



EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO
V Seminário Internacional do Setor de Energia Elétrica:
Integração com Energia Renovável

Alejandro Gutiérrez Gómez
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
Agosto de 2010

Resumen

Colombia es un país con 44 millones de habitantes, con una cobertura superior al 95% y aproximadamente nueve (9) millones de suscriptores¹ del servicio de energía eléctrica (entre usuarios residenciales, comerciales e industriales). La capacidad instalada es de aproximadamente 13.5 GW, compuesta un 63% de generación hidroeléctrica, 32% termoeléctrica y un 4.6% entre generación de plantas menores de 20 MW de capacidad y cogeneradores. En su esquema institucional resalta el hecho de que las funciones de supervisión y regulación se encuentran separadas, existiendo también un órgano encargado de acordar los aspectos técnicos de la Operación, conformado por los agentes del mercado. La expansión de la transmisión² se realiza a través de convocatorias públicas realizadas por el Ministerio de Minas y Energía; en niveles de tensión inferiores a 220 kV (distribución) es realizada por los distribuidores. Cuenta además con un operador y administrador de mercado, encargado de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación del sistema interconectado y de la liquidación de los intercambios resultantes del mercado de corto plazo (bolsa de energía).

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

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

¹ Un suscriptor representa una instalación o acometida del servicio; no un habitante.

² Tensiones mayores a 220 kV

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

En la comercialización minorista de la electricidad en Colombia se distinguen dos tipos de usuarios: los usuarios regulados, cuya tarifa está determinada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – y los usuarios no regulados, quienes pueden adquirir la energía a precios acordados libremente con el comercializador de energía de su elección. Se clasifican dentro de esta última categoría aquellos consumidores que presentan una demanda máxima superior a 0.1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh.

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

Contenido

Resumen	2
1 Introducción	5
2 El Sector Eléctrico en cifras	5
3 Estructura institucional del Sector.....	7
4 El Mercado de Electricidad en Colombia	9
4.1 Participantes del mercado.....	10
4.2 Funcionamiento del mercado	11
4.2.1 El Despacho Económico.....	11
4.2.2 El Despacho Ideal.....	13
4.2.3 Liquidación de energía en bolsa	14
4.2.4 Liquidación del costo de las restricciones de red.....	16
4.2.5 El Cargo por Confiabilidad.....	16
4.2.6 Las Transacciones Internacionales de Electricidad con Ecuador	18
4.2.7 Remuneración de la transmisión y la distribución.....	19
4.2.8 Esquema de garantías.....	19
4.2.9 La tarifa al usuario final.....	20
5 El futuro del mercado.....	21

1 Introducción

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

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

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

2 El Sector Eléctrico en cifras

Colombia es un país con 44 millones de habitantes, con una cobertura superior al 95% y aproximadamente nueve (9) millones de suscriptores^{3,4} del servicio de energía eléctrica (entre usuarios residenciales, comerciales e industriales). Cuenta con una extensión de 1.141.748 m². A 31 de diciembre de 2009, contaba con una capacidad efectiva neta de 13.495.8 MW, compuesta por 8.525 MW de generación hidroeléctrica, 4.362 MW de generación termoeléctrica, 573.8 MW de generación de recursos con capacidad menor que 20 MW (hidroeléctrica, termoeléctrica y eólica) y 35 MW de cogeneración⁵.

³ Un suscriptor representa una instalación o acometida del servicio; no un habitante.

⁴ Fuente: www.asocodis.com.co

⁵ Fuente: XM

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

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

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

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

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

Fuente: XM

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

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

3 Estructura institucional del Sector

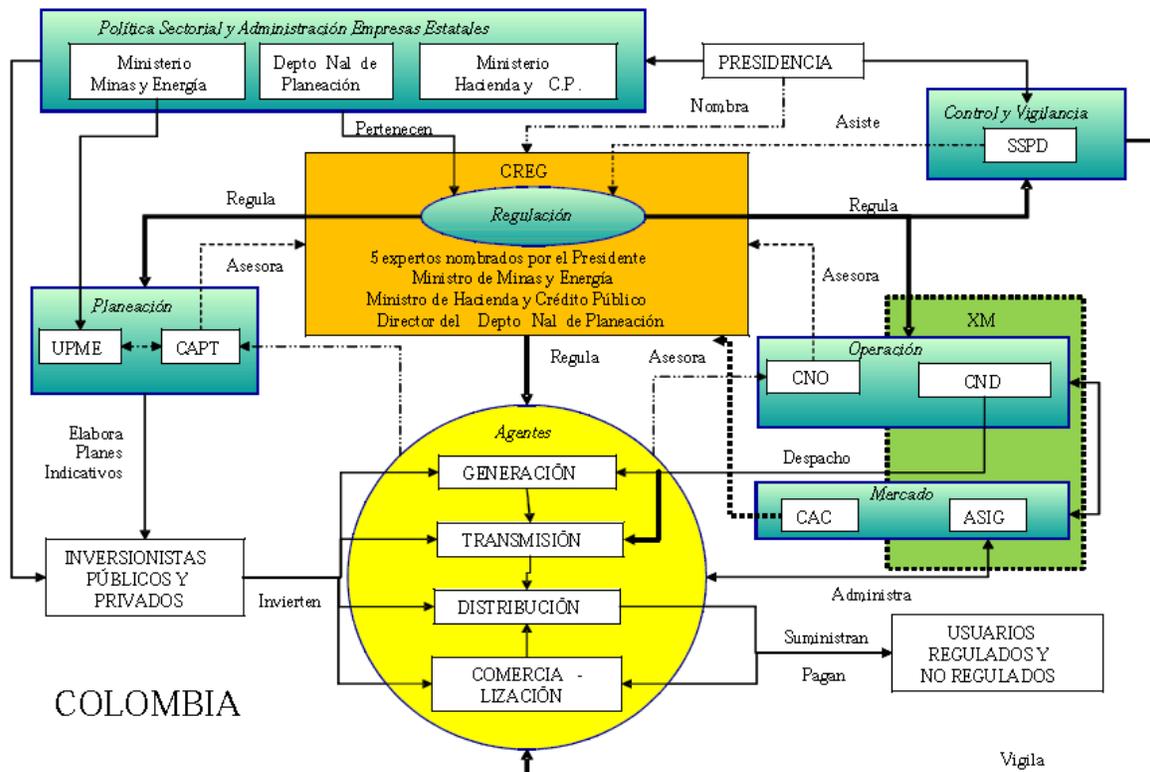


Figura 1. Esquema institucional del Sector Eléctrico Colombiano
Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas. www.creg.gov.co

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

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

La planeación de la expansión está a cargo del Estado a través de la Unidad de Planeamiento Minero Energético, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Esta entidad se apoya en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión⁷, el

⁷ “El Ministerio de Minas y Energía contará con un cuerpo consultivo permanente, conformado por representantes de las empresas del sector energético, del orden nacional y regional y de los usuarios, que deberá conceptuar previamente a la adopción de los Planes, Programas y de Proyectos de desarrollo de cada subsector y proponer

cual está conformado por representantes de los grandes consumidores y de las empresas de generación, comercialización, transmisión y distribución. La expansión de la Transmisión se realiza mediante un mecanismo de convocatorias, basado en el Plan de Expansión de Referencia, proceso que es llevado a cabo por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME -.

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

Las personas prestadoras de servicios públicos y aquellas que, en general, realicen actividades que las haga sujeto de aplicación de la Ley de servicios públicos (Ley 143 de 1994), están sujetos al control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos. Esta entidad es la encargada de vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos. En cuanto a la vigilancia de prácticas que atenten contra la competencia, la función la ejerce la Superintendencia de Industria y Comercio.

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

las acciones pertinentes para garantizar que éstos se realicen de acuerdo con lo establecido en el Plan Energético Nacional. Facúltase al Gobierno Nacional para establecer el número y los mecanismos de selección de los representantes de los usuarios.” (Art. 17, Ley 143/94)

⁸ Art. 36, Ley 143 de 1994

⁹ Art. 36, Ley 143 de 1994

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

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

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

4 El Mercado de Electricidad en Colombia

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

- En el mercado de corto plazo los agentes generadores diariamente y con resolución horaria realizan ofertas de precio por la disponibilidad de energía puesta a disposición del sistema. La demanda, representada por los agentes comercializadores, es tomadora de precios con respecto al precio de corto plazo de la energía (Precio de Bolsa), el cual es un único precio para todo el sistema en cada hora del día, determinado con base en un despacho (Despacho Ideal) que es realizado a través de un proceso de optimización acoplado, en el cual se minimizan los precios de oferta de todas las plantas y los precios de arranque de las plantas térmicas, sin considerar las restricciones de la red de transporte, pero considerando las características técnicas de los recursos de generación.
- En el mercado de largo plazo, los agentes comercializadores y generadores suscriben contratos de compra-venta de energía, los cuales registran ante el

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC-, para que éste determine hora a hora sus transacciones en el mercado de corto plazo – Bolsa de Energía -, las cuales corresponden a la diferencia entre sus obligaciones de compra (y/o de atención de la demanda, en el caso de los comercializadores) y de venta (y/o de entrega de energía en el caso de los generadores), valoradas al precio de mercado (Precio de Bolsa). La facturación y recaudo de de las transacciones de los contratos de largo plazo es responsabilidad de las partes y el registro de los contratos en el ASIC no implica el recaudo de los dineros transados mediante los mismos.

- En la comercialización minorista de la electricidad en Colombia se distinguen dos tipos de usuarios: los usuarios regulados, cuya tarifa está determinada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – y los usuarios no regulados, quienes pueden adquirir la energía a precios acordados libremente con el comercializador de energía de su elección. Se clasifican dentro de esta última categoría aquellos consumidores que presentan una demanda máxima superior a 0.1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh.

4.1 Participantes del mercado

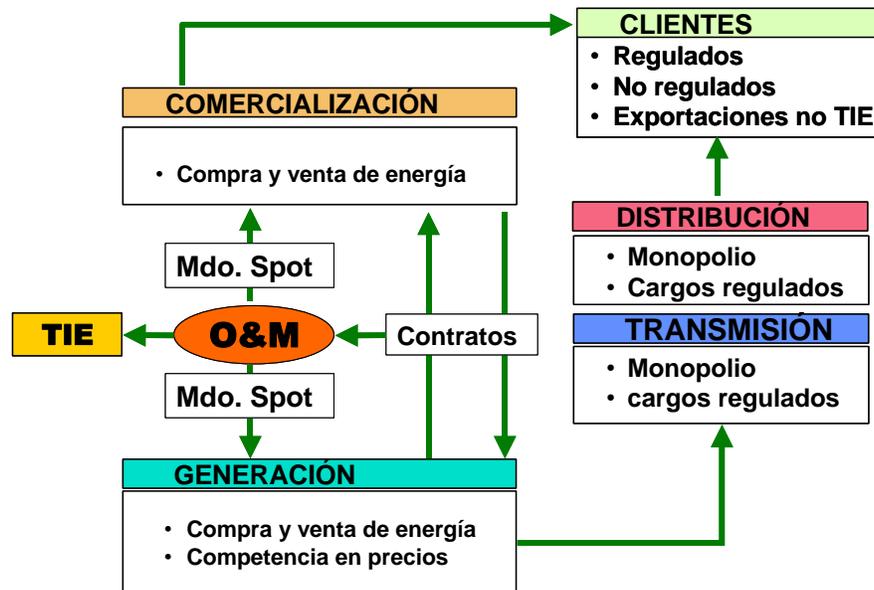


Figura 2. Estructura del mercado colombiano

En el Mercado de Energía Mayorista colombiano, los sectores en competencia son la Generación y la Comercialización, siendo los primeros, como ya se expresó arriba, quienes realizan ofertas de precio diario por la energía puesta a disposición del

sistema. Los comercializadores son tomadores de precio por la energía comprada en la bolsa (diferencia entre las cantidades contratadas y sus consumos).

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

Es de anotar que la expansión al nivel del Sistema de Transmisión Nacional (tensiones superiores a 220 kV) es realizada por la Unidad de Planeación Minero Energética, a través de un mecanismo de convocatorias públicas y al cual, los Transportadores nacionales e internacionales concurren libremente para competir por la construcción de nueva infraestructura.

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

4.2 Funcionamiento del mercado

4.2.1 El Despacho Económico

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

Este despacho es denominado Despacho Económico y es obtenido mediante un proceso de optimización con un horizonte de 24 horas, teniendo en cuenta en el

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

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

proceso, el costo de arranque y parada, el cual es también declarado por los agentes generadores trimestralmente. El despacho económico es modificado a través de un redespacho horario en el día de operación.

El modelo empleado para realizar este despacho es el siguiente¹²:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (Pof_{it} \times Q_{it}) + Par_{it}$$

Sujeto a:

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

Características Técnicas

Restricciones Eléctricas y soporte de tensión

Restricciones Operativas

donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

Pof Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

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

Q Generación

D demanda

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

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (Pof_{it} \times D_{AGC_{it}}) + Par_{it}$$

Sujeto a:

$$R_{AGC_t} \leq \sum_i D_{AGC_{it}}$$

¹² Resolución CREG 051 de 2009

¹³ Resolución CREG 051 de 2009

Restricciones Operativas

donde:

i Indexa a los generadores

t Indexa las Horas del Día

Pof Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

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

D_{AGC} Holgura para regulación secundaria de frecuencia

R_{AGC} Reserva de regulación requerida

4.2.2 El Despacho Ideal

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

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

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

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (Pof_i \times Q_{it}) + Par_i$$

Sujeto a estas restricciones:

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

Características Técnicas

donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

¹⁴ Resolución CREG 011 de 2010

Q Generación

Pof Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

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

D Demanda

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

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

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

Es de anotar que el Precio de Bolsa tiene incluidos el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad y el valor de Gravamen con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI -¹⁹.

4.2.3 Liquidación de energía en bolsa

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

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

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

¹⁷ Demanda Total Doméstica más Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado

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

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

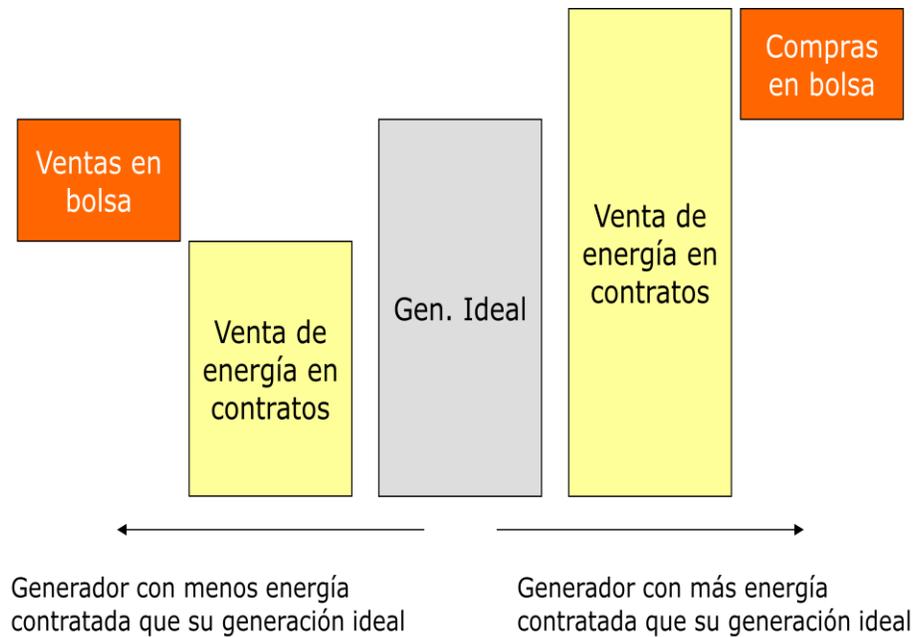


Figura 3. Compras en bolsa de Generadores

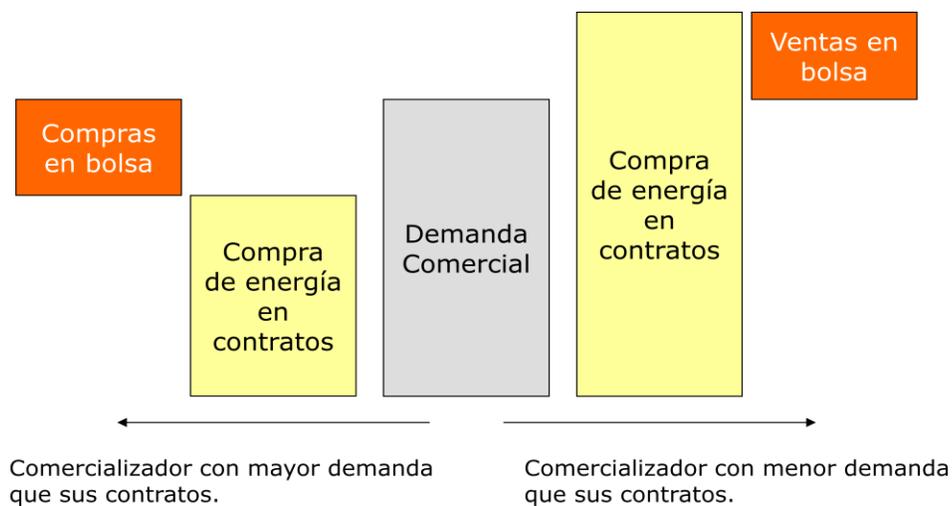


Figura 4. Compras en bolsa de Comercializadores

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

4.2.4 Liquidación del costo de las restricciones de red

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

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

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

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

4.2.5 El Cargo por Confiabilidad

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

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

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

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

²³ Resolución CREG 064 de 2000

bolsa se incrementan y la confiabilidad de la atención de la demanda se hace más difícil, debido a la disminución de los aportes hídricos.

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

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

Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

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

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

²⁴ Resolución CREG 116 de 1996.

²⁵ Implementado mediante Resolución CREG 071 de 2006

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

4.2.6 Las Transacciones Internacionales de Electricidad con Ecuador²⁷

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

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

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

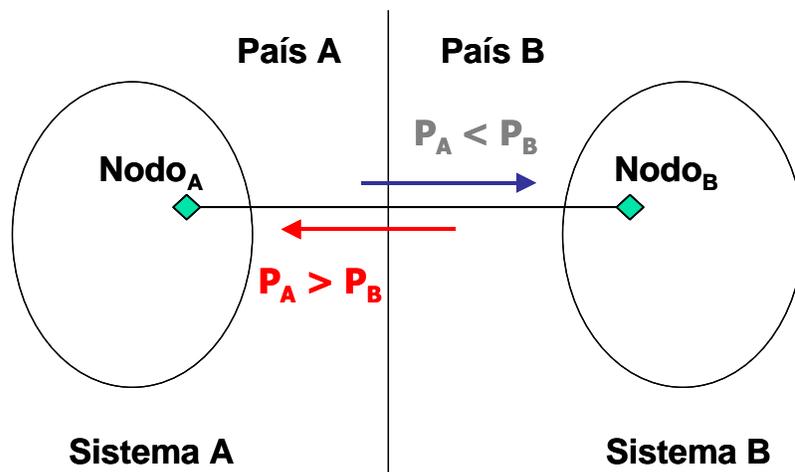


Figura 5. Determinación de la dirección de la transferencia.
El flujo va desde el país con más bajo precio al de mayor precio.

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

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

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

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

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

4.2.7 Remuneración de la transmisión y la distribución

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

La actividad de Distribución, a su vez, presenta un esquema de Ingreso Máximo para el nivel de tensión 4^{30} y de cargos máximos para los niveles de tensión inferiores. La demanda paga entonces cargos estampilla de acuerdo con su nivel de consumo y el nivel de tensión al cual se encuentre conectada su instalación.

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

4.2.8 Esquema de garantías

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

³⁰ Tensiones mayores a 57.5 kV y menores a 220 kV

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

prepagos mensuales o semanales, la regulación prevé la forma de cálculo de los mismos, a ser determinados por XM S.A. E.S.P.

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

4.2.9 La tarifa al usuario final

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

Una componente variable así:

$$CUv = G + T + D + Cv + PR + R$$

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

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

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

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

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

³³ Resolución CREG 119 de 2007

5 El futuro del mercado

Los agentes participantes del mercado eléctrico experimentan riesgos derivados de la naturaleza misma de las operaciones en el mismo. Es así como se ven enfrentados a la volatilidad del precio de bolsa (la cual es diez veces mayor a la de los contratos de largo plazo) y a riesgos exógenos, tales como los cambios en la tasa de cambio, los impuestos, riesgo de crédito, cambios en la normatividad y a nuevos desarrollos tecnológicos, entre otros.

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

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

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

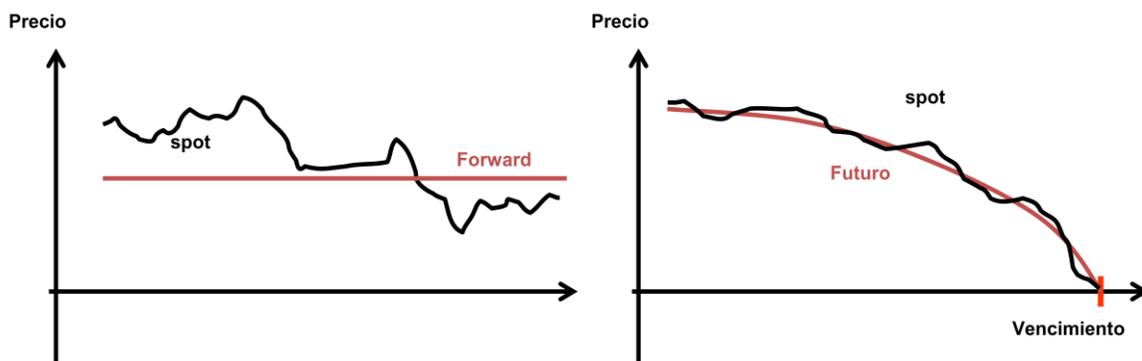


Figura 6. Comparación teórica entre el comportamiento del precio del contrato forward y el precio del contrato de futuro vs el precio *spot* (precio de bolsa)

En Colombia, el nuevo mercado de derivados estandarizados sobre *commodities* energéticos administrado por DERIVEX S.A., el cual se espera que se encuentre ya funcionando antes de finalizar el año 2010, completará, en conjunto con el mercado derivado financiero de la Bolsa de Valores de Colombia y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia – CRCC, la cadena de valor para que los agentes de los mercados de estos *commodities* cuenten con instrumentos de gestión del riesgo de mercado, y los inversionistas cuenten con instrumentos que les permiten optimizar y diversificar sus portafolios. Todo ello contribuye a facilitar la formación de precios justos y al desarrollo sinérgico de los mercados energéticos y de capitales.³⁴

Conclusiones

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

Referencias

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

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

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

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

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

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

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