores.

Los distribuidores pueden trasladar a las tarifas, por los contratos firmados con generadores, un precio referencial de generación con componentes de energía y potencia.

El precio referencial de la energía, se determina basándose en el promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de cuatro años, del despacho de carga de mínimo costo. Por lo tanto, los precios de los contratos que celebren los distribuidores no se traslada de manera automática a los usuarios finales regulados.

El precio referencial de la potencia resulta de los costos fijos de inversión, operación y mantenimiento de la unidad más económica para proporcionar potencia de punta o reserva de energía, como se detalla más adelante.

Sin perjuicio de lo anterior, en el RSRMEM se incorporó una Disposición Transitoria por la que se obliga a los generadores que pertenecen al Fondo de Solidaridad (estatales), y comprenden hidráulicos y algunos térmicos eficientes, a vender a los distribuidores, en forma proporcional a su demanda, el 100% de su producción a través de contratos a plazo. La vigencia de esta disposición es hasta la entrada en operación comercial de los proyectos hidroeléctricos Mazar y/o San Francisco.

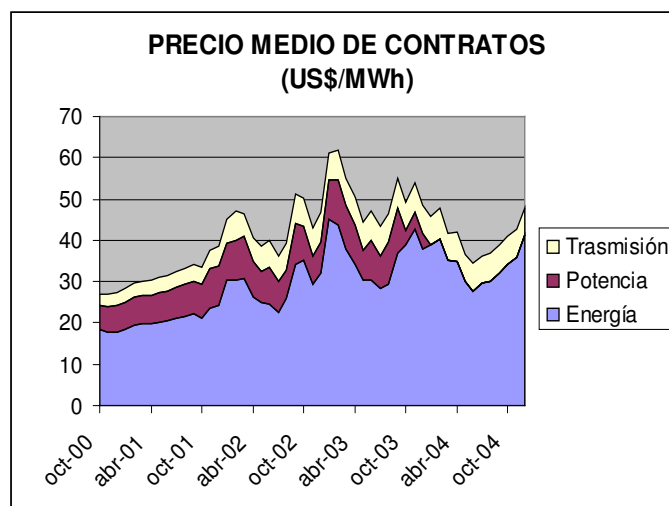
El precio de esos contratos fue determinado por los agentes con su único accionista, el Fondo de Solidaridad, y estaba encaminado básicamente a cubrir el déficit tarifario y a lograr que el precio medio de compra de la energía de los distribuidores (considerando los contratos y el spot), fuese

consistente con el precio referencial de generación fijado por el CONELEC.

Los generadores privados (como por ejemplo Machala Power que consume gas natural) entregan toda o parte de su energía en el mercado spot y no están obligados a firmar contratos.

Como resultado entre el 35% - 40% de la energía es transada actualmente en el mercado ocasional, en tanto que la energía restante corresponde a contratos bilaterales suscritos entre los agentes.

Los precios transferidos a los distribuidores en los contratos, desagregados en sus componentes de energía, potencia y costos de transmisión, se presentan en el gráfico siguiente.



Fuente: página web de Conelec

El CENACE realiza la liquidación de las transacciones en el mercado spot, de las tarifas de transmisión, los peajes de distribución y otras remuneraciones de generación, que sean requeridas para el cumplimiento total de los contratos.

En la normativa, la capacidad de los generadores para firmar contratos está restringida por su capacidad de abastecerlos:

- Los generadores que cuentan con unidades térmicas no pueden comprometer una producción mayor que aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos.
- Los generadores que cuentan con plantas hidroeléctricas, no pueden comprometer una producción mayor de aquella proveniente de su energía firme anual, que es distribuida en cada mes tomando en cuenta la variación hidrológica y los períodos de mantenimiento respectivos.



Los contratos a plazo deben tener una vigencia mínima de un (1) año y deben ser registrados en el CENACE. Su vigencia se inicia veinte (20) días después de su registro.

### 3.2. Remuneración de la potencia

La LRSE establece el principio de pago por potencia, sin embargo, es en el RSRMEM donde se establece con mas detalle el concepto de Potencia Remunerable Puesta a Disposición -PRPD- y los criterios generales para su cálculo. Para completar la estructura normativa, se tiene la Regulación CONELEC - 003/04, Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición, cuyo objetivo es el de establecer los procedimientos para la asignación de la PRPD a los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos y de la Reserva Adicional de Potencia -RAP- y las liquidaciones económicas derivadas de dichas asignaciones.

La PRPD es la cantidad de potencia que se remunera a cada generador en función del cálculo administrativo realizado por el CENACE que evalúa principalmente la disponibilidad de las unidades para cubrir la demanda máxima del sistema en los periodos críticos, desde el punto de vista energético. El periodo crítico del sistema corresponde a los meses de noviembre a febrero de cada año, de estiaje de las cuencas hidrológicas, periodo en el que los caudales disminuyen considerablemente.

Adicionalmente, el CENACE realiza una revisión trimestral de monto de la reserva técnica, monto que también interviene en la determinación y asignación de la PRPD.

El cálculo se efectúa en base a la producción de energía de cada planta o generador en forma individual, dentro del período noviembre-febrero. El cálculo de las potencias con que participan cada uno de los generadores en la PRPD, toma en cuenta la potencia efectiva, la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados para el período noviembre-febrero y las importaciones de energía.

El cálculo comprende lo siguiente:

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

En caso de que la estadística operativa de producción de energía sea inferior a los 10 años, se tomará la estadística operativa existente.

- b) Para nuevas plantas hidroeléctricas, se toma en cuenta la estadística hidrológica, a partir de la cual se determina, mediante simulación operativa del sistema, las correspondientes producciones de energía media mensuales del período noviembre-febrero, en la cual está considerado el efecto de la operación del embalse.
- c) Con la producción de energía calculada en los literales a) y b), para las plantas hidroeléctricas, en el período noviembre-febrero, se determina la potencia equivalente dividiendo la producción de energía por el número de horas del período noviembre-febrero. Estas potencias equivalentes serán las potencias con las que las plantas hidroeléctricas participan en la asignación de la PRPD para cubrir la demanda máxima del período.
- d) En el caso de plantas hidroeléctricas con embalses de regulación de propósito múltiple, u otras plantas con características especiales, cuyas producciones energéticas para el siguiente año no son determinadas por el CENACE, los agentes entregan para la aprobación del CENACE, un plan de producción para el período noviembre-febrero. La potencia media se determinará dividiendo la producción de energía declarada entre el número de horas del período noviembre-febrero. Con esta potencia media, participarán en la asignación de potencia remunerable.

En el caso de existir desvíos en defecto, al final del período noviembre-febrero, el CENACE reduce el monto asignado de PRPD en la misma magnitud. Este monto asignado reajustado, será aplicado para todo el período octubre-septiembre.

- e) Para las unidades termoeléctricas la potencia media corresponderá al promedio de la potencia efectiva disminuida por efecto de los mantenimientos declarados por los agentes y aprobados por el CENACE, para el período noviembre-febrero. Los costos variables de las unidades termoeléctricas corresponderán a los declarados para el mes de septiembre de cada año.
- f) Las unidades termoeléctricas se agregarán con sus potencias medias, en orden de mérito a sus costos variables de producción, hasta cubrir la demanda máxima del período noviembre-febrero.



g) Las importaciones de energía serán consideradas por el CENACE de acuerdo a la estadísticas de precios y de capacidad operativa de las importaciones por los enlaces internacionales para el período noviembre - febrero. Esta incorporación es para fines de cobertura de la demanda pero no remunerativos.

Para el caso de nuevos enlaces internacionales se efectúa una estimación de las importaciones en función de precios y transferencias pronosticadas.

En caso de insuficiencia de recursos de generación para la cobertura de la demanda máxima del período, se remunera únicamente la magnitud de la potencia puesta a disposición por los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos disponibles en el MEM.

El cálculo lo efectúa el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores calculados tienen vigencia para los siguientes doce meses; en consecuencia, los generadores asignados para cubrir la demanda, recibirán el valor por PRPD durante todo el período octubre-septiembre.

La valoración de la PRPD, a efectos de remunerar a cada generador al final del mes, se realiza con el Precio Unitario de Potencia -PUP-, que corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en un año seco.

La unidad seleccionada es una turbina a gas de ciclo abierto, de una capacidad instalada de 90 MW, una vida útil de 15 años y una tasa de descuento de 11.2%. Esto da como resultado un PUP de 5.7 US\$/kW-mes.

La tarifa al usuario final tiene tres componentes: precio referencial de generación (PRG), tarifa de transmisión (TT) y valor agregado de distribución (VAD). A su vez, el PRG está estructurado con el componente de energía y el componente de capacidad, este último determinado con base al PUP.

En la tarifa que paga el usuario final está incluida la PRPD a través del componente de capacidad que hace parte del PRG.

La Regulación vigente, a diferencia de las Regulaciones anteriores, da valores de PRPD más cercanos a lo que efectivamente puede entregar, como disponibilidad, una unidad de generación, pues su cálculo se realiza en función de la estadística operativa de los últimos 10 años, para el caso de las hidroeléctricas, y no sobre una simulación de la operación.

Además, en caso de que una unidad o planta de generación esté indisponible total o parcialmente, la remuneración que corresponda realizar deberá considerar el menor valor entre la potencia media puesta a disposición -real- y la PRPD calculada de acuerdo al procedimiento antes descrito.

Particularmente en el caso de las unidades termoeléctricas, el promedio de la Potencia Media Puesta a Disposición, durante el período noviembre-febrero será la asignación de potencia remunerable que deberá utilizarse para todo el período octubre-septiembre; por lo tanto, este nuevo valor se lo comparará con la PRPD asignada y se calculará la remuneración que corresponda, procediendo a la reliquidación de cada generador térmico en el período octubre-febrero y que será también el que se considere para el pago del resto del período, marzo-septiembre.

Para verificar la disponibilidad de las unidades de generación, especialmente aquellas no son convocadas con frecuencia al despacho económico o que están asignadas al cubrimiento de la reserva, el CENACE puede solicitar la entrada en operación de cualquier unidad generadora que reciba la PRPD, en cualquier momento que lo considere necesario o a petición del CONELEC, o disponer la realización de una Auditoría Técnica. La verificación la efectuará el CENACE, en forma aleatoria a cada planta, por lo menos una vez cada tres meses.

Los principales inconvenientes que se pueden comentar sobre la aplicación de esta metodología están relacionados con los ajustes hacia abajo en la PRPD de ciertas unidades de generación, que ocasionan, en determinados meses, saldos positivos en la liquidación mensual y que son trasladados como un beneficio para la demanda -distribuidores y grandes consumidores- y no necesariamente al usuario final.

### 3.3. Importación y Exportación

En diciembre de 2002, se publicó la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina, "Marco general para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad", norma comunitaria que ha servido de base para el desarrollo regulatorio interno del país y para las transacciones internacionales con Colombia, que se iniciaron el 1 de marzo de 2003.

El precio de exportación, corresponde al precio formado en el nodo frontera, con todos los cargos que le corresponde pagar a una demanda interna, bajo el principio de no discriminación. Los cargos que hacen parte del precio de exportación son:



- CMMNF: Costo marginal de mercado, reflejado en el nodo frontera.
- CEP: Costo equivalente de potencia que corresponde a una demanda.
- CGOFDCS: Costo de generación obligada y forzada por requerimientos de demanda, calidad del servicio y seguridad del sistema.
- CGOFENL: Costo de generación obligada y forzada asociada a la exportación a través del enlace internacional.
- CRAP: Costo de reserva adicional de potencia.
- CRSF: Costo de reserva para regulación secundaria de frecuencia.
- CAPTV: Costo de arranque - parada de unidades turbo - vapor.
- CTCF: Costo de transmisión (costo fijo).
- CTRVT: Costo de la remuneración variable de transmisión (RVT), correspondiente al tramo ecuatoriano del enlace internacional.
- CCENACE\_D: Costo de los servicios que presta el CENACE, asociados con la demanda.
- Impuestos y tasas aplicables a la transacción.

El precio de importación, entendido como el precio que sirve como referencia para tomar la decisión de importar, corresponde al precio de corto plazo del mercado (costo marginal de mercado), que a su vez es la referencia para tomar las decisiones de despacho de los recursos de generación.

### 3.4. Mercado por servicios complementarios

El Precio Unitario de Potencia -PUP- es utilizado para la remuneración de la PRPD y de la Reserva para Regulación Secundaria -RSF-. La reserva requerida para RSF, así como la selección de los generadores que deben efectuar tal regulación, son determinados por el CENACE.

El porcentaje óptimo de reserva requerido para la regulación primaria de frecuencia es definido estacionalmente por el CENACE y es de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores. En caso de que un generador no pueda cumplir con el porcentaje establecido, podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria, cuya transacción es valorada también con el PUP.

El CENACE se encarga de evaluar semanalmente los eventuales requerimientos de reserva adicional de potencia -RAP- sobre la potencia remunerable puesta a disposición. Si de la programación semanal se determina la necesidad de la reserva adicional de potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro y de confirmarse su disponibilidad, ésta es licitada y remunerada con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al PUP.

El costo por arranque y parada de una unidad turbo – vapor, es reconocido de acuerdo al valor declarado por el generador para un arranque en frío, pues los arranques en caliente no son objeto de reconocimiento o compensación. El costo de arranque y parada de una unidad turbo – vapor, es aquel en el cual se incurre para poner en operación y ubicar en línea la unidad, luego de que la misma ha permanecido parada, a solicitud del CENACE por más de 48 horas, es decir para un arranque en frío.

## 4. Suficiencia en el suministro. Impacto de las interconexiones internacionales

En los últimos años, el sector eléctrico de Ecuador ha experimentado dificultades de abastecimiento durante los períodos de estiaje, que no han conducido a restricciones en el suministro.

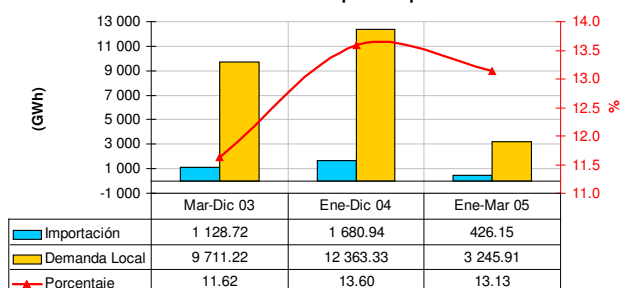
Según declaraciones del Ing. Alejandro Ribadeneira, Presidente del Directorio del CONELEC, en junio de 2005, recogidas en la página web del organismo, los organismos del sector eléctrico del país se están preparando para que el estiaje de los próximos meses no afecte a la provisión de energía eléctrica.

La interconexión con Colombia y Perú es una opción importante, dado que estos países podrían proveer hasta 320 MW.

En el caso de la interconexión Colombia – Ecuador, se dispone de dos enlaces, uno de los cuales, el de 138 kV, opera en forma radial.

En el periodo marzo/2003 – marzo/2005, las exportaciones a Colombia alcanzaron los 108,5 GWh, mientras que las importaciones fueron de 3.235,8 GWh, lo que equivale a 12% de la demanda. La facturación por las transacciones internacionales, en el mismo periodo, alcanza los 3.4 millones de dólares por exportación y 255 millones de dólares por importación.

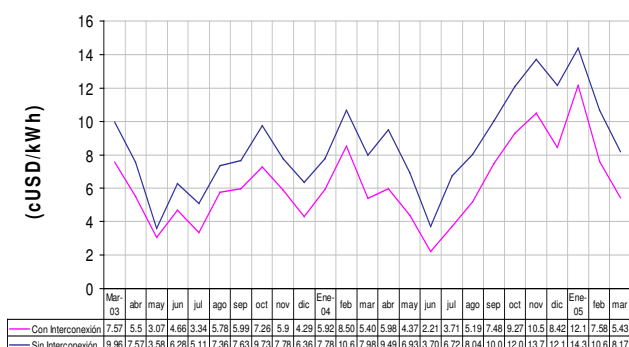
**Demanda Local abastecida por la Importación**



Fuente: Corporación CENACE

En promedio la importación a nivel mensual, ha disminuido el costo marginal de mercado de Ecuador en aproximadamente 2 centavos de dólar por kWh.

La disminución del costo marginal debido a la importación, ha significado un ahorro de 261.4 millones de dólares para la demanda que retira energía del mercado ocasional. A continuación se presenta una gráfica, con la desagregación mensual del efecto de la importación sobre el costo marginal de mercado en Ecuador.



Fuente: Corporación CENACE

El mecanismo implementado por los dos países ha permitido el uso más eficiente de los enlaces internacionales, pues se ha usado el 100% de la capacidad de transporte y además las transacciones han sido bidireccionales, tanto por precio como por confiabilidad.

Otro aspecto que amerita ser destacado, es la mayor especialización en los procesos de operación y administración de los intercambios internacionales de electricidad, por parte de los Operadores de los sistemas y Administradores de los mercados.

En lo que tiene relación con la calidad y confiabilidad, la interconexión permite que los países cuenten con un respaldo para cubrir generación de seguridad tanto en operación normal como en emergencia.

Otra solución a corto plazo es la autorización dada por el CONELEC para la firma de los contratos para la operación de tres barcazas, que en conjunto aportarán con alrededor de 240 MW.

Se trata de tres barcazas: la Power Barge 1 que ya está autorizada, se encuentra instalada en el país, y aporta 30 MW; la Power Barge 2 (que aunque aún no está autorizada, según el ofrecimiento de los propietarios que son los mismos de la Power Barge 1 estaría funcionando en octubre, si el CONELEC da la autorización) dotaría al mercado con 50MW adicionales; la tercera, de Keppel, tendría una capacidad de generación superior a los 160 MW. Sin embargo, previo a su instalación, esta última deberá contar con el respectivo permiso del Ministerio del Ambiente. Estos proyectos funcionan en la zona de Guayaquil y el combustible es residuo de petróleo.

Adicionalmente, conjuntamente con los Ministerios de Energía y de Economía se buscan los mecanismos para garantizar el flujo de combustibles que las generadoras requieran en ese momento.





## 7 ESPAÑA

*Redacción del informe a cargo del Lic. Fernando Urquiza Ambrinos, Jefe del departamento de Aspectos Generales de la Regulación, UNESA - España*

### 1. Organización de la Industria Eléctrica

#### 1.1. Marco Legal del sector

El principal organismo regulador del sector eléctrico es la CNE (Comisión Nacional de la Energía), que depende del Ministerio de Economía. Dicho organismo fue creado por la LOSEN (Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional) de 1994 como Comisión del Sistema Eléctrico Nacional. Posteriormente la Ley Eléctrica 54/1997 lo mantuvo adquiriendo su configuración actual por disposición de la Ley de Hidrocarburos de 1998 que le amplía las competencias al resto de los sectores energéticos.

Entre sus funciones, en relación con el sector eléctrico, se encuentran la de actuar como órgano consultivo del gobierno en la materia, vigilar la actuación de los agentes en competencia y presentar propuestas e informes en todo lo referente a la regulación eléctrica, planificación, tarifas, autorizaciones, etc.

La Ley 54/1997 de 27 de noviembre (LSE) establece el marco normativo base por el que se regulan las actividades a desarrollar en relación con el suministro de electricidad. Esencialmente la LSE dispone que mientras el transporte y la distribución permanecen bajo la caracterización de actividades reguladas y por tanto sus ingresos se fijan anualmente por parte de los organismos reguladores, las actividades de producción y de suministro se consideran actividades liberalizadas y consecuentemente sus ingresos dependerán de los obtenidos por los agentes en el mercado, tanto mayorista como minorista.

Las instalaciones de generación de energía eléctrica en España pueden acogerse, según sus características, al régimen ordinario o al régimen especial. Este último se refiere a aquellas instalaciones con una potencia no superior a 50 MW, que o bien utilizan como fuente de energía primaria alguna energía renovable o bien se trata de instalaciones de cogeneración. El resto de las instalaciones correspondientes al régimen ordinario, que abarca aproximadamente al 77% de la capacidad instalada y al 80% de la producción tiene regulado su régimen retributivo por un mercado mayorista de ofertas.

#### 1.2. Administrador del mercado

El mercado mayorista es gestionado por una sociedad anónima privada e independiente OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A.) que actúa como operador y como administrador del mercado.

Las funciones que la normativa encomienda al OMEL, en lo relativo al funcionamiento de los mercados, se pueden clasificar como sigue:

- Gestionar el sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.
- Recibir de los sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica la información necesaria, a fin de que su energía contratada sea tomada en consideración para la casación y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del mercado.
- La recepción de las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de la terceros autorizados.
- Realizar la casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación.
- La comunicación a los titulares de las unidades de producción, así como a los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados, agentes externos y a los operadores del sistema eléctrico en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad de los resultados de la casación de las ofertas.
- La determinación de los distintos precios de la energía resultantes de las casaciones en el mercado diario de energía eléctrica para cada período de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.
- La liquidación y comunicación de los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud de los precios de la energía resultantes de las casaciones y de aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.



- Comunicar al operador del sistema las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, realizadas por los distintos sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica de su competencia, para cada uno de los periodos de programación.
- Informar públicamente sobre la evolución del mercado con la periodicidad que se determine.

La operación técnica del sistema, está encargada a Red Eléctrica de España. Sobre la base del despacho económico, REE es el responsable del análisis de restricciones técnicas, del establecimiento de las necesidades de servicios complementarios y del control del sistema en tiempo real.

Una vez celebrada la sesión del mercado diario y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos nacionales, el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte. Si el resultado de la casación del mercado diario más las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos no respeta la capacidad máxima de intercambio entre sistemas eléctricos, o los requisitos de seguridad de la red, el procedimiento de solución de restricciones técnicas modifica en el primer caso las compras o ventas desde sistemas eléctricos externos que provoquen el exceso de intercambio en la interconexión, y en el segundo caso la asignación de energía de las unidades de producción.

Las funciones que la normativa encomienda al Operador del Sistema, se pueden clasificar como sigue:

- Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo.
- Prever a corto y medio plazo la utilización del equipamiento de producción, en especial, del uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico y las distintas condiciones de hidráulicidad que pudieran presentarse dentro del período de previsión.
- Recibir la información necesaria sobre los planes de mantenimiento de las unidades de producción, averías u otras circunstancias que puedan llevar consigo la excepción de la obligación de presentar ofertas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 25 de la presente Ley, a fin de confirmarlas con el procedimiento que reglamentariamente se establezca, lo que comunicará al operador del mercado.
- Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, de manera que se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de los grupos de generación y se asegure un estado de disponibilidad adecuado de la red que garantice la seguridad del sistema.
- Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario, así como los planes de maniobras para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución.
- Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte, incluidas las interconexiones internacionales, para su maniobra en tiempo real.
- Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 10.
- Determinar la capacidad de uso de las interconexiones internacionales y establecer los programas de intercambio de electricidad a corto plazo con los sistemas eléctricos exteriores, en los términos previstos en el artículo 13.4.
- Recibir del operador del mercado y de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física la información necesaria, a fin de poder determinar la programación de entrada en la red y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del sistema.
- La recepción de las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.
- Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación de las ofertas comunicadas por el operador del mercado, con la información recibida de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física, teniendo en consideración las excepciones que al régimen de ofertas se puedan derivar de la aplicación de lo previsto en el artículo 25 y resolviendo las posibles restricciones técnicas del sistema utilizando criterios de mercado.
- Impartir las instrucciones necesarias para la correcta explotación del sistema de producción y transporte de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan, y



gestionar los mercados de servicios de ajuste del sistema que sean necesarios para tal fin.

- La liquidación y comunicación de los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro incluyendo entre ellos los servicios de ajuste del sistema y la disponibilidad de unidades de producción en cada periodo de programación.
- Igualmente liquidará los pagos y cobros relacionados con los desvíos efectivos de las unidades de producción y de consumo en cada período de programación.
- Colaborar con todos los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica que resulten necesarios para el ejercicio de sus funciones.
- Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para la prestación del servicio, así como cualesquiera otras funciones que le sean atribuidas por las disposiciones vigentes.

## 2. El Mercado Eléctrico Mayorista

Se considera agente del mercado a toda persona física o jurídica que intervenga en las transacciones económicas que tengan lugar en el mercado de producción de energía eléctrica, comprando o vendiendo electricidad. Para ejercer el derecho a comprar y vender energía en el mercado, los agentes deben adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y otras normas de desarrollo, instrucciones y procedimientos de Transporte y Operación que les sean de aplicación.

Son agentes del mercado:

- Los productores de energía eléctrica.
- Los autoproductores y productores de energía eléctrica en régimen especial.
- Los agentes externos, que entregan o toman energía de otros sistemas exteriores.
- Los distribuidores de energía eléctrica.
- Los comercializadores.
- Los consumidores cualificados, siempre que ejerzan su derecho de adquirir electricidad en el mercado. A partir del 1º de enero de 2003, todos los consumidores se consideran cualificados.

El único requisito para instalarse como productor de electricidad es la consecución de la autorización administrativa previa.

## 3. Funcionamiento del mercado eléctrico para los generadores

### 3.1. Remuneración de la energía

#### 3.1.1. Mercado spot

Si bien la normativa actualmente en vigor contempla la posibilidad de realizar operaciones bilaterales entre generadores y consumidores finales y comercializadores, así como la posibilidad de desarrollar un mercado a plazo, la realidad es que prácticamente el 95% de la energía correspondiente a este régimen ordinario se negocia en el mercado "spot" o diario.

En dicho mercado diario deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los agentes externos registrados como vendedores.

La parte demandante en el mercado diario son los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos registrados como compradores.

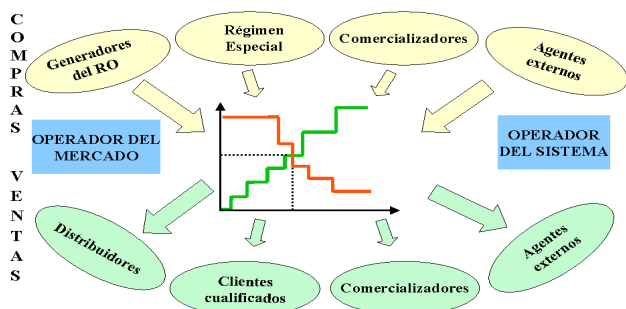
Los generadores del régimen ordinario, que no han negociado su producción de manera bilateral y que se encuentran disponibles, tienen la obligación de ofertar su producción de manera horaria, antes de las 10 horas del día anterior, en el mercado diario. Se trata de ofertas de precios y no de costos auditados. Los distribuidores están obligados a adquirir en el mercado diario la energía necesaria para cubrir la demanda de los clientes que permanecen a tarifa regulada. El resto de agentes tanto compradores como vendedores presentan sus ofertas en el mercado diario de manera voluntaria.

Complementariamente a este mercado diario existen seis sesiones de mercado intradiario en donde los agentes tanto compradores como vendedores pueden modificar sus posiciones. El horizonte de dichas sesiones del mercado intradiario coincide en cualquier caso con el del mercado diario, es decir, abarca en el caso de la primera sesión desde las 21 horas del día n-1 a las 24 horas del día n (28 horas) y en el caso de la sexta sesión desde las 16 a las 24 horas del día n (9 horas).

Los agentes productores que ofertan en dicho mercado intradiario deben presentar ofertas horarias por cada unidad de generación, que incluyen como mínimo precio y cantidad, si bien, cabe la posibilidad de incluir en la oferta determinadas condiciones complejas referidas a ingresos mínimos para el

conjunto del día, indivisibilidad, rampas de subida y bajada, etc.

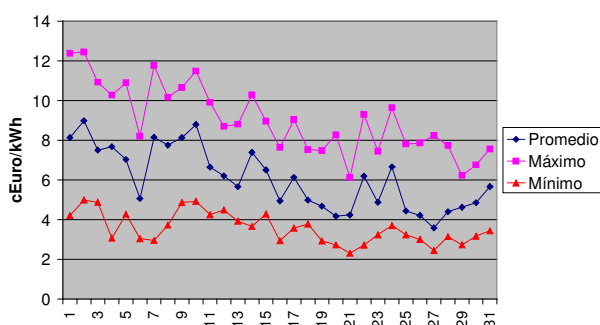
La casación de las ofertas, tanto en el mercado diario como en las sesiones de mercado intradiario, se realiza de manera marginal, es decir, se van tomando ofertas de venta en función del precio, hasta cubrir la demanda en dicha hora estableciéndose el precio de compra/venta en dicha hora como el precio de la última unidad de venta necesaria. En consecuencia todos los compradores y todos los vendedores tendrán que pagar o cobrar la cantidad que resulte de multiplicar la cantidad de energía comprada o vendida por el precio marginal horario que haya resultado.



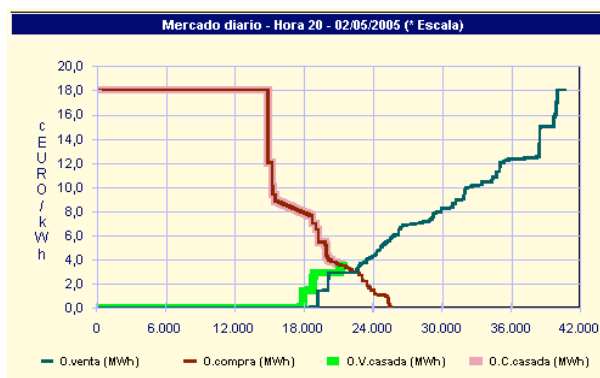
Una vez obtenida la casación resultante en el mercado diario e incorporadas las transacciones realizadas mediante contratos bilaterales, el Operador del Sistema analiza el programa resultante para ver su viabilidad técnica o en su caso, la existencia de restricciones. En este último caso realiza las modificaciones oportunas en el programa provisional para hacerlo técnicamente viable. Dichas modificaciones se realizan en función de las ofertas enviadas por los agentes si bien en el caso de tener que eliminar alguna oferta de generación, esta no recibe compensación alguna.

La gráfica siguiente muestra el promedio, el máximo y el mínimo en los precios horarios en el mes de marzo de 2005.

Precios diarios del mercado en marzo 2005 en centavos de euro



El mecanismo de casación se ilustra al observar las curvas de oferta y demanda para un día y hora en especial, en este caso el 2 de mayo de 2005, para las 20 horas, donde el precio resulta de la intersección de ambas curvas.



### 3.1.2. Transacciones bilaterales

Los distribuidores sólo pueden adquirir energía eléctrica del mercado de ofertas (spot) o del régimen especial (autoproducción y renovables) no pudiendo formalizar contratos bilaterales. El coste de adquisición de dicha energía por los distribuidores es acreditado como coste en el proceso de liquidaciones para la fijación de las tarifas a los clientes regulados del distribuidor.

Los generadores pueden vender su energía mediante contratos bilaterales físicos con grandes clientes, en cuyo caso están exceptuados de presentar sus ofertas en el mercado spot de energía. Los contratos bilaterales físicos representan sólo alrededor del 2% de la energía generada.

### 3.2. Remuneración de la potencia

Complementariamente a los ingresos obtenidos por los generadores que participan en el mercado de ofertas, los generadores tienen derecho a cobrar un pago por capacidad o garantía de potencia. Esta retribución tiene por objeto proporcionar una señal económica para la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de suministro adecuado.

El procedimiento de acreditación a los productores del importe a cobrar por este concepto, viene regulado en la Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica parcialmente la de 29 de diciembre de 1997 que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997. Ahora bien, esta Orden está parcialmente modificada por el Real Decreto-ley 6/2000 y, asimismo, se ve afectada por lo dispuesto en la Disposición Transitoria Segunda del



Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002 y por el Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En la actualidad, el coste anual, para el consumidor, en concepto de garantía de potencia es en promedio de 0,48 centavos de euro por kWh en barras de central, por la demanda cubierta en el mercado organizado, elevada a barras de central, excluidos autoconsumos de producción, consumos de bombeo y régimen especial que no acuda al mercado.

Dicha “bolsa” de dinero se reparte entre aquellos generadores con derecho al cobro por este concepto. Así, tienen derecho al cobro por garantía de potencia las unidades de producción de energía eléctrica del régimen ordinario que estén obligadas a presentar ofertas en el mercado de producción, siempre que acrediten un funcionamiento mínimo anual de cuatrocientas ochenta horas anuales a plena carga o equivalentes si no funciona a plena carga durante el año anterior.

Asimismo tienen derecho al cobro por garantía de potencia aquellas instalaciones acogidas al régimen especial que hayan optado por vender su energía libremente en el mercado, en las mismas condiciones que los productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

No tienen derecho al cobro por garantía de potencia las importaciones de energía eléctrica realizadas por agentes externos que se integran en el mercado de producción ni la energía procedente de instalaciones de producción en régimen especial que se integre en el mercado de producción sin presentación de ofertas, ni la parte de la energía generada vinculada al cumplimiento de un contrato bilateral físico.

Los pagos realizados por los consumidores de energía eléctrica se reparten entre los productores con derecho a cobro según los siguientes criterios.

Los productores en régimen especial que acudan al mercado en función de lo dispuesto en la disposición adicional segunda del Real Decreto 436/2004, tienen derecho a cobrar 0,48 centavos de euro por kWh.

Una vez deducida la cantidad percibida mensualmente por esos productores, de los pagos realizados por los consumidores, el resto se asignará a las distintas unidades de producción del régimen ordinario proporcionalmente al producto del coeficiente de disponibilidad por la potencia equivalente de la unidad de producción, donde:

a) El coeficiente de disponibilidad de la Unidad de Producción será:

Para cada uno de los grupos térmicos la media de sus potencias netas disponibles en el mes, dividida por sus potencias netas instaladas.

Para los grupos hidráulicos, de bombeo y otras energías renovables no consumibles este coeficiente será la unidad.

b) La potencia equivalente de la Unidad de Producción será la media entre la potencia neta instalada y la potencia media de la unidad de producción limitada por la disponibilidad de materias primas.

Para los grupos de nueva instalación, la remuneración por garantía de potencia se aplicará una vez comience su producción comercial.

Ahora bien, el pago por garantía de potencia se imputa de manera distinta a los consumidores, según éstos adquieran su energía en el mercado libre o mediante tarifa integral y según la tarifa a la que estén acogidos.

El pago en concepto de garantía de potencia de Comercializadores para su venta a consumidores cualificados o para la exportación, Consumidores Cualificados o Agentes Externos que adquieran su energía en el mercado de producción, es igual a la suma de los términos mensuales de cada período tarifario que resultan de multiplicar la demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el precio unitario de la garantía de potencia, tal como se detalla en la siguiente fórmula:

$$PGP(c/m.) = \sum_{i=1} X_i * D_{bc}(c/m.)_i$$

Siendo:

PGP(c/m.)= Pago por garantía de potencia del comercializador, consumidor cualificado o agente externo c en el mes m por la energía adquirida en el mercado de producción.

$D_{bc}(c/m.)_i$  = Demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el comercializador para su venta a consumidores cualificados o para la exportación, consumidor cualificado o agente externo en el mes m y en el período tarifario i.

$X_i$  = Precio unitario por garantía de potencia  $X_i$  que para cada período tarifario i dependiendo de la diferenciación de períodos tarifarios de la tarifa de





acceso que aplique, toma los siguientes valores:

VALORES DE  $X_i$  EN cent E/kWh:

- Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de seis períodos:

Período 1  $X_1 = 0,7934$

Período 2  $X_2 = 0,3662$

Período 3  $X_3 = 0,2441$

Período 4  $X_4 = 0,1831$

Período 5  $X_5 = 0,1831$

Período 6  $X_6 = 0,0000$

- Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de tres períodos de alta tensión:

Período 1 (punta)  $X_1 = 0,7934$

Período 2 (llano)  $X_2 = 0,4272$

Período 3 (valle)  $X_3 = 0,0000$

- Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de tres períodos de baja tensión:

Período 1 (punta)  $X_1 = 1,3427$

Período 2 (llano)  $X_2 = 0,4272$

Período 3 (valle)  $X_3 = 0,0000$

- Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de acceso de dos períodos:

Período 1 (punta y llano)  $X_1 = 1,3222$

Período 2 (valle)  $X_2 = 0,0000$

- Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de un solo período:

Período 1 (punta, llano y valle)  $X_1 = 1,3222$

Por su parte, el pago mensual por garantía de potencia de cada distribuidor, será el producto de la energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción durante el mes por su precio unitario, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PGP(d,m) = Y \times D_{bc}(d,m)$$

Donde:

$PGP(d,m)$  = Pago por garantía de potencia del distribuidor  $d$  en el mes  $m$  por la energía adquirida en el mercado de producción.

$D_{bc}(d,m)$  = Demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el distribuidor  $d$  en el mes  $m$ .

$Y =$  Precio unitario  $Y$  del pago por garantía de potencia se calcula como la relación entre el cobro total por garantía de potencia en el mes descontados los pagos realizados por este concepto por los comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos durante el mismo período y la demanda elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción, definida de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Y = \frac{RTGP(m) - \sum_{c=1}^n PGP(c,m)}{\sum_{d=1}^{\tilde{n}} D_{bc}(d,m)}$$

Donde:

$RTGP(m)$  = Cobro total por garantía de potencia correspondiente al mes  $m$ .

$\sum PGP(c,m)$  = Suma de los pagos por garantía de potencia de todos los comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos,  $n$ , en el mes  $m$ .

$\sum D_{bc}(d,m)$  = La suma de las demandas de energía elevada a barras de central y adquiridas en el mercado de producción por el conjunto de los distribuidores,  $\tilde{n}$ , en el mes  $m$ .

### 3.3. Régimen especial

El denominado régimen especial abarca instalaciones de producción con una potencia instalada que no supere los 50 MW que o bien utilizan como fuente de energía primaria alguna energía renovable o bien se trata de instalaciones de cogeneración. La importancia de este régimen es cada vez mayor en el sistema, pues supone, en términos generales, un 24% en términos de potencia instalada y casi un 20% en términos de producción.

La retribución de las instalaciones acogidas al régimen especial, viene establecida esencialmente por lo dispuesto en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, establece un régimen económico para las instalaciones acogidas al denominado régimen especial, manteniendo, no obstante, sendos regímenes económicos transitorios, tanto para las instalaciones



acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, como para las acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.

Al margen de los regímenes transitorios, las instalaciones acogidas a este régimen especial tienen una retribución que dependerá esencialmente de que:

- El productor ceda directamente sus excedentes a la empresa distribuidora a cuya red esté conectado, en cuyo caso obtendrá un precio un precio medio que será el que resulte la tarifa regulada que le corresponda.
- El productor opte por vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo o de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima.

### 3.4. Importación y Exportación

Los productores, distribuidores, consumidores y comercializadores de países comunitarios y de países terceros pueden participar en el mercado de producción de electricidad, como agentes externos, previo cumplimiento de las condiciones que se establecen en el Real Decreto 2019/1997 por el que se regula el mercado de producción y la Orden Ministerial de 14 de julio de 1998, por la que se establece el régimen aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales.

El agente externo debe estar inscrito en el registro administrativo correspondiente a su autorización, de instalaciones de producción de energía eléctrica, de distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados, o en ambos sí se le habilita para la venta y la adquisición de energía. Una vez inscrito el agente puede realizar ofertas en el mercado de producción o establecer contratos bilaterales físicos con consumidores cualificados.

Todas las transacciones intracomunitarias e internacionales están sujetas a las restricciones técnicas de las líneas de interconexión y del sistema

eléctrico español. El único límite efectivo a los intercambios internacionales viene dado por el nivel de capacidad de las interconexiones, que es pequeño respecto a la capacidad total de producción. En el año 2004, el monto de las importaciones mensuales se situó en general entre el 3 y el 5% de la producción mensual total y el de las exportaciones mensuales entre el 3 y el 7.5% de la demanda mensual de energía.

### 3.5. Mercado por servicios complementarios

El operador del sistema es también responsable de gestionar los mercados de servicios complementarios.

Los servicios complementarios pueden ser de carácter obligatorio o potestativo.

Los servicios complementarios obligatorios son la regulación primaria y el control de tensión (requisito mínimo).

Los servicios complementarios potestativos son: regulación secundaria, regulación terciaria, control de tensión (excedentes) y reposición de servicio.

Para la asignación del servicio complementario de regulación primaria el operador del sistema publica con carácter anual el porcentaje mínimo de variación de carga así como la velocidad máxima de respuesta ante diferentes desviaciones de frecuencia. Este servicio es obligatorio y por lo tanto todas las unidades de producción deben cumplir con el mismo o contratar con otras unidades de producción su cumplimiento.

Para la asignación del servicio complementario de banda de potencia de regulación secundaria, el operador del sistema publica cada día junto con el programa diario viable provisional los requerimientos horarios para el día siguiente, abriendo un periodo de recepción de ofertas, procediendo a la ejecución del algoritmo de asignación de banda de regulación según se establece en los procedimientos de operación técnica del sistema.

Para la asignación del servicio complementario de regulación terciaria, antes de las 24 horas de cada día los agentes deben mandar sus ofertas horarias de cambio máximo de nivel de producción (o consumo en el caso de las unidades de bombeo) en 15 minutos. Estas ofertas son modificadas de forma continua por los agentes en función de los cambios de programa que tengan las diferentes unidades de producción por procesos posteriores al programa horario final.

Para la asignación del servicio complementario de control de tensión, el operador del sistema establece





con carácter anual el requerimiento mínimo de absorción o generación de reactiva en las unidades de producción, siendo libre el incremento de oferta sobre el requerimiento mínimo.

Para la asignación del servicio complementario de reposición de servicio, el operador del sistema establece con carácter anual los planes de reposición zonales y nacional con las ofertas de las diferentes unidades de producción. Actualmente este servicio complementario no es retribuido, manteniéndose los planes previos a la entrada en vigor de la ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

#### **4. Suficiencia en el suministro**

Desde el punto de vista de la asociación que agrupa a las empresas eléctricas de España, la UNESA, y según se recoge en la memoria anual de la institución:

“Aunque las últimas puntas de demanda registradas han sido atendidas sin problemas, lo que nos lleva a pensar que con la potencia hoy disponible y con el adecuado mix de tecnologías existente es posible atender dichas puntas con un grado de fiabilidad razonable, eso no obsta para

que, dado el elevado crecimiento de la demanda, fuera de toda previsión, registrado en estos últimos años, que se sitúa del orden de un 54% acumulado en el periodo 1996-2004, nos debe hacer reflexionar, una vez más, sobre la garantía del suministro, desde el punto de vista de la generación eléctrica.

La potencia eléctrica total instalada en España en el año 2004, que resulta de agregar las correspondientes al Régimen Ordinario y el Especial fue de 72.537 MW y mayor en un 9,1% que la correspondiente a 2003. El aumento neto corresponde principalmente a la térmica convencional, por la entrada en servicio de 3.480 MW en ciclos combinados de gas natural, y a incremento de 1.475 MW en el parque eólico.

En continuidad con lo hasta ahora realizado, el sistema eléctrico tendrá que afrontar a lo largo de esta década nuevas e importantes inversiones, tanto en el parque generador, como en infraestructuras de transporte y distribución. En este sentido, concretó que los planes de inversión a realizar en un futuro próximo, que mantienen el nivel de exigencia marcado en los últimos años, ascenderán a 16.400 millones de euros.”



## 8 PARAGUAY

### 1. Organización de la Industria Eléctrica

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

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

El despacho es realizado por el Despacho de Cargas de ANDE.

#### 1.1. Marco Legal del sector

En el Paraguay, el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, a través del Vice Ministerio de Minas y Energía (VMME), es el ente rector para el sector eléctrico. El VMME tiene facultades para elaborar, proponer y ejecutar la Política Energética Nacional; establecer normas para la producción, comercialización y consumo de energía; ser el nexo entre la ANDE y el Poder Ejecutivo, entre otras. La gestión de la representación de los intereses paraguayos del sector eléctrico es coordinada con el VMME y el Ministerio de Relaciones Exteriores.

La Administración Nacional de Electricidad (ANDE), fue creada por la Ley N° 966/64 "Que crea la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) como ente autárquico y establece su Carta Orgánica". Esta empresa, tiene entre sus el monopolio del servicio eléctrico con poder concedente (delegatorio), proponer al Poder Ejecutivo el Plan Nacional de Electrificación, y coordinar y orientar el desarrollo eléctrico.

Al respecto, el artículo 2° de la Ley N° 966/64 establece que la "ANDE es una institución autárquica, descentralizada de la Administración Pública de duración ilimitada, con personería jurídica y patrimonio propio. Estará sujeta a las disposiciones civiles y comerciales comunes, en

todo lo que no estuviere en oposición a las normas contenidas en la presente ley". Conforme a la Ley N° 125/91 "Reforma Tributaria", la ANDE se encuentra inscrita en la Subsecretaría de Tributación del Ministerio de Hacienda a través del Registro Único del Contribuyente (RUC).

Adicionalmente, el Paraguay posee participación de un 50% de las dos centrales binacionales de Itaipú y Yacyretá construidas respectivamente con Brasil y Argentina y controladas por entidades binacionales. Debe mencionarse también a la COMIP (Comisión Mixta de Integración del río Paraná - Proyecto Corpus Christi), a cargo del desarrollo de ese aprovechamiento en el futuro.

Con referencia a las licencias para proyectos, de acuerdo a la Ley N° 966/64, en sus artículos 6° y 7°, la ANDE, interviene en el estudio, ejecución, y explotación de toda obra de abastecimiento eléctrico en que participen el Estado o los organismos oficiales o municipales, además tiene facultad para requerir información a los mismos. Asimismo, esta facultada a fomentar la iniciativa privada tendiente a satisfacer las necesidades de abastecimiento eléctrico, cuando así convenga al interés nacional, pudiendo participar en ella, técnica, administrativa y/o financieramente.

Asimismo, la ANDE puede delegar sus derechos exclusivos a otras empresas para atender el abastecimiento de energía eléctrica a aquellas poblaciones no servidas por ella. Esta delegación se puede hacer por contrato, ad-referéndum del Poder Legislativo, según el artículo 66° de la Ley N° 966/64.

#### 1.2. Propuestas de modificación al marco regulatorio

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

El primero de ellos, presentado en el año 1996, fue financiado con un préstamo de USD 1.000.000, otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo, a manera de fondos no reembolsables. Otro proyecto fue presentado por el Vice-Ministerio de Minas y Energía del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones en el año 1999. En el



año 2000 fue presentado un tercer proyecto de Marco Regulatorio, que tampoco ha sido aprobado, y, el último, presentado en el año 2001, pretendía crear la Conareg (Comisión Nacional de Regulación de Energía Eléctrica y Gas), pero que tampoco ha sido aprobado hasta la fecha.

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

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

## 2. El Mercado Eléctrico Mayorista

Como se indicó previamente, la ANDE es una empresa monopólica estatal, verticalmente integrada, que opera la casi totalidad del sistema de generación, transmisión y distribución del país. Por lo tanto, actualmente no existe Mercado Eléctrico Mayorista en Paraguay.

## 3. Remuneración para la generación

La Ley N° 966/64, en el capítulo IX, establece el modo de fijación de las tarifas a los consumidores finales por el conjunto de los servicios eléctricos prestados por ANDE, sin que se establezcan remuneraciones independientes para las distintas funciones del negocio eléctrico. De este modo los costos de generación, incluso la rentabilidad sobre los activos, se incluye en las tarifas a los consumidores finales que no se presentan discriminadas por etapas del negocio de generación.

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. La tarifa de energía eléctrica es aprobada por Decreto del Poder Ejecutivo y el Pliego de Tarifas, una vez que es aprobado por la ANDE, se publica y entra en vigencia en todo el territorio nacional.

## 4. Importación y exportación

- Los sistemas eléctricos de Argentina (AR) y de Paraguay (PY) se vinculan a través de tres interconexiones:
- Carlos Antonio López – El Dorado: en 132 kV, con una capacidad de 30 MVA. Esta interconexión se encuentra operativa desde el año 1973 y vincula al Paraguay con la Provincia de Misiones, Argentina.
- Clorinda - Guarambaré: en 220 kV, con una capacidad de 80 MW. Esta interconexión se encuentra operativa desde el año 1994 y vincula al Paraguay con la Provincia de Formosa, Argentina.
- Yacyreta: desde el año 1994 empieza a operar la primera unidad generadora de la Central Hidroeléctrica, ubicada en la frontera de los sistemas eléctricos de ambos países, constituyéndose en un importante punto de interconexión.

El Sistema Eléctrico del Paraguay se vincula además al Sistema Eléctrico del Brasil a través de tres interconexiones:

- Itaipú: En la central binacional existe una convertidora de frecuencia de 6300 MW de capacidad. Esta capacidad de conversión es suficiente para permitir, de ser necesario, el pasaje de la totalidad de la potencia de las máquinas de 50 hz de Itaipú hacia Brasil.
- Foz de Iguazú – Acaray, en 138 kV con una potencia de 60 MW.
- Ponta Pora – Pedro J. Caballero – en 22 kV, de 3 MW de capacidad, y de importancia sólo local.

## 5. Suficiencia en el suministro

En materia de generación, las centrales binacionales de Itaipú y Yacyretá, permiten a



Paraguay una disponibilidad de capacidad de generación hidráulica prácticamente ilimitada respecto a la escala de su demanda actual, en la medida en que el aumento del consumo puede ser cubierto por la toma adicional de capacidad de generación de esas centrales, hasta alcanzar el 50% de cada una, incrementando proporcionalmente los pagos de Paraguay por dicha capacidad.

Adicionalmente, basado en el Proyecto de Ley del Productor Independiente de Energía Eléctrica y en la Ley N° 1948/02 “De transporte de gas por ductos”, y considerando que es de interés nacional integrar el gas natural a la matriz energética del Paraguay, se pretende incorporar la generación termoeléctrica. Esta puede ofrecer al Paraguay

ventajas, debido a las cortas distancias desde las grandes reservas de gas natural de la región pre-andina de Tarija y Salta, que permite el trazado de gasoductos. Otro proyecto presentado, de menor envergadura que el anterior, consiste en traer el gas natural desde Bolivia, transportándolo por gasoductos hasta Vallemí, donde se pretende instalar una planta de licuefacción de gas, el cual sería transportado en barcazas de bajo porte hasta los centros de consumo del área metropolitana o del noreste del país, o en su defecto exportada al sur de Brasil. Otra alternativa sería la venta de dicho gas a la planta procesadora de cemento (Industria Nacional del Cemento), localizada en Vallemí, empresa que podría sustituir el combustible actualmente utilizado, el fuel-oil, por gas licuado de petróleo.



## 9 PERÚ

*Redacción del informe a cargo del Ing. Miguel Révolo, OSINERG*

### 1. Organización de la Industria Eléctrica

#### 1.1. Marco Legal del sector

**El marco institucional de sector energía presenta cuatro actores principales.**

El **Ministerio de Energía y Minas (MEM)**, es el organismo central y rector del Sector Energía y Minas. Tiene como finalidad formular y evaluar, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero - energéticas. Asimismo es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a las actividades minero - energéticas.

El **OSINERG** se crea mediante Ley N° 26734 publicada el 31 de diciembre de 1996, como organismo público encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente. El OSINERG inicia efectivamente el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997.

Mediante Ley N° 27332 publicada el 29 de julio del 2000, se promulga la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, por la cual se asignan a los organismos reguladores las funciones de supervisión, regulación, fiscalización y sanción, normativa, solución de controversias y de solución de reclamos. Según esta Ley el OSINERG asume la funciones de regulación que hasta esa fecha venía desarrollando la Ex Comisión de Tarifas de Energía (ex – CTE). OSINERG asume por fusión la ex-Comisión de Tarifas (ex-CTE).

El 16 de abril del 2002 se promulgó la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERG, N° 27699, que amplía las facultades del organismo regulador, entre los cuales destaca el control de calidad y cantidad de combustibles y otorga mayores prerrogativas dentro de su facultad sancionadora.

El **INDECOPI** fue creado en noviembre de 1992 para promover la competencia y proteger todas las formas de propiedad intelectual.

**PROINVERSIÓN** es la Agencia de Promoción de la Inversión Privada de Perú que busca promover la inversión no dependiente del Estado Peruano a cargo de agentes bajo régimen privado, con el fin de impulsar la competitividad del Perú y su desarrollo sostenible para mejorar el bienestar de la población.

**El Marco regulatorio del sector eléctrico se sustenta en las siguientes leyes y reglamentos:**

- Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos (Ley N° 27332).
- Ley del OSINERG.
- Ley del Procedimiento Administrativo General (Ley N° 27444).
- Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERG (LEY 27699).
- Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas (LEY 27838).
- Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) (Decreto Ley N° 25844).
- Ley que crea a la Comisión de Tarifas de Energía (Ley N° 27116).
- Reglamento OSINERG (DS 054-2001-PCM).
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.S. 009-93-EM).
- Normas relacionadas al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de Ductos (D.S. 042-99-EM).
- Reglamento de Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios (D.S. 017-2000-EM).
- Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

Luego de 20 años de gestión estatal del sector electricidad caracterizada por la integración vertical de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, se





inició en el año 1992 la reforma del sector con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

La Ley de Concesiones Eléctricas estableció:

- La separación de las actividades de generación, transmisión, distribución de energía eléctrica, las que no pueden efectuarse por un mismo titular.
- La responsabilidad de la ex-Comisión de Tarifas de Energía (Hoy OSINERG) como organismo técnico responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica.
- Las funciones del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), organismo técnico integrado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuya finalidad es coordinar la operación al mínimo costo de las centrales de generación.

## 1.2. Administrador del mercado

El organismo encargado del despacho y de la administración de las transacciones de energía y potencia entre generadores es el COES.

El COES está integrado obligatoriamente por:

- Las entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida.
- Las entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

No acceden al COES los distribuidores ni comercializadores.

Las entidades cuya potencia efectiva de generación sea inferior al límite establecido e igual o superior a 1 000 kW, podrán integrar el COES, a su elección, con los mismos derechos y obligaciones que el resto de los integrantes.

El COES tiene entre otras las siguientes funciones:

- Elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo del sistema financiero interconectado y comunicarlos a sus integrantes para su cumplimiento.
- Controlar el cumplimiento de los programas de operación de corto plazo y ordenar los integrantes acatar las medidas correctivas dispuestas.
- Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas necesarias.

- Calcular los costos marginales de energía de corto plazo del sistema eléctrico.
- Determinar y valorizar las transferencias de energía entre los integrantes del COES que resulten de la operación mínima costo del conjunto del sistema. Estas transferencias se efectuarán a los costos marginales de corto plazo del sistema.
- Calcular la potencia y la energía firme de cada una de las unidades generadoras del sistema.
- Determinar y valorizar las transferencias de potencia firme entre integrantes a precios de potencia de punta en barras.
- Elaborar los estudios para la fijación tarifaria y someterlo al Directorio.
- Proponer al Directorio los Reglamentos y Procedimientos necesarios.

## 2. El Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado de generación eléctrica consiste en un Pool Obligatorio (“mandatory pool”) para los generadores. La operación a mínimo costo del sistema es determinada por el COES y las transacciones financieras de los generadores con distribuidores y consumidores no la afectan.

El mercado se caracteriza por:

- Libertad de acceso a la actividad de generación una vez aprobados requisitos mínimos para aprobar los derechos de concesión.
- Existencia de un mercado libre en el cual las generadoras pueden competir con las distribuidoras para vender energía en contratos a tarifas no reguladas a los grandes consumidores. Participan de ese mercado los clientes cuya demanda supere los 1000 kW.
- Existencia de tarifas de generación reguladas que reflejan los costos marginales de suministro para la venta a concesionarios de distribución, destinada al servicio público de electricidad.
- Los generadores participan del mercado spot de energía y de un mercado de transferencias de potencia entre los generadores, como resultado de las diferencias entre las ventas pactadas en contratos y la operación real.
- Existencia de tarifas y compensaciones reguladas a los titulares de sistemas de transmisión.

## 3. Funcionamiento del mercado eléctrico para los generadores

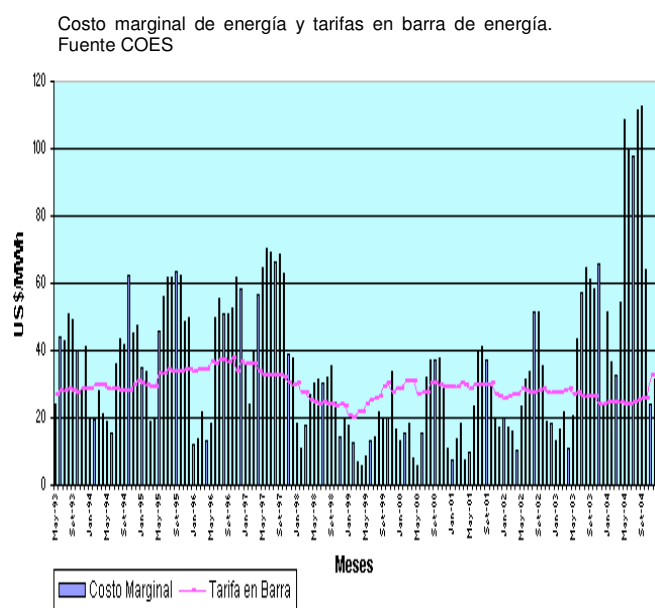
### 3.1. Remuneración de la energía

#### 3.1.1. Mercado spot

En el funcionamiento de corto plazo, las centrales son despachadas en base a su costo variable siguiendo la programación del COES. El precio spot resulta igual al costo marginal obtenido mediante modelos que optimizan la operación del sistema hidrotérmico con múltiples embalses.

Al mercado spot concurren solamente los generadores, ya que los distribuidores deben comprar su energía mediante contratos a precio regulado.

El gráfico siguiente muestra los costos marginales de energía y las tarifas en barra de energía (tarifas reguladas cobradas a distribuidores), promedios mensuales, desde el año 1993 al 2004.



#### 3.1.2. Transacciones bilaterales

**Las ventas de energía de los generadores a los distribuidores concesionarios de servicio público se encuentran reguladas como se describe a continuación.**

La Ley de Concesiones Eléctricas prevé la obligatoriedad de los concesionarios de distribución de tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses como mínimo. Los concesionarios de distribución están obligados a presentar cada 30 de junio de cada año los contratos de energía y potencia a la Dirección

General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) para su correspondiente verificación.

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas de electricidad en el Perú se encuentran establecidos en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM y, en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobado mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD y sus modificatorias.

Para la fijación de las tarifas de energía se considera el estudio técnico económico que presenta el COES de acuerdo con el Artículo 119° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, así como los estudios que desarrolle y/o encargue la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (GART) sobre el particular.

Los precios básicos están definidos en el Artículo 47° de la Ley y Artículos 125° y 126° del Reglamento. Estos están constituidos por los precios de potencia y energía en las barras de referencia, a partir de las cuales se expanden los precios mediante factores de pérdidas, para determinar los precios en las restantes barras del sistema.

**El precio básico de la energía**, cuyos criterios y procedimientos de determinación se encuentran establecidos en el Reglamento, se calcula a partir del valor esperado de los costos marginales en el sistema de generación, para los 36 meses del período de análisis de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 47° al 50° de la Ley de Concesiones.

Para la determinación de los costos marginales de la energía en el SEIN, se utiliza el modelo PERSEO. Este modelo de despacho de energía multinodal, permite calcular los costos marginales optimizando la operación del sistema hidrotérmico con múltiples embalses en etapas mensuales. El modelo utiliza programación lineal para determinar la estrategia óptima de operación ante diferentes escenarios de hidrología. Los costos marginales se determinan como el promedio de las variables duales asociadas a la restricción de cobertura de la demanda para cada uno de los escenarios hidrológicos.

Para representar el comportamiento de la hidrología, el modelo PERSEO utiliza los caudales históricos naturalizados registrados en los diferentes puntos de interés.

La representación de la demanda del sistema se realiza para cada barra, en diagramas de carga mensual de tres bloques, para cada uno de los 36 meses del período de estudio. En consecuencia, los



costos marginales esperados se calculan para cada uno de los bloques de la demanda (punta, media y base). A partir de dichos costos marginales, para fines tarifarios, el costo de la energía se resume en sólo dos períodos: punta y fuera de punta (para el período fuera de punta se consideran los bloques de media y base).

En el caso del mantenimiento, se corrige el programa de mantenimiento mayor de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

Información más detallada sobre el modelo PERSEO, sus características, manual de usuario, casos de prueba y datos de las fijaciones tarifarias, se encuentra disponible en el portal del modelo que se consigna en la página web del OSINERG: [www.osinerg.gob.pe](http://www.osinerg.gob.pe).

**El precio básico de la potencia**, se emplea tanto para determinar el cargo por potencia en los contratos de generadores con distribuidores a precio regulado, como en la valoración de las transferencias de potencia entre generadores, y se describe en el punto siguiente.

### 3.2. Remuneración de la potencia

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

El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores se determina mensualmente tomando en cuenta: 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 de sequía, con una probabilidad de excedencia determinada por la reglamentación.

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 de la probabilidad de no suministro en cada hora.

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.

El precio de la potencia se denomina Precio Básico de Potencia cuyos criterios y procedimientos de cálculo se encuentran definidos en el Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas y en el Artículo 126° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. La metodología a seguir es la siguiente.

Se define que el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico. Se toma una turbina a gas del tipo industrial, operando con petróleo diesel N° 2. La selección de este tipo de unidad será revisada cuando la operación en la punta se efectúe con un combustible más económico.

La capacidad estándar de la unidad de punta (CEISO) se define como la potencia entregada por la unidad en los bornes de alta tensión del transformador de potencia de la unidad de punta, operando a las condiciones estándar definidas por la norma ISO 2314.

La capacidad estándar de la unidad de punta debe ser no menor de 3,5% (límite inferior) ni mayor de 5,0% (límite superior) de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta:

$$3,5\% * MD_{\text{año}} < CE_{ISO} < 5\% * MD_{\text{año}}$$

Donde:

$MD_{\text{año}}$  = Máxima demanda nacional anual proyectada del sistema para el año en que se presenta la propuesta.

La **Anualidad de los Costos de Inversión de la unidad de punta** comprende:

- **Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI<sub>CT</sub>)**, que se determina a partir del precio FOB del módulo de generación (FOB<sub>TG</sub>) y se expresa en miles de dólares americanos. El precio FOB<sub>TG</sub> es obtenido de la revista especializada GTWH.
- **Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI<sub>CE</sub>)** se determina en cada fijación



tarifaria y considerando especificaciones técnicas y costos eficientes de mercado. El Costo FOB del suministro importado de la conexión eléctrica ( $FOB_{CE}$ ) se determina sobre la base de costos de mercado y debe representar la alternativa de menor costo que permita la conexión de la unidad de punta al sistema.

**La Anualidad de la Inversión (aINV)** se expresa como costo unitario de capacidad estándar es igual a la suma de la  $aCTI_{CT}$  y la  $aCTI_{CE}$ , (anualidades por inversión en la central y en su conexión eléctrica) dividida entre la capacidad estándar de la unidad de punta.

**Para el cálculo de la anualidad se emplea el Factor de Recuperación de Capital (FRC):**

$$FRC = \frac{TD * (1 + TD)^n}{(1 + TD)^n - 1}$$

Donde:

TD = Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la LCE.

n = Vida Útil, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 126° del RLCE.

Para la Central Termoeléctrica y la Conexión Eléctrica, la Anualidad de la Inversión es igual al producto del Costo Total de Inversión por el FRC respectivo:

$$aCTI_{CT} = CTI_{CT} * FRC_{CT}$$

$$aCTI_{CE} = CTI_{CE} * FRC_{CE}$$

Donde:

$FRC_{CT}$  = Factor de Recuperación de Capital para la Central Termoeléctrica.

$FRC_{CE}$  = Factor de Recuperación de Capital para la Conexión eléctrica.

Finalmente, la Anualidad de la Inversión de la unidad de punta expresada como costo unitario de capacidad estándar es igual a:

$$aINV = \frac{CTI_{CT} * FRC_{CT} + CTI_{CE} * FRC_{CE}}{CE_{iso}}$$

### Costo Fijo anual de Personal y Otros básicos (CFPyO)

Los Costos Fijos de Personal y Otros básicos (CFPyO) cubren la dotación de personal necesario para operar y mantener en forma eficiente la central, los beneficios sociales que de acuerdo a las normas

y dispositivos legales se aplican a las relaciones laborales, los gastos generales y necesidades adicionales de personal administrativo, seguros, impuestos prediales, arbitrios y otros costos fijos de la central.

### Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)

Los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM) corresponden a la parte de los costos de repuestos requeridos por la unidad de punta, considerados como costos fijos, en razón del régimen de operación de la unidad, de las características y requerimientos de mantenimiento la unidad.

### Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe)

El Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe) expresado como costo unitario de capacidad estándar es igual a la suma de los Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO) y los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM), dividida entre la capacidad estándar de la unidad de punta:

$$CFaOyMe = \frac{CFPyO + CFOyM}{CE_{iso}}$$

### Costo de Capacidad por unidad de potencia

Es el Costo de Capacidad por unidad de Potencia Efectiva se determina de acuerdo al siguiente proceso:

- Se determina el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar como la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar.

$$CCUPS = aINV + CFaOyMe$$

- Se determina la potencia efectiva de la unidad.

$$PEF = CE_{iso} * FCCU$$

Donde:

FCCU = Factor de corrección por condiciones de ubicación, igual a 0,9518, que para el caso de una unidad turbogas resulta del producto de los factores de corrección por temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa, de acuerdo con la ubicación de la unidad de punta. En caso se modifique el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.



- Se determina el factor de ubicación.

$$FU = \frac{CE_{ISO}}{PEF} = \frac{1}{FCCU}$$

- Finalmente, el Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva se calcula como el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación.

$$CCUPE = CCUPS * FU$$

### Precio de la Potencia de Punta

El Precio Básico de la Potencia se determina como el producto del Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva y los factores que toman en cuenta la Tasa de Disponibilidad Fortuita de la Unidad (TIF) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del sistema.

### Precio Básico de la Potencia (PBP)

El precio es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva (CCUPE) por los factores que tomen en cuenta la TIF y el MRFO, según la siguiente expresión:

$$PBP = \frac{CCUPE * (1 + MRFO)}{(1 - TIF)}$$

### Precio de la Potencia de Punta (PPM)

El Precio de la Potencia de Punta (PPM) en cada barra del sistema, expresado en S/./kW-mes, se determina como el producto del Precio Básico de la Potencia por el Factor de Pérdidas de Potencia, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 47°, incisos f) y g), de la LCE.

$$PPM = FMensualidad * PBP * TC * FPMP$$

Donde:

- PPM = Precio de la Potencia de Punta, expresado en S/./kW-mes.
- PBP = Precio Básico de la Potencia, expresado en US\$/kW-año.
- TC = Tipo de cambio, expresado en S/./US\$
- FPMP = Factor de Pérdidas Marginales de Potencia. Este factor es igual a

1,0 en la barra en que se fija el Precio Básico de la Potencia.

$F_{Mensualidad}$  = Factor por el que se multiplica la anualidad de un valor para obtener el equivalente mensual. Para una tasa de actualización anual (TD) de acuerdo a lo establecido por el Artículo 79° de la LCE.

$$FMensualidad = \frac{(1 + TD)^{1/12} - 1}{TD}$$

### Traslado al consumidor el costo incurrido

El precio se traslada a los consumidores como un cargo por potencia activa el que, dependiendo de la opción tarifaria elegida por el usuario, será equivalente al Precio de Potencia de Punta multiplicado por factores de expansión de pérdidas y factores de coincidencia o contribución a la demanda de horas punta.

### Inconvenientes del procedimiento vigente

El procedimiento para la determinación del Precio Básico de Potencia se aplica a partir de la fijación tarifaria de noviembre 2004. En las últimas dos regulaciones tarifarias no se han tenido inconvenientes en la determinación del precio. No obstante, se espera que a partir de considerar nuevos tipos de unidades conforme se incrementa el tamaño de la demanda podrían surgir discrepancias que, de acuerdo con la metodología descrita, podrían ser controladas a nivel de la selección de la unidad de punta.

### Ventajas del procedimiento vigente

Con el procedimiento descrito se han reducido notablemente las discusiones o discrepancias entre los generadores y el organismo regulador en cuanto a la falta de acuerdo en los criterios y premisas que se utilizaban en la determinación del Precio Básico de la Potencia.

En la elaboración del procedimiento se ha prestado importancia especial a los preceptos regulatorios de estabilidad, transparencia, predictibilidad de los resultados y economía de procedimientos, dentro de los límites que establece la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. El procedimiento utilizado recoge la experiencia de los últimos 10 años en la regulación tarifaria del sector eléctrico peruano,





así como los avances logrados en el campo regulatorio en el mundo. Este tipo de conocimiento debe ser tomado en cuenta para establecer los límites de lo que es y de lo que no es posible dentro del marco de las leyes peruanas, y de los modelos que se utilizan para establecer las tarifas. No reconocer los límites de los modelos regulatorios puede llevar a iniciar discusiones en un nivel de ingeniería que, aunque pueden ser pertinentes para fines de construcción de las centrales de generación, resultan inapropiados para establecer las tarifas como una señal de precios que incentive la eficiencia del sector.

### 3.3. Importación y Exportación

En la actualidad Perú tiene una interconexión con Ecuador mediante una línea de transmisión de 220 kV entre las subestaciones de Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador). En su primera etapa, cuya construcción terminó recientemente.

Perú está adherido a la resolución 536 de la Comunidad Andina de Naciones que establece reglas generales para las transacciones internacionales.

La regulación del comercio internacional en el marco regulatorio peruano, está contenida en el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

Para la realización de transacciones spot, el reglamento establece que el COES debe construir curvas de oferta de los excedentes exportables a otros países y de las ofertas de energía de otros países, en cada nodo frontera, con precios para todas las magnitudes de potencia importables o exportables dada la capacidad de los enlaces.

Las curvas de oferta son remitidas a los operadores de los otros sistemas interconectados, según los procedimientos establecidos en los Acuerdos Operativos. Para formar las curvas de oferta, se deberán considerar todos los cargos asociados con la Exportación o Importación, según corresponda, referidos al Nodo Frontera, tal que se cubra el 100% de los costos incurridos por el sistema eléctrico interconectado (SEIN). Se toma en cuenta:

- El Costo Marginal de Corto Plazo de la energía en el Nodo Frontera.
- Los costos por el mantenimiento de las distintas reservas de operación, el control de tensiones y gestión de reactivos, los requeridos para preservar la seguridad de los Sistemas y los requeridos para garantizar las maniobras operativas,
- Tributos y demás cargos aplicables.
- Otros cargos aplicables a la demanda interna.

Como resultado de incluir la curva de oferta del país que resulte exportador, en el despacho del país que resulte importador, se determinan las transacciones económicamente convenientes y quedan fijados costos marginales y precios spot en ambos países luego de esas transacciones. En caso de que el enlace de interconexión resulte saturado, es decir sin capacidad remanente, aparecen diferencias entre los precios spot de la energía entre los países y por lo tanto Rentas de Transmisión (rentas de congestión) en los enlaces de interconexión.

La reglamentación establece que la distribución de las Rentas de Transmisión entre el SEIN y el otro sistema interconectado para cada uno de los enlaces internacionales, se establece mediante acuerdo bilateral entre el Ministerio y la Entidad correspondiente del otro país.

Las Rentas de Transmisión que le correspondan al SEIN son asignadas a la demanda nacional y pueden ser subastadas mediante instrumentos financieros denominados Derechos de Transmisión, de duración determinada, que tienen por objeto incentivar los contratos de compraventa de electricidad dentro de la CAN.

Los titulares de los Enlaces Internacionales no pueden adquirir ni ser propietarios de los Derechos de Transmisión bajo ninguna modalidad directa o indirecta.

## 4. Proyecto de reformas a la LCE actualmente en estudio

Existe un proyecto de Ley elaborado por una comisión creada por mandato de la Ley 28447, integrada por representantes del Ministerio de Energía y Minas (MEM), y del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) que pretende modificar la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) que rige las actividades del subsector eléctrico desde el año 1992. La descripción de las principales características del proyecto se extrae de la página web del Osinerg (<http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones>).

El proyecto promueve que los servicios esenciales de operación del sistema y operación del mercado estén a cargo de un ente independiente de todos los agentes, incluido el gobierno.

El proyecto establece que la elaboración del Plan de Transmisión estará a cargo del operador del sistema (nuevo COES), dotado de las herramientas necesarias para prever la expansión futura de la red de transmisión desde una posición equidistante de todos los agentes. La ejecución del Plan se haría



mediante licitaciones tipo BOOT siendo el MEM responsable de los concursos.

El proyecto establece que para establecer un precio justo que elimine efectos especulativos, minimice riesgos regulatorios y reduzca el poder de mercado de los actuales agentes, deben licitarse los contratos de suministro para los distribuidores en forma abierta, para permitir que un futuro generador pueda abastecer un contrato de realización futura. El tiempo que media entre la licitación y la ejecución del suministro contractual (2 a 3 años) permitirá a todos los agentes (nuevos y existentes) poder ofertar máquinas nuevas que pueden ser concretadas gracias a la presencia del gas natural de Camisea.

Adicionalmente, el proyecto de Ley establece que los contratos a licitar serán agrupados en una sola licitación con el objeto de obtener una demanda mayor y, por lo tanto, beneficiarse de una economía de escala que será trasladada al precio ofertado. La mayor demanda, producto de la agrupación de contratos de las diversas distribuidoras, permitiría tener una masa crítica que haga atractivo para un nuevo generador el incursionar en el mercado peruano, con lo que se obtendría un beneficio adicional al reducirse la concentración del mercado y, por consiguiente, la posición dominante de algunos agentes. Ese método permitiría compartir los costos

comerciales entre las diversas distribuidoras participantes, con lo que pequeñas distribuidoras se beneficiarían de participar en una subasta mayor. Como el precio de la licitación sería trasladado al usuario final, la agregación haría que la existencia de distribuidoras con mejor o peor riesgo crediticio no afectase el precio a los usuarios. Como dicho riesgo no es responsabilidad de los usuarios se estima que la diferenciación de precios por este efecto no es socialmente aceptable.

Respecto al mercado spot o de corto plazo, el proyecto promueve la participación en el mismo de todos los agentes (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres), lo que haría posible que los usuarios puedan firmar sin temor contratos de suministros con cantidades fijas de compra (con cláusulas «take or pay» como las que se emplean en el negocio del gas natural) ya que las diferencias entre lo comprado y lo consumido podrían liquidarse en dicho mercado de corto plazo.

Con esa medida se podría garantizar a un generador, vía un contrato «take or pay», la recuperación de sus costos fijos permitiéndole ofrecer precios menores; por el otro lado, los distribuidores y usuarios libres podrían efectuar manejos de demanda que le permitan ahorros en épocas de precios altos y mayores consumos en épocas de bajos precios.



## 10 URUGUAY

*Redacción del informe a cargo del Ing. Jorge Cabrera Lestegas, Gerente de Planificación de Inversiones y Medio Ambiente, UTE - Uruguay*

### 1. Organización de la Industria Eléctrica

#### 1.1. Marco Legal del sector

La ley 16832 creó la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, con competencia nacional, que depende directamente del Poder Ejecutivo vinculándose al mismo a través de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, con potestades reglamentarias, sancionatorias y de asesoramiento. Posteriormente se creó en 2002 la URSEA, Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua, que tomó todas las funciones de la UREE, que cesó de existir. Las funciones de la URSEA respecto al sector eléctrico son:

- Controlar el cumplimiento de la normativa aplicable.
- Dictar reglamentos sobre calidad y seguridad de los servicios prestados, de los materiales y de los dispositivos eléctricos a utilizar.
- Dictar normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores e interruptores y reconexión de suministros.
- Asesorar al Poder Ejecutivo en el otorgamiento de concesiones, permisos, autorizaciones relativas a las actividades del sector eléctrico y en la fijación de tarifas de venta a terceros de energía eléctrica por parte de los distribuidores.
- Integrar el Tribunal Arbitral que dirimirá los conflictos que se susciten entre los agentes del mercado.
- Cumplir con las demás tareas que le asigne el Poder Ejecutivo.

En el año 2002 se promulgaron los decretos reglamentarios de la ley 16832, en especial el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, que es la principal disposición que rige la actividad de generación eléctrica.

Las directivas de política energética y la promulgación de los decretos que reglamentan la ley 16832, están a cargo del Ministerio de Industria, Energía y Minería. Entre otros puntos de importancia el Ministerio debe determinar la magnitud de la

Reserva Nacional, es decir la cantidad de potencia firme existente en el país que será remunerada en caso de no obtener contratos en el mercado, como forma de asegurar el abastecimiento.

#### 1.2. Administrador del mercado

La ley 16832 creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), persona pública no estatal, con el cometido de administrar el mercado mayorista.

La ley establece que la dirección de la ADME debe estar a cargo de un directorio de cinco miembros, designados uno por el Poder Ejecutivo, uno por UTE, uno por la delegación uruguaya en CTM y otros dos por representantes de los demás agentes del mercado (cuyo procedimiento de elección debe ser reglamentado). En la actualidad y por disposición de la ley, el directorio esta integrado por cuatro miembros en tanto no se instalen en el país generadores privados con potencia instalada superior a 100 MW.

La ley determina que ADME operará y administrará el Despacho Nacional de Cargas. La ley establece que el Poder Ejecutivo podrá arrendar a UTE los servicios de despacho del sistema. En la actualidad el despacho es realizado por UTE.

### 2. El Mercado Eléctrico Mayorista

Si bien existen reglamentaciones para el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, el mismo no se ha implementado. En lo que sigue se describen las normativas vigentes, aún cuando en buena parte no han sido todavía puestas en práctica.

### 3. Funcionamiento del mercado eléctrico para los generadores

#### 3.1. Remuneración de la energía

##### 3.1.1. Mercado spot

El Reglamento del Mercado Mayorista prevé la existencia de un mercado spot en el que el precio spot resulta del costo marginal de operación del despacho a mínimo costo.

Los generadores térmicos están obligados a ofertar sus centrales al despacho a un costo variable



auditado por el regulador. El costo variable auditado resulta de emplear precios de referencia para los combustibles. Para el caso de los combustibles líquidos derivados del petróleo, el marco regulatorio prevé un procedimiento para determinar los precios de referencia que serán los precios de frontera de los mismos.

Para las centrales hidráulicas se prevé que el despacho resulte de la utilización de modelos de optimización de la operación hidrotérmica. El valor del agua de los embalses, determinado por esos modelos, interviene por lo tanto en la formación de los costos marginales y de los precios spot de energía.

### 3.1.2. Transacciones bilaterales

Según el marco regulatorio los generadores pueden vender en contratos de suministro a los distribuidores y a los grandes consumidores habilitados a participar en el mercado.

Respecto a los **contratos de suministro con distribuidores**, el contenido de las principales normas puede resumirse como sigue.

La reglamentación establece la obligatoriedad para las distribuidoras de tener contratos de suministro con generadores 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.

La potencia firme de largo plazo demandada por un consumidor se define como la potencia media demandada en las horas del llamado período firme, que puede interpretarse como el período fuera del valle de la demanda. Los vendedores en los contratos con los distribuidores, 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. Esto reduce fuertemente la energía que pueden contratar las centrales hidráulicas respecto a los valores medios de su energía generable.

Para que el distribuidor pueda trasladar a los consumidores los costos de compra de energía y

potencia en los contratos de suministro, los mismos deben resultar de licitaciones, realizadas por el distribuidor con una anticipación de tres años respecto a la fecha de comienzo del suministro. La duración de los contratos que firme el distribuidor debe estar entre 5 y 10 años.

Se 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. El contrato entre la generación y la distribución de UTE tiene 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. La duración de los convenios internos iniciales no se establece en el reglamento.

Dada la existencia de una interconexión fuerte con Argentina en 500 kV, y otra con Brasil (de 70 MW), los contratos del distribuidor y grandes consumidores, destinados a cubrir las obligaciones descritas, pueden realizarse con centrales de los países interconectados, sujetos a autorización por el Poder Ejecutivo. La reglamentación establece que el Poder Ejecutivo está facultado para requerir a los distribuidores que las licitaciones para obtener contratos de suministro, se restrinjan a centrales que se encuentren en territorio del país.

Los distribuidores pueden 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. UTE actuando como distribuidor, puede trasladar íntegramente a tarifas los costos de compra de energía en el marco de los convenios internos iniciales entre la generación y la distribución de la empresa y del contrato inicial con Salto Grande, los cuales tienen precios regulados calculados por procedimientos descritos en la reglamentación.

Los distribuidores pueden trasladar a tarifas un precio regulado por la energía y potencia de los contratos que hayan realizado sin un procedimiento competitivo previo. 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%.

Respecto a los **contratos de suministro con grandes consumidores** rige lo siguiente.

Están habilitados para actuar como clientes libres los consumidores que tengan una potencia contratada de al menos 250 kW y se conecten en tensiones de 30 kV o superiores 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 grandes consumidores tienen la obligación de contratar mediante contratos de suministro al menos el 50% de sus requerimientos de potencia firme, con generadores locales o de países interconectados.

### 3.2. Remuneración de la potencia

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. Las remuneraciones por esas reservas 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.

Existe también un mercado de servicio mensual de garantía de suministro, en el que los participantes compran o venden los apartamientos entre la potencia firme que han comprado o vendido y la potencia que han puesto a disposición o consumido realmente cada mes.

#### 3.2.1. Reserva anual

La reserva anual tiene por objeto que el administrador del mercado remunere reservas contratadas por un plazo de un año, provenientes de generadores locales o del exterior, hasta completar un requerimiento mínimo establecido por la regulación.

Cada año la ADME calcula 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% de su requerimiento previsto de potencia firme.
- 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 Potenciales que abastece.

Por lo tanto si los agentes del mercado han cumplido estrictamente con el mínimo admisible de sus obligaciones de contratación mediante contratos de suministro, el requerimiento de potencia firme a cubrir mediante el servicio de reserva anual, sería del 10% de la potencia firme demandada por los distribuidores (90% menos 80% contratado) y el 20% de la potencia firme demandada por los grandes consumidores, es decir una cantidad relativamente reducida respecto al total de la demanda del sistema.

La ADME debe realizar anualmente licitaciones para cubrir este requerimiento de potencia firme faltante, contratando potencia bajo el concepto de reserva anual. A esas licitaciones 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 no superior al 65% del costo variable de la primera unidad de falla del sistema.

#### 3.2.2. Reserva nacional

El Ministerio de Industria, Energía y Minería debe determinar un objetivo de potencia firme nacional que debe existir en el país, bajo la forma de una cantidad determinada 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), debe calcular el faltante de potencia firme nacional, para cada mes de un período futuro de seis años. Para calcular dicho faltante se resta del objetivo de potencia firme nacional, el monto de potencia firme localizado en el país, que tenga contratos de suministro o de reserva. Si dicho faltante es positivo, la ADME debe realizar 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 no superior al 65% del costo variable de la primera unidad de falla del sistema.

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.

### **3.2.3. Servicio mensual de garantía de suministro**

Existe un mercado de servicio mensual de garantía de suministro, en el que los participantes compran o venden los apartamientos entre la potencia firme que han vendido y la potencia que han puesto a disposición o consumido realmente cada mes. Los consumidores y distribuidores compran en ese servicio el faltante de potencia firme entre sus requerimientos y la que hayan contratado en contratos de suministro, y la cuota parte reserva anual o reserva nacional. El monto total de ese faltante es determinado por el DNC.

Los generadores venden en ese servicio el excedente de su potencia firme disponible y la que haya sido comprometida en contratos. Para ellos debe tener lugar mensualmente una licitación donde los generadores ofertan precios por sus excedentes, hasta completar el faltante. El precio resulta el de la última oferta aceptada, siempre que no exceda el precio de referencia de la potencia.

### **3.3. Importación y Exportación**

El marco regulatorio de Uruguay prevé la realización de comercio spot y de contratos con los países vecinos. Si bien el Reglamento de Mercado determina procedimientos para el comercio internacional, establece que también tendrán preeminencia sobre los mismos, los resultados de los acuerdos internacionales con los países interconectados.

A través de la interconexión con Argentina, existen contratos de importación de energía desde ese país que se enmarcan en acuerdos bilaterales entre los dos países.

Existe también comercio de energía ocasional entre ambos países, realizado bajo distintas modalidades acordadas por las partes. La más empleada es la llamada sustitución, por la que se intercambia a la semisuma del costo variable del país exportador y el costo variable evitado del país importador. En la situación actual, el aprovechamiento de las oportunidades de comercio es sólo parcial, y es posible la realización de acuerdos adicionales para mejorar el régimen de comercio spot.

Por la interconexión con Brasil, de 70 MW por Rivera-Livramento, UTE ha realizado importaciones de energía. Las autoridades de Brasil dispusieron que bajo un principio de libre acceso a la convertidora, tuvieran lugar licitaciones para determinar qué comercializador vendería a UTE energía interrumpible, convocable por UTE a su voluntad, por períodos de seis meses.

### **3.4. Mercado por servicios complementarios**

El Reglamento de Mercado establece diversos mercados por servicios complementarios, que no se encuentran operativos. Los servicios previstos son: control de tensión, reserva operativa (regulación de frecuencia y reserva rotante), reserva fría, seguimiento de demanda y administración de restricciones del transporte.

## **4. Suficiencia en el suministro**

En la actualidad el sistema de generación de Uruguay enfrenta una situación de escasez de potencia firme instalada.

El sistema uruguayo está fuertemente interconectado con el Argentino mediante dos líneas de 500 kV, capaces de transportar del orden de 2000 MW, es decir una potencia superior a la demanda máxima de Uruguay.

La situación excedentaria de potencia instalada de Argentina, permitió hasta el año 2004 disponer de más de 300 MW de contratos de importación desde ese país, que proporcionaban a Uruguay potencia firme y la opción a la compra de energía.

A partir de marzo de 2004, como consecuencia de las dificultades de abastecimiento de gas en Argentina, la disponibilidad de contratos de importación desde ese país, se redujo a 150 MW. Se mantuvieron algunas importaciones spot desde Argentina y se realizan en la actualidad importaciones interrumpibles desde Brasil a través de una pequeña interconexión de 70 MW de potencia.

La sequía que se produjo durante 2004 y principios de 2005, agravó la situación de abastecimiento,



llegándose en marzo de 2005 a solicitar a la población el inicio de ahorros voluntarios de consumo.

Si bien la sequía anterior parece terminada, la empresa estatal UTE, con el acuerdo del Poder Ejecutivo, está desarrollando una licitación para la

compra inmediata de 200 MW de centrales térmicas, cuya entrada debería tener lugar antes del invierno de 2006. Estas centrales de emergencia tienen por objeto cubrir el déficit de potencia firme creado por la limitación en las importaciones, y la no ejecución hasta el presente de otro proyecto mayor de ciclo combinado de alrededor de 400 MW.



## 11 VENEZUELA

*Redacción del informe a cargo de CIER con base en el informe del Ing. Fidel Pérez Morgade, CVG  
Electrificación del Caroní, CA (EDELCA) - Venezuela*

### 1. Organización de la Industria Eléctrica

El Sector Eléctrico Venezolano está formado principalmente por monopolios estatales con alto grado de integración vertical. El Sistema Interconectado Nacional está operado y es propiedad de cuatro grandes compañías: C.V.G. EDELCA, CADAPE, ENELVEN y ELECAR. La empresa pública C.V.G. EDELCA genera aproximadamente el 72 % de la energía eléctrica producida en el sistema interconectado, posee el 63 % de la capacidad instalada total y suministra electricidad a las industrias electrointensivas de Guayana.

La empresa CADAPE es un monopolio estatal con generación, transmisión y cinco filiales distribuidoras (ELEORIENTE, ELEOCCIDENTE, ELECENRO, CADELA y SEMDA) que cubren una gran parte del país. CADAPE, la mayor empresa de distribución de electricidad con el 52 % del total de clientes, compra a C.V.G. EDELCA, el 75 % de la energía que requiere para atender su mercado. ENELVEN / ENELCO, estatizada en el año 1976 atiende, en la Ciudad de Maracaibo y la Costa Oriental del Lago, a un 11% del total de clientes.

A pesar de la predominancia estatal, el Sector Eléctrico Venezolano ostenta una tradición importante de participación privada. Las compañías privadas de distribución poseen el 12% de la capacidad de generación del sistema, la cual sufre el 75% de sus requerimientos. En Caracas, la empresa privada ELECAR genera y distribuye energía desde hace más de un siglo, atendiendo a un 23% del total de clientes.

C.V.G. EDELCA es la empresa estatal a cargo de planificar, desarrollar y operar las plantas hidroeléctricas del Bajo Caroní. Tres centrales - Raúl Leoni (Guri), Caruachi y Macagua - están en funcionamiento y una cuarta, Tocoma, ha iniciado la construcción de las vías de acceso y algunas obras preliminares. Las tres centrales hidroeléctricas que están en operación proporcionaron, en diciembre de 2004, el 72 % de la electricidad que se consumió en el país. Adicionalmente, cuenta en la actualidad con más de 5000 Km. de líneas de transmisión en alta tensión que cubren gran parte del país.

### 1.1. Marco Legal del sector

La Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE), promulgada en diciembre de 2001 establece la separación jurídica para el ejercicio de dos o más de las actividades de generación, transmisión, gestión del sistema, distribución y comercialización. Asimismo, considera que las actividades de generación y comercialización presentan características adecuadas para ser suministradas en un mercado competido, y que el ejercicio de las dos actividades de transporte, transmisión y distribución, está sujeto a concesión. Se establece la prohibición de intermediación de la transmisión en las transacciones de electricidad, otorgando a la distribución el derecho de comercializar potencia y energía eléctrica con sus clientes regulados.

Por otro lado la LOSE estableció plazos para el desarrollo institucional del Sector, a través de la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE), lo cual no se ha realizado, como tampoco la separación Jurídica de las Empresas. Este retraso, obedece a la intención del Ejecutivo Nacional de promover una reforma de la Ley, que establezca un mecanismo regulado y centralizado de mercado y la no obligatoriedad de separación de las actividades.

En tanto no se establecen nuevas normas definitivas, para la fijación de las tarifas se mantienen en vigencia disposiciones anteriores a la LOSE, contenidas en el Decreto 368, de fecha 27 de julio de 1989, con excepción de lo dispuesto en sus artículos 26, literales "b" y "c", 28,29 y 30, sustituidos por el aun vigente artículo 69 del parcialmente derogado Decreto N° 1.558 de fecha 30 de octubre de 1996).

El artículo 69 del Decreto N° 1.558 de fecha 30 de octubre de 1996 establece que la elaboración, con base en los lineamientos que formularía el Ministerio de Energía y Petróleo (antes Ministerio de Energía y Minas) y la aprobación de los pliegos tarifarios deben hacerse en consideración de los resultados de los estudios de costo del servicio que realizan las empresas eléctricas.

Según la LOSE es el Ministerio de Energía y Minas (ahora Ministerio de Energía y Petróleo), con el apoyo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica



(CNEE) y del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE), el que formulará el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico, el cual tendrá carácter indicativo. En los actuales momentos es el Ministerio de Energía y Petróleo (MEP), junto con su ente tutelado FUNDELEC los encargados de coordinar los Planes Indicativos Nacionales de Expansión de la Generación.

En cuanto a las autorizaciones, está indicado en la LOSE que las empresas que ejerzan la actividad de generación, incluyendo la autogeneración y la cogeneración, así como la de comercialización especializada, requerirán de autorización previa de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Dicha autorización se emitirá a los fines de garantizar el cumplimiento de las normas técnicas de instalación y operación, en el caso de centrales de generación, y de las normas que regulan la actividad, en el caso de comercialización especializada. En los actuales momentos los permisos y autorizaciones son concedidos por el MEP.

Las concesiones para las actividades de Transmisión y Distribución que otorgue el Ministerio de Energía y Petróleo se harán por un lapso máximo de treinta (30) años, contados a partir de la firma del contrato, prorrogable hasta por veinte (20) años. La prórroga deberá ser solicitada con una anticipación a la fecha del vencimiento del término, no menor de tres (3) años ni mayor de cuatro (4). Tres (3) años antes del vencimiento de la concesión, incluida su prórroga si la hubiere, se iniciará un nuevo proceso de licitación para la prestación del servicio.

## 1.2. Administrador del mercado

Según la LOSE el Ejecutivo Nacional constituirá una empresa propiedad de la República para llevar a cabo la gestión del SEN (Sistema Eléctrico Nacional), que se denominará Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE).

Dentro de las funciones previstas para el CNGSE están las siguientes:

- Coordinar y gestionar la operación de los recursos de generación y transmisión puestos a la disposición del Sistema Eléctrico Nacional;
- Solicitar la información necesaria a todos los agentes del servicio eléctrico, de acuerdo con esta Ley y con las normas que, a ese efecto, dicte la Comisión Nacional de Energía Eléctrica;
- Suministrar al Ministerio de Energía y Minas (ahora de Energía y Petróleo) y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica toda la información

que se le solicite dentro del ámbito de su competencia;

- Informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de las situaciones de emergencia, las fallas y los riesgos potenciales, de ámbito regional o nacional, en el Sistema Eléctrico Nacional;
- Formular un Plan de previsión de contingencias, en el que se determinen los riesgos de accidentes e insuficiencias en el servicio;
- En caso de restricciones y emergencias en el Sistema Eléctrico Nacional, dirigir, gestionar y controlar los planes y la operación del restablecimiento de suministro de energía eléctrica;
- Coordinar el uso de las interconexiones internacionales;
- Informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica las violaciones o conductas contrarias a esta Ley y a las normas que regulen la materia;
- Efectuar estudios y análisis de la operación actual y futura del Sistema Eléctrico Nacional e informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica los resultados que sobre los mismos le sean requeridos por ella;
- Autorizar y coordinar los planes de mantenimiento de las instalaciones de generación y de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional;
- Realizar la conciliación de ofertas y demandas de energía para cada período de programación, de acuerdo con los precios que resulten de la comparación de ofertas;
- Liquidar y comunicar los pagos y cobros que deban realizarse por efecto de la participación de los agentes en el Mercado Mayorista de Electricidad y del precio final de la energía resultante del sistema;

Hasta tanto entre en funcionamiento el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico, la operación y el control de las actividades de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional seguirán siendo ejercidas por la organización asociativa establecida en el Contrato de Interconexión, celebrado el primero (1º) de diciembre de mil novecientos ochenta y ocho (1.988) entre las empresas C.V.G. Electrificación del Caroní, C.A. (EDELCA), Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), C.A. La Electricidad de Caracas S.A.C.A. (ELECAR) y C.A. Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN), denominada Oficina de Operación de los Sistemas Eléctricos (OPSIS).



## 2. Funcionamiento actual del Mercado Eléctrico Mayorista

Las transacciones de electricidad en el sistema eléctrico venezolano se dan en un marco con dos tipos de reglas de transacción:

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

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

El equilibrio de oferta y demanda de cada empresa es cubierto por las compras a EDELCA. La generación de Edelca, cubre las pérdidas y la generación no contratada, que es atribuida a las empresas mediante las reglas comerciales del SIN (Sistema Interconectado Nacional).

EDELCA cobra a cada empresa el mismo precio por la energía vendida bajo contrato y la vendida como resultado del balance entre demanda y generación de cada empresa, aún en los casos en que mantener dicho equilibrio supone operar por encima de los valores de producción hidroeléctrica que garantizan el suministro a mediano plazo. Por esta razón no existe un precio que de señales de la eventual escasez de energía en el sistema.

En la actualidad, el precio de la energía y servicios de los contratos libremente negociados con empresas no sigue reglas fijas. Éste puede fijarse en bolívares o dólares. Los mecanismos de ajustes del precio también varían. En el caso del contrato entre EDELCA y SENECA (empresa del Estado Nueva Esparta), hay un factor de ajuste similar al FAP de la Gaceta Oficial (Factor de Ajuste de Precios por inflación y paridad cambiaria), previsto en el Contrato de Concesión de SENECA; mientras que el precio del contrato entre CADAPE y Minera Loma de Níquel se ajusta de acuerdo a la inflación de los Estados Unidos, y en el contrato de EDELCA con ENELVEN no se indica el precio ni el factor de ajuste.

Para la facturación entre empresas en la actualidad se hace uso de las variables medidas, energía (kWh) y kVARh) y capacidad (kW) para establecer el

consumo. El precio de la energía asociada a la capacidad empleada en exceso se factura con un sobrepeso, con respecto al precio de la energía asociada a la capacidad contratada.

Actualmente, en el caso de las transacciones entre empresas eléctricas, la Gaceta Oficial sólo publica el precio de la energía (kWh) tanto para las ventas de electricidad entre empresas, como para el cargo por el servicio de transporte de energía prestado por CADAPE.

Las empresas, con excepción de EDELCA, no tienen obligación de ofertar sus excedentes al sistema, sino que la obligación del generador se limita al suministro de sus clientes directos.

La oferta de la autogeneración privada, aún cuando comercializa con empresas de servicio eléctrico, opera sus instalaciones libremente sin necesidad de comunicar al operador del sistema nacional información alguna sobre capacidad instalada o sincronizada ni cuantía de las entregas pautadas.

Existen tarifas y contratos para servicios de transporte de energía, mediante convenios del tipo "wheeling".

En el despacho OPSIS incorpora cierta representación del valor económico del combustible pero no usa el precio pagado por los generadores. Su busca mantener una estrategia operativa para favorecer el consumo de residual ante el destilado. El despacho se realiza de modo que todos los excedentes térmicos deben ser empleados cuando el sistema está operando fuera de la zona de optimización hidrotérmica.

## 3. Funcionamiento del mercado previsto por la LOSE para los generadores

### 3.1. Remuneración de la energía

#### 3.1.1. Mercado spot

Según la LOSE la remuneración de la actividad de generación debería desarrollarse en el contexto del Mercado de Mayorista bajo un régimen de competencia con base en un sistema de ofertas de generación, cuyas normas de funcionamiento debe dictar la CNEE y que debería incluir transacciones que resulten de la conciliación de la demanda y el sistema de ofertas de generación, para cada período de programación, es decir un mercado spot.





### **3.1.2. Transacciones bilaterales**

La definición de las normas para estas transacciones en el marco de la LOSE será hecha por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a través de los reglamentos.

Actualmente existen transacciones bilaterales físicas con grandes consumidores industriales, cuyas condiciones de servicio y precios son pactadas libremente entre las partes.

### **3.2. Remuneración de la potencia**

La LOSE prevé que se remunere la garantía de potencia que cada unidad de generación preste efectivamente al sistema, en forma independiente de la energía, y que las normas y la forma de valoración sean objeto de reglamentación por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

En la actualidad sólo se establecen precios por energía.

### **3.3. Mercado por servicios complementarios**

La LOSE prevé que se valoren los servicios complementarios, con normas y forma de valoración a ser determinados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Actualmente no se paga por estos servicios.

## **4. Suficiencia en el suministro. Impacto de las importaciones**

Los intercambios internacionales de electricidad en alta tensión están sujetos a la opinión favorable del Ministerio de Energía y Petróleo, así como de las instituciones pertinentes del Poder Nacional. Estos intercambios no deben desmejorar la calidad y la continuidad del servicio, ni incrementar el precio de la energía o de la potencia eléctrica en el mercado nacional.

Las condiciones y precios de los intercambios internacionales se establecen en Contratos bilaterales entre las empresas involucradas.



## COLOMBIA - ANEXO - Propuesta de alternativa para la remuneración de potencia realizada por la CREG

Hacia mediados del 2004, la CREG puso a consideración de los agentes del mercado una propuesta de remuneración de potencia, que la ha llamado Cargo por Confiabilidad, previendo que la vigencia del cargo por capacidad finaliza en diciembre de 2006. Ya la CREG, anteriormente había manifestado su interés en sustituir el actual cargo por un esquema de mercado, para garantizar la disponibilidad de una oferta eficiente de energía eléctrica en el largo plazo. La propuesta de Cargo por Confiabilidad es la siguiente:

La propuesta mantiene el supuesto que el sistema requiere una señal de largo plazo para estabilizar el flujo de fondos de los proyectos de generación requeridos por el SIN para atender necesidades de **energía y potencia**.

La propuesta se basa en un modelo que, bajo ciertos supuestos, muestra como el agente generador para efectos de remuneración de Cargo por Confiabilidad, debe valorar sus ingresos en el mercado de corto plazo, en función de la evolución de la hidrología y de su nivel de contratación. El mecanismo mostrado se basa en remunerar la energía firme, a través de una simulación, y la potencia firme, por medio de una subasta, como se explica a continuación.

### 1. Remuneración de energía firme

Esta componente del Cargo por Confiabilidad se hace a través de un método administrado, haciendo una simulación del sistema con base en información entregada por los mismos generadores.

La simulación considera condiciones de hidrología crítica (determinística) definida por el regulador, restricciones de suministro y transporte de combustibles y utilización de combustibles sustitutos bajo un escenario de demanda alta, definido por la UPME para un horizonte de 2 años.

La optimización del sistema se hace considerando curvas de precios entregadas por cada agente para sus plantas de generación. La curva de precios para hidroeléctricas es una función exponencial decreciente, que relaciona precio con nivel del embalse. Para los generadores térmicos, éstos entregan un solo precio para cada mes.

La CREG propone que dichas curvas de precio sean a su vez techos para las ofertas que se hacen en la Bolsa de Energía.

El CND o la CREG realiza el proceso de optimización donde se determinará la energía aportada al SIN por cada uno de los recursos. Para remunerar el verano comprendido entre diciembre del año T y abril del año T+1, se entrega la información en noviembre del año T y en ese mismo mes se hace la corrida. Sin embargo, se utiliza la asignación que haga el modelo para el periodo entre diciembre de T+1 y abril de T+2, es decir se utiliza la demanda proyectada para el verano siguiente al cual se está remunerando, sin tener en cuenta la expansión esperada para este periodo.

La tarifa unitaria para remunerar el concepto de Energía Firme no ha sido definida por la CREG. No obstante, ha indicado que estará basada en la valoración del costo por kW instalado de una unidad térmica de ciclo simple de 150 MW valorada en un período de vida de 25 años, con una tasa de retorno que considere los costos financieros básicos y el riesgo país.

### 2. Remuneración de Potencia firme

Esta componente del Cargo por Confiabilidad se hace a través de un método de mercado, utilizando un mecanismo de subasta de potencia disponible para las 4 horas de demanda de punta (18:00 a 21:59 horas).

Cada generador oferta una prima en la subasta. El precio de la Potencia Firme es el valor de la prima marginal resultante de un ordenamiento por orden de mérito. La potencia a remunerar será la diferencia entre la demanda máxima de potencia definida por la UPME y la potencia equivalente del sistema asignada a los generadores, mediante el cálculo de la Energía Firme.

### 3. Mercado Secundario

La propuesta de la CREG contempla la creación de un mercado secundario de cargo por confiabilidad.

Los generadores que incumplan sus requerimientos de disponibilidad, deberán comprar sus déficit en dicho mercado. Podrán ofertar en el mercado secundario los generadores que tengan una



disponibilidad superior a los compromisos por Energía Firme más Potencia Firme.

#### **4. Comentarios a la propuesta de Cargo por Confiabilidad**

La propuesta de Cargo por Confiabilidad de la CREG ha sido objeto de múltiples críticas, no solo de los generadores existentes, sino también de los expertos Frank Wolak (Universidad de Stanford) y Peter Nance (Technekon Energy Risk Advisors, TERA) que fueron contratados para su revisión.

Los comentarios de estos expertos más importantes a la propuesta de la CREG son las siguientes:

- La metodología no promueve con claridad la provisión de confiabilidad y da lugar a volatilidad en el costo del servicio, por efectos del diseño de la subasta de potencia en la componente de potencia firme. La metodología para valorar la energía firme posee varias de las falencias con las que cuenta la metodología actual, en especial aquella de no definir explícitamente el producto por el cual están pagando los consumidores.
- En la componente administrada del cargo (energía firme) se introduce una propuesta de precios techo para oferta en bolsa definidos a partir de la curva de precios de oferta. Para los expertos no es claro su objetivo.
- El mecanismo propuesto daría lugar a comportamientos estratégicos de los generadores para definir sus curvas de precios, que podrían estar alejados de la realidad misma en que opera el mercado.
- La propuesta no cumple su objetivo de ser un instrumento de manejo de riesgo financiero para los generadores.
- Al modelo actual se le imputa el defecto de ser complicado y de no representar el funcionamiento real del sistema. La CREG esperaba que con el Cargo por Confiabilidad se resolviera dicho

problema, al dejar que los mismos generadores definieran los costos de oportunidad o de operación. En lugar de simplificar el problema, la propuesta da lugar a inconvenientes de irreproducibilidad, de comportamientos estratégicos, de interferencia con la formación del precio horario de bolsa y de dificultades matemáticas de solución de la metodología de energía firme.

En vista de todos estos problemas, los expertos han propuesto enfoques en métodos de mercado y no en métodos administrados. Adicionalmente, se deberá concentrar en dar respuesta al producto que realmente valoran los usuarios y es contar con energía firme para todo instante.

El desafío será encontrar una metodología que brinde la seguridad de suministro sobre una base de largo plazo, considerando la ciclicidad hidrológica del sistema eléctrico colombiano y los tiempos de respuesta que se requieren para emprender nuevos proyectos de generación.

Se espera que durante 2005 se trabaje en Colombia en la elaboración de una nueva propuesta que reemplace el esquema administrado actual de Cargo por Capacidad.

La tendencia es hacia la suscripción de contratos forward y opciones de largo plazo (superiores a 3 años), con obligatoriedad por parte de la demanda a suscribir los mismos y evitar problemas de free-riding. Los generadores por su parte, estarán sometidos a subastas en las que ofrecerán los productos estándar que se diseñen para tal fin.

Adicionalmente, se tiene propuesto que se instaure un período de transición, durante el cual se desmontaría gradualmente el mecanismo de cargo administrado. Este proceso podría tomar unos 5 años y se complementaría con un sistema de penalidad para el caso en que un generador no declare en la Bolsa de Energía una disponibilidad superior o igual a su CRT o no la adquiera en un mercado secundario creado específicamente para este objetivo.



## Área Corporativa - Regulación del Sector Eléctrico

---

### **Actividades realizadas**

- **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 (GETA).
- **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 todo 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.



**COMISION DE INTEGRACION  
ENERGETICA REGIONAL**

Br. Artigas 1040, 11300 Montevideo - Uruguay  
[www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)