

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 42 – 2009

DISCUSIÓN DE LA PROPUESTA DEL MERCADO ORGANIZADO PARA LA DEMANDA REGULADA – MOR

Preparado por:

**Argemiro Aguilar Díaz
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Septiembre 30 de 2009

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	DISCUSIÓN DE LA PROPUESTA DEL MERCADO ORGANIZADO PARA LA DEMANDA REGULADA – MOR	2
2.1	PROBLEMAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS	2
2.2	DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA MOR	4
2.2.1	<i>Objetivos del MOR</i>	4
2.2.2	<i>Estructura</i>	4
2.3	COMENTARIOS A LA PROPUESTA	7
2.4	ALGUNOS REFERENTES INTERNACIONALES	10
2.5	LINEAMIENTOS PARA EL DISEÑO DE UN MERCADO ORGANIZADO DE CONTRATOS DE ENERGÍA PRESENTADOS POR WOLAK	12
2.6	CONCLUSIONES	15
3	RESPUESTA A COMENTARIOS DE EPM AL INFORME NO 39	16
3.1	COMENTARIOS DE EPM AL INFORME 39 DEL CSMEM	16
3.2	RESPUESTA DEL CSMEM	17
4	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	19
4.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	19
4.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	19
4.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	19
4.1.3	<i>Nivel de los Embalses</i>	20
4.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	20
4.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	20
4.2.2	<i>Evolución del Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	21
4.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	22
4.2.4	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural</i>	23
4.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	24
4.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	25
4.3.1	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	26
4.3.2	<i>Índice de Lerner</i>	27
4.3.3	<i>Índice Residual de Suministro</i>	28
4.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	28
4.4.1	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	28
4.4.2	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	29
4.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	31
4.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	31
4.6	MERCADO DE CONTRATOS	31
4.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa</i>	31
4.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	32
4.7.1	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	32
4.7.2	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	33

Resumen Ejecutivo

El mercado de contratos bilaterales en Colombia, como ha sido suficientemente documentado, presenta una serie de distorsiones y asimetrías entre agentes que permiten concluir que los equilibrios de precios y la neutralidad se alejan de lo que generaría un mercado en competencia perfecta. Los precios que enfrenta el sector regulado son sistemáticamente mayores a los del no regulado, el mercado está segmentado geográficamente, no todos los compradores tienen la misma concurrencia de ofertas y se presentan los problemas típicos del *pass-through* en un ambiente de integración vertical.

Para corregir esta situación, la CREG ha venido trabajando en el diseño de un mercado organizado de contratos de energía de largo plazo, en el cual los compradores que atienden el mercado regulado concurren obligatoriamente y los usuarios no regulados y los oferentes de energía participan en forma voluntaria. Se trata de un mercado de contratos estandarizados, donde el precio se determina en una subasta de reloj descendente y todos los contratos se enfrentan al mismo precio. Este precio determina el *pass-through* lo que da transparencia y simplifica la regulación minorista. La propuesta de la CREG es robusta y siguió una metodología sólida, con análisis cuantitativos para soportar cada una de las decisiones en el diseño del mercado organizado.

No obstante lo anterior, los agentes han expresado una serie de preocupaciones por algunas de las características del modelo propuesto por la CREG. En particular, el papel de la Comisión definiendo la demanda, porque puede tener incidencias en el nivel de precio e involucra a la instancia reguladora en el desempeño del mercado. También señalan la necesidad de transar contratos a más largo plazo para crear una ventana de tiempo, en la cual potenciales oferentes participen en el mercado de contratos con base en recursos de generación nuevos. Además preocupa entre otros aspectos, el manejo solidario de los problemas de riesgo de contraparte en la medida en que crea problemas de riesgo moral.

Wolak en el análisis reciente del mercado mayorista colombiano, plantea una serie de modificaciones al MOR que conviene sean consideradas por la CREG, con el fin de retomar el impulso en la implementación del mercado organizado de contratos. Entre los aspectos más relevantes de la propuesta de Wolak, está la participación voluntaria de todos los compradores incluidos los que atienden demanda regulada, la obligación de los vendedores de participar en el mercado con un porcentaje de su energía comprometida a largo plazo, la ampliación del horizonte del plazo de los contratos

transados, la posibilidad de comprar energía por encima de las necesidades para arbitrar en el mercado secundario y la conformación de una cámara de compensación. Con esta propuesta se aumentaría la elasticidad de la demanda, lo que disminuye el poder de mercado, se evita que la CREG asuma un papel activo en la formación de precios, se fomenta la participación de nuevos generadores que no cuenten aún con plantas, y se evitan los incentivos perversos en el manejo del riesgo de contraparte. El CSMEM considera que el aporte de Wolak es muy valioso y que podría arrojar elementos importantes para que la CREG retome el proceso de implementación del MOR teniendo en cuenta los comentarios de los agentes.

En segundo lugar, en este informe se da respuesta a los comentarios efectuados por EPM sobre el informe No 39 del CSMEM, en relación a la formación de las ofertas de precios de energía en el MEM.

Finalmente, en cuanto al análisis del desempeño del MEM durante el mes de agosto de 2009, con base en indicadores del MEM calculados para tal fin, se destaca lo siguiente: La generación en agosto fue 2.4% superior a la de agosto del 2008, lo que indica algún grado de reactivación en la actividad económica. Se completaron 4 meses de aportes hídricos a los embalses por debajo de la media histórica, este comportamiento se asocia con el fenómeno del Niño y representa una situación muy diferente a la que ha vivido el sector a lo largo de la última década, caracterizada por hidrologías superiores a los promedios históricos. A pesar de los bajos aportes hídricos, el nivel del embalse agregado se mantuvo en valores superiores al 70%.

Los precios de bolsa diarios oscilaron entre \$120/kWh y \$150/kWh; sin embargo, durante los últimos quince días del mes, la volatilidad y el precio de bolsa máximo se incrementaron considerablemente, alcanzando éste último valores de \$250/kWh. Estos valores se dan con niveles relativamente altos de embalse pero en un entorno de expectativas hidrológicas bajas y restricciones severas en el suministro de gas natural. El incremento de la generación térmica ha sido factor determinante en el aumento de estos precios del spot.

Tres agentes del mercado fijaron el precio de bolsa un 88% del tiempo, un nivel muy superior al observado en los meses anteriores. Consecuentemente, es preocupante para el CSMEM, la altísima concentración que resultaría, en caso que un agente como Emgesa o EPM adquiriera a Isagen, convirtiéndose así en un agente pivotal del MEM.

Los precios de ofertas de las plantas hidráulicas superaron los promedios de los meses anteriores que ya constituían valores máximos históricos, mientras que las plantas

térmicas ofertaron en promedio un nivel muy inferior a los meses anteriores. Este comportamiento podría señalar el ejercicio de poder de mercado. En particular, los precios de oferta de las plantas hidráulicas deberían estar acotados en su límite superior por las ofertas en el parque térmico, excepto si enfrentan un embalse por debajo de los mínimos operativos.

De otra parte, en agosto empezó a regir el cambio de ofertas para los generadores térmicos, tal que efectúan sus ofertas de suministro de energía en forma independiente de las de arranque y parada de unidades. Esta situación hizo que las ofertas de suministro de energía de los generadores térmicos tuvieran una reducción considerable; este hecho unido al incremento que ocurrió en los precios de oferta de la generación hidráulica, marcó un cambio importante respecto al comportamiento tradicional de los precios de oferta. Vale la pena mencionar que Wolak en su análisis reciente del MEM, considera inconveniente este cambio de las ofertas térmicas y defiende el esquema definido en la regulación colombiana desde el inicio del MEM.

La función de oferta para rangos bajos de consumo mantuvo un patrón muy similar al de los meses anteriores, con una elasticidad casi perfecta. Este comportamiento puede estar relacionado con la privacidad en la información de ofertas. Cuando la información era pública, los agentes “reducían” el precio del rival para asegurar su despacho, ahora mantienen constante el precio de oferta en los niveles en que para días anteriores, se obtuvo despacho por méritos.

1 Introducción

El presente informe contiene tres partes: a) Discusión de la propuesta del “Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR, b) Respuesta a comentarios de EPM al informe No 39 y, c) Análisis de desempeño del MEM.

a) Discusión de la propuesta del “Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR”

En este informe el CSMEM aborda el tema del mercado organizado de contratos de energía a largo plazo. Se resumen los problemas identificados en el esquema de contratos bilaterales vigente en el país y se muestra que es imprescindible avanzar hacia la implementación de un mercado centralizado y anónimo, que corrija las fuertes distorsiones y asimetrías entre agentes que caracterizan el modelo actual. Se describe la propuesta del MOR que la CREG ha venido estructurando a partir de una metodología rigurosa y apoyada en distintos análisis para soportar sus decisiones. Se busca además resumir algunos de los principales comentarios del sector a la propuesta CREG. Se esboza la historia del desarrollo de los mercados de futuros en Estados Unidos y Europa. Finalmente se sintetizan en pocos puntos las modificaciones a la propuesta del MOR presentadas por el profesor Frank Wolak en su reciente análisis del mercado mayorista en Colombia.

b) Respuesta a Comentarios de EPM al Informe No 39

Se da respuesta a los comentarios efectuados por EPM sobre el informe No 39 del CSMEM.

c) Análisis de Desempeño del MEM

El CSMEM cuenta con alrededor de 60 indicadores diferentes de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista relativos al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales y el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Ahora bien, en este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merezca destacarse.

2 Discusión de la Propuesta del Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR

2.1 Problemas en el Mercado de Contratos

La mayor parte de la energía demandada en Colombia se transa bajo contratos bilaterales de largo plazo a precio fijo. Este es un rasgo positivo del mercado en la medida en que permite a compradores y vendedores disminuir el riesgo asociado a la volatilidad del precio en el spot. Por otra parte, entre mayor sea el volumen de energía comprometida en contratos de largo plazo, menores incentivos tienen los generadores para utilizar el poder de mercado en el spot.

No obstante, el mercado de contratos en Colombia parece poco competitivo y eficiente. En primer lugar, existen diferencias importantes entre los precios que enfrentan el mercado regulado y los usuarios del mercado no regulado que no se pueden explicar por factores tales como diferencias en la curva horaria de carga o el riesgo de crédito, como lo mostró un análisis exhaustivo de la CREG (documento 065 de 2006). En segundo lugar, el mercado de contratos de largo plazo tiene altos costos de transacción porque se negocia un gran número de modalidades contractuales no estandarizadas que exigen esfuerzos en la estructuración, revisión y seguimiento de forma individual a cada contrato. En tercer lugar, no parece un mercado muy eficiente en la medida en que la formación de precios no se asemeja a la de competencia perfecta. Muchas de las convocatorias de los comercializadores para atender su clientela no encuentran oferta suficiente que permita asegurar que el precio efectivamente corresponde a los niveles del mercado. La integración formal o de facto entre generadores y distribuidores introduce las distorsiones en precio propias de sectores integrados verticalmente y complica la regulación para el paso de precios mayoristas a minoristas.

En el informe No 30 del CSMEM, se mostraron algunos aspectos estructurales y coyunturales del mercado de contratos bilaterales que sugieren la urgencia de una reforma:

- **Mercado de vendedores:** La capacidad de generación en el mediano plazo es fija y el grado de exposición a contratos es una variable de optimización de riesgos por parte de los generadores. En contraste, las previsiones de consumos de energía eléctrica hacia el futuro son crecientes. Se crea, en estas circunstancias, una tendencia a que la demanda exceda con márgenes cada vez mayores la oferta de contratos, lo que da un gran poder de

negociación a los vendedores. Los agentes generadores ya cuentan con una base relativamente fija de clientes y no deben competir para buscar nuevos compradores. Los vendedores pueden imponer las condiciones en términos de a quién y a qué precio contratan su energía. Como resultado un número importante de compradores no regulados o comercializadores que atienden el mercado regulado se han quejado de las dificultades para asegurar su energía en el futuro o de los precios a que están expuestos. Detrás de la escalada de precios en el mercado de contratos están sin duda, las perspectivas crecientes de precios en el futuro próximo en el spot, producto de la escasez de gas y la estrechez de oferta prevista para el período 2009 – 2012. Los agentes anticipan los efectos alcistas y no van a comprometer su energía en los próximos años a precios inferiores a los que esperan registrar en el spot.

- **Integración vertical:** La existencia de un mercado de vendedores se agrava si se considera que varias empresas generadoras tienen intereses en sus “asociadas” distribuidoras. Dado que los usuarios regulados son más inelásticos que los no regulados, un ejercicio de optimización de utilidades en un escenario compatible con la segmentación de precios, genera precios mayores para los mercados no regulados, lo que se traduce en rentas y sacrificio de eficiencia asignativa. Este resultado, impone retos al manejo regulatorio del *pass-through* entre precios mayoristas y el retail. Explica, además, porque las convocatorias de los comercializadores integrados tienen una mayor probabilidad de enfrentar competencia de oferta. Finalmente, permite, por lo menos parcialmente, explicar los sistemáticos diferenciales de precios en el mercado de contratos entre la energía dirigida a usuarios regulados y a usuarios no regulados.
- **Segmentación geográfica del mercado:** Un análisis realizado por el CSMEM en el 2007, mostró claramente que el mercado no regulado de contratos se ha segmentado geográficamente. Excepto Isagen, cada generador concentra la casi totalidad de sus clientes en el área geográfica donde está ubicado. Esta estructura, por una parte es causada por el poder de mercado porque en un ambiente competido habría rivalidad por clientes en cualquier región; por otra parte, la segmentación regional acentúa el poder de mercado porque cada generador actúa como un cuasi monopolio en su región a la hora de firmar contratos.

2.2 Descripción de la Propuesta MOR

Ante este diagnóstico, la CREG ha venido trabajando al detalle en el desarrollo de una propuesta para crear un mercado organizado y centralizado de contratos de energía de largo plazo (MOR). En esta dirección contrató a Peter Crampton, autoridad en el diseño de subastas, para establecer los lineamientos que deben regir este mercado¹. De igual forma, expuso una propuesta inicial y analizó y discutió con la industria los diferentes comentarios. A continuación se resumen los principales rasgos de la propuesta del MOR.

2.2.1 Objetivos del MOR

El objetivo central de este sistema es que las ventas de contratos forward de energía se transen a precios similares a los que arrojaría un mercado competido en el cual las señales están basadas en sus fundamentos. Se busca mitigar el poder de mercado y asegurar que los usuarios regulados enfrenten precios de eficiencia. En particular, y de acuerdo con la CREG, los objetivos específicos son:

- Lograr una formación de precios eficientes y bajos costos de transacción.
- Trasladar al usuario final precios competitivos de energía.
- Ofrecer cobertura a las variaciones de los precios de bolsa.
- Promover la igualdad de condiciones para participantes con riesgos similares.
- Eliminar las asimetrías de precios entre el mercado regulado y no regulado.
- Evitar que las empresas integradas verticalmente obtengan márgenes en la compra de energía y se presenten prácticas desleales en la competencia.

2.2.2 Estructura

A continuación se describen las características básicas del sistema propuesto por la CREG.

Producto

Se trata de un producto único estandarizado. Con esto se busca reducir los costos de transacción porque facilita el funcionamiento del mercado y aumenta los volúmenes de oferta y demanda para el instrumento negociado. Un producto único, por otra parte,

¹ Colombia's Forward Energy Market. Peter Crampton, July 2007.

puede sacrificar algún nivel de eficiencia porque no se ajusta a las necesidades específicas de cada comprador y vendedor. No obstante la CREG, sopesando ventajas y debilidades, optó por simplificar el MOR y desarrollarlo en torno a un producto unificado. Se trata de contratos financieros en la medida en que los despachos físicos de energía se siguen rigiendo por las reglas del spot en el MEM.

Se optó porque el producto se fije como un pague lo contratado en el sentido en que el comprador debe cancelar la totalidad del contrato independientemente de la cantidad de energía efectivamente utilizada. La alternativa habría sido estructurar los contratos como un pague lo demandado lo cual habría reducido la exposición al riesgo de los compradores y habría aumentado la de los vendedores. La CREG mostró, soportada en ejercicios de simulación, que el riesgo que asumen los compradores en el esquema de pague lo contratado no es muy alto aun considerando shocks importantes que afecten simultáneamente la demanda y los precios. La modalidad pague lo contratado permite inferir una mayor concurrencia de vendedores y simplifica la administración del mercado.

Se estableció el tamaño del contrato en 1 Mwh-día, un nivel suficientemente alto para reducir el número de transacciones, pero suficientemente bajo para capturar compradores y vendedores que negocian volúmenes bajos de energía. Los contratos para cada día siguen la distribución horaria según las cargas del SIN. Esta alternativa se escogió sobre otras, como por ejemplo transar bloques diferenciales para horas valle y horas pico. Para tomar esta decisión la CREG mostró que los patrones de consumos de la mayoría de usuarios siguen dinámicas muy cercanas a la del agregado y que las desviaciones entre los consumos efectivos y los promedios no ocasionan una carga elevada en esta modalidad contractual.

Subasta

Siguiendo la recomendación del profesor Crampton se propone que el MOR se realice a través de subastas de reloj descendente en las cuales el subastador anuncia los precios de apertura y cierre de cada ronda. El precio único que rige en el futuro, se despeja cuando el exceso de oferta sea menor o igual a 0. Este tipo de subastas se consideran superiores a las de sobre cerrado porque permiten que los participantes adquieran información durante el proceso de la subasta lo que conduce a una mayor eficiencia en la formación de precios. No obstante, si antes de realizar la subasta se detecta insuficiencia de oferta o de competencia, la CREG puede cancelar el proceso o modificar el tipo de subasta (sobre cerrado).

Se contemplan cuatro subastas al año donde se adquiere un $\frac{1}{4}$ de la energía estimada para el año siguiente. Se busca que el precio promedio en el futuro no dependa de manera excesiva de coyunturas como ocurriría comprando toda la energía en una sola subasta. De esta forma, los precios esperados corresponderán a una ponderación de las expectativas de los agentes en diferentes momentos del tiempo. Se estableció un periodo de planeación de un año. Es decir las compras cubren consumos previstos 12 meses hacia el futuro.

La participación de comercializadores que atienden mercados regulados es obligatoria; para los generadores y usuarios no regulados la participación en el MOR es voluntaria. La obligatoriedad de participación de los comercializadores que atienden el mercado regulado busca asegurar un volumen importante de demanda y facilitar la regla de *pass-through* para traducir los precios mayoristas a la tarifa al usuario final. En efecto, si toda la energía destinada a este mercado se adquiere en el MOR, donde concurren en forma anónima compradores y vendedores, entonces se cuenta con un precio de compra único mayorista y se eliminan los problemas para manejar el *pass-through*, incluso en un sector con empresas integradas verticalmente como el colombiano. No se prevé la obligatoriedad para los usuarios no regulados puesto que estos tienen capacidad de negociación y pueden decidir libremente su exposición al riesgo. En el caso de los vendedores es muy difícil hacer obligatoria su participación porque esto implica determinar el grado de exposición al precio de bolsa y en consecuencia imponer exógenamente el riesgo a que se exponen.

Proyección de demanda

La demanda en cada subasta es la suma de dos componentes. La totalidad de la demanda del mercado regulado, estimada por la CREG con base en las proyecciones UPME, y la demanda de los usuarios no regulados obtenida como la agregación de las funciones de demanda (pares precio, cantidad) enviadas por quienes desean participar. Con el fin de dar cierta elasticidad a la curva de demanda, y de esta forma reducir el poder de mercado de los vendedores, la CREG fija un precio máximo (P2) por encima del cual la demanda es cero y un precio de inflexión (P1) por debajo del cual se adquiere la totalidad de la energía demandada (Q*).

Funcionamiento del mercado

El MOR está concebido como un mercado anónimo y centralizado cuyas transacciones se realizan a través del MEM y se liquidan y recaudan en el ASIC. Los derechos y obligaciones de los agentes que participan en el MOR se fijan por regulación. La liquidación de los contratos se hace por diferencias. Es decir, los agentes solo pagan y

reciben la posición neta, una vez cruzadas los derechos y obligaciones de los contratos.

Garantías

Para el MOR se fijó un esquema de garantías similar a la que aplica para participar en el MEM de acuerdo con la resolución CREG 019 de 2006. Contempla, además, la limitación de suministro a aquellos compradores que no hayan honrado los contratos y la cobertura mediante respaldos de demanda. Con el fin de disminuir los costos asociados a las garantías se permite que ésta cubra solo 2 de los 12 meses contratados dado que ante, un evento de default, es posible limitar el suministro. En estos casos la energía contratada por el agente que incumplió se distribuye entre el resto de los compradores. En ese sentido, el MOR opera bajo un mecanismo de socialización de las pérdidas por incumplimiento del pago. La alternativa a este esquema de garantías es constituir o acudir a una cámara de compensación donde los agentes, en sus cuentas de margen, reestablezcan periódicamente su posición frente al mercado. Esta alternativa es más eficiente y limita los problemas de “riesgo moral” inducidos por la “socialización de las pérdidas” pero requiere un andamiaje institucional considerablemente más complejo.

2.3 Comentarios a la Propuesta

En general, existe consenso acerca de la idoneidad del trabajo de la CREG y de la solidez de la propuesta del MOR. Sin embargo, dada la trascendencia de este mercado y su incidencia en la evolución del sector eléctrico colombiano, algunos agentes han realizado comentarios que es importante tener en cuenta antes de implementar definitivamente un mercado centralizado y anónimo de contratos a largo plazo a precio fijo.

Los generadores y comercializadores han estado activos en los espacios de discusión abiertos por la CREG. A continuación se interpretan algunos de los argumentos planteados por estos gremios. En primer lugar, ven con preocupación la vinculación directa del regulador en la definición de la demanda y, en consecuencia, del precio. En general, el regulador se debe limitar a fijar las normas para el funcionamiento del mercado y no a participar activamente en la definición de variables que puedan, de alguna manera, alterar los resultados de la gestión de los agentes. En particular, si se sobreestima la demanda, el precio que arroja el MOR será mayor que el precio de equilibrio obtenido con la demanda efectiva. Una demanda por encima de la real

también incrementa el costo de las garantías. En contraste, subestimar la demanda genera una mayor exposición a la bolsa, acentúa el poder de mercado y puede incidir en mayores precios en el spot. Sugieren que la CREG haga explícita la metodología para definir la demanda y de los parámetros esenciales de la función, como el precio de reserva.

Por otra parte, evidencian los problemas que pueden afectar la eficiencia y transparencia de la subasta si la concurrencia de la oferta es escasa o si se presentan situaciones anticompetitivas. Si bien la CREG establece un tratamiento diferenciado cuando se detectan estos problemas, no está clara la forma de identificarlos ni el procedimiento que se seguiría en estas situaciones.

Proponen que se amplíe el periodo de contratación a dos años para acercarse a la práctica actual en el mercado y para reducir la volatilidad del precio de los contratos. En efecto, en un horizonte de un año es más probable anticipar los niveles de las variables estructurales que inciden en el precio de la energía y, por lo tanto, el precio de los contratos incorporará información de corto plazo. De esta forma, con un horizonte de un año, el mercado de contratos se acercará considerablemente al spot y perderá la capacidad de reducir la varianza del precio y la exposición al riesgo.

Plantean, además, que se evalúe la posibilidad de aumentar el número de subastas al año con el doble objetivo de reducir la incidencia de factores coyunturales en la formación de precio de largo plazo. Con más subastas, además, es menos probable que se presenten situaciones de escasez de oferta.

El respaldo solidario de toda la demanda ante el incumplimiento de uno de los compradores se interpreta como un riesgo que se traslada al usuario final y genera costos e incentivos perversos en el sentido de que relaja los análisis de riesgo de crédito de los agentes. Por otra parte, señalan algunos factores que elevan los costos de transacción del sistema con relación a los contratos bilaterales como las garantías y los tributarios (excepto si los contratos MOR se tratan como derivados financieros). Finalmente, el MOR parece desvanecer el papel de los comercializadores independientes en el mercado que de alguna manera cumplen una función importante en el arbitraje y en la formación de precios de los mercados primarios y secundarios de los futuros. Lo anterior, exacerba el poder de mercado de los vendedores, que actúan activos en el MOR, frente a los compradores con un comportamiento completamente pasivo.

Por su parte, la SSPD señala algunas posibles limitaciones legales para implantar el MOR tal y como está propuesto por la CREG². En particular, considera que el MOR podría inhibir la facultad que otorga la ley a los agentes para realizar libremente sus transacciones de energía.

Por otra parte, considera que el modelo de comprador único cuando hay poder de mercado en el lado de la oferta es arriesgado porque facilita prácticas restrictivas de la competencia. Coincide la SSPD con los gremios en que la CREG se sobreexpone definiendo la demanda. En un escenario de sobrecontratación los usuarios pagarán precios por encima del spot y los comercializadores no asumen la responsabilidad porque están transfiriendo el precio de equilibrio del MOR. En esta situación se podría atribuir algún grado de responsabilidad a la Comisión por los sobrecostos de la energía. Si la demanda se subestima, el nivel de exposición a bolsa se eleva y, con ello, el poder de mercado y el precio del spot. Por estas razones parecería recomendable identificar una metodología alternativa para estimar la demanda que participa en la subasta del MOR. Tampoco ve como conveniente la reducción de agentes (comercializadores puros) que puede desatar este sistema por los efectos en el mercado de un debilitamiento en el arbitraje.

Otro argumento en la comunicación de la SSPD es la inelasticidad de la demanda bajo la propuesta de la CREG. En efecto, de acuerdo con las consideraciones del profesor Wolak³, la demanda residual que enfrentan los oferentes en las subastas del MOR se podría hacer más elástica si se permite la participación de los compradores de forma activa y si se permite comprar excesos sobre la demanda, para arbitrar posteriormente en el mercado secundario.

Otra crítica central al MOR de la SSPD, siguiendo las reflexiones del profesor Wolak que se mencionan adelante, tiene que ver con el horizonte de los contratos MOR. En periodos de uno o dos años, los únicos oferentes potenciales de contratos son los generadores incumbentes. En este plazo, es imposible construir una planta generadora, incluso una térmica, y por lo tanto ningún potencial entrante puede participar como oferente al MOR para suministrar energía en el futuro. Esta situación se perpetúa porque las subastas futuras enfrentarán exactamente a los mismos generadores que han participado en las anteriores. Con la configuración propuesta, de un año de periodo de planeación y un año de horizonte de contratación, se sacrifica la posibilidad de utilizar la contratación de largo plazo para incentivar la entrada de

² Comunicación de la SSPD a la viceministra de Minas y Energía. Julio 17 2009.

³ Report on market performance and market monitoring in the colombian electricity supply industry. Frank A. Wolak. July 30 2009.

nuevos competidores. Como lo menciona Wolak en su documento, un horizonte tan corto tampoco permite cubrirse sobre el riesgo de precios altos asociados al fenómeno del niño puesto que su recurrencia es de plazos mayores. Con contratos de corto plazo esto no se logra porque los vendedores anticipan el fenómeno y lo trasladan a los precios.

2.4 Algunos Referentes Internacionales

Los mercados centralizados de futuros de energía eléctrica son relativamente recientes en el mundo y se han consolidado a partir de iniciativas descentralizadas de distintos actores y no como un plan dirigido por una institución específica. En 1987 se creó en Estados Unidos el Western System Power Pool (WSPP) que hizo posible las transacciones de energía de corto plazo en una forma muy flexible y sin muchas restricciones regulatorias. Este primer experimento tenía como objetivo poner a prueba la eficiencia y competencia de este mercado en California y Arizona. En 1991, el WSPP se estableció de forma permanente y estandarizó los contratos de energía. En 1995, este mismo mercado contrató al Dow Jones para desarrollar una plataforma electrónica que permite transar energía y construir un índice de precios. El siguiente año, NYMEX lanzó los primeros contratos de futuros de energía estandarizados que consideraban una unidad de 1Mwh, 18 meses de entrega y dos bloques correspondientes a picos y valles de consumo. El modelo se extendió en cobertura geográfica incorporando los mercados de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM) por una parte y Arkansas, Luisiana, Mississippi, Ohio, Texas y North Carolina por otra.

Estos mercados, dirigidos exclusivamente al mercado mayorista, manejan contratos estándar en constante evolución en función de las necesidades y permiten reducir el riesgo de precios, ampliar la liquidez del mercado y crear oportunidad de negocios. Son miembros participantes de este mercado los compradores, vendedores y consumidores. La energía eléctrica se presta para este tipo de transacciones porque el precio es volátil, hay muchos compradores y vendedores y el producto es fungible. La bolsa tiene una cámara de compensación que opera como garantía y permite reducir el riesgo de contraparte. A pesar de la existencia de estos mercados, de acuerdo con el documento de Crampton, las distribuidoras de algunos estados han realizado subastas para adquirir energía de largo plazo a precio fijo (Maryland, Jersey and Illinois).

Actualmente en Europa existen varias bolsas donde se transa energía. La European Energy Exchange (EEX) es la bolsa más grande de la región y es el resultado de la fusión de dos bolsas de energía alemanas en el 2002. Esta bolsa opera el mercado

spot y el mercado de derivados de energía y productos relacionados principalmente de Alemania, Austria, Francia y Suiza. Los derivados energéticos tienen un horizonte de hasta 6 años hacia el futuro. Por otro lado, la European Energy Derivatives Exchange (ENDEX) es otra bolsa formada en el 2002 por agentes del sector energético y financiero que opera principalmente en los mercados holandés y belga. En el 2006, EEX y ENDEX se unieron con el fin de cooperar en la liquidación de las transacciones de energía y formaron la European Commodity Clearing (ECC) que opera como cámara de compensación que respalda las operaciones realizadas en las dos bolsas. Esta unión se tradujo en mayor liquidez y eficiencia en el mercado de energía en Europa.

La experiencia internacional muestra que, a cierto nivel de evolución del sector eléctrico, dadas las características de este producto, se forman autónomamente mercados organizados para transar energía eléctrica en el largo plazo. En los casos analizados los mercados surgen de alianzas entre los participantes del sector eléctrico y las bolsas de valores. En el documento citado, el profesor Wolak se pregunta ¿porqué si en Colombia no hay ninguna prohibición para desarrollar un mercado centralizado de forwards de energía eléctrica, un privado no lo ha creado? La respuesta es porque los beneficios sociales de este tipo de mercados son mayores que los beneficios privados. Los ingresos que puede derivar un privado se limitan a un margen sobre el volumen de negocios. Estos ingresos, presumiblemente, no alcanzan a cubrir los costos de estructurar un mercado de este tipo con todas las garantías que exige. No obstante, los beneficios sociales superan los costos y, por lo tanto, conviene promover la creación de un mercado de futuros en Colombia. Wolak hace énfasis en dos tipos de externalidades positivas de un mercado organizado:

- Con empresas integradas, los contratos bilaterales permiten la negociación y traslado a los usuarios finales de precios elevados entre afiliados. Esta opción desaparece bajo una subasta pública transparente, neutra y observable. Todos enfrentan el mismo precio. El precio promedio del mercado se hace homogéneo para todos los compradores y facilita la regulación del *pass-through* de precios mayoristas a tarifas a usuario final.
- Aumenta el volumen de transacciones en el mercado de contratos. Esto implica menor exposición a bolsa de los generadores y una reducción del poder de mercado en el spot.

- La mayor fuente de volatilidad de los precios de la electricidad se deriva del Niño. Con contratos a largo plazo (suficientes para construir una térmica y abarcar periodos que incluyan una alta probabilidad de ocurrencia del fenómeno) es posible mitigar la exposición a precios elevados y estimular la competencia en la oferta de forwards.

De acuerdo con lo anterior, desde el punto de vista de eficiencia del sector eléctrico conviene promover la creación de un mercado organizado de contratos de largo plazo en el país. Recientemente se anunció la creación de DERIVEX, una compañía especializada en transar derivados de energía. DERIVEX está vinculada a la Bolsa de Valores de Colombia y sus productos estarán respaldados por la cámara de compensación bajo el sistema tradicional de cuentas de margen (marked to market). Aunque aún no ha iniciado operaciones, anunció un instrumento derivado del precio de la energía eléctrica con horizonte de 4 meses. Hacia el futuro, es posible que este mercado pueda servir de base para crear una plataforma universal de transacciones de futuros de energía eléctrica. Mientras tanto, parece importante continuar los esfuerzos por estructurar un mercado organizado que aumente la eficiencia y la transparencia en los contratos de energía de largo plazo.

2.5 Lineamientos para el Diseño de un Mercado Organizado de Contratos de Energía Presentados por Wolak

El profesor Wolak coincide con la CREG en la importancia de desarrollar un mercado organizado y anónimo para transar contratos financieros de energía en el futuro a precios fijos. En su documento, además, sugiere algunas modificaciones al MOR que presumiblemente corrigen las debilidades y riesgos señalados por los agentes y que, de implementarse, podrían aumentar la eficiencia de este mercado. A continuación se resumen algunos de los rasgos principales de la propuesta. Para un análisis más detallado se recomienda consultar el documento preparado por el profesor Wolak⁴.

La demanda participa en forma voluntaria. De esta forma se evita que la CREG tenga que participar activamente en la definición de la demanda y se aumenta la elasticidad de la demanda, con lo cual se reduce el poder de mercado. En efecto, la demanda estará conformada por los precios de reserva de los distintos compradores que tienen percepciones diferentes del riesgo y por lo tanto la función de demanda no será completamente inelástica.

⁴ Op cit.

La demanda puede comprar excesos en el MOR. Si el precio en el MOR es inferior a las perspectivas de precio futuro de un agente este puede comprar un volumen mayor de contratos al que requiere para cubrir sus necesidades con fines especulativos.

Permitir la negociación de contratos por fuera del MOR. En un mercado como el MOR, no es posible concentrar la contratación en aquellos agentes con mayor poder de mercado porque es anónimo. Si se permiten bilaterales, los compradores buscarán firmar con aquellas firmas con mayores habilidades para ejercer poder de mercado, con lo cual presionan a la baja los precios tanto en el spot, como en el mercado de forwards.

La oferta incluye, además de los generadores, compradores con posiciones largas de futuros. Una forma de incrementar los volúmenes de oferta es permitir transar en el MOR los excesos de energía contratados por los compradores en el MOR o mediante contratos bilaterales. De esta forma, los generadores enfrentarán competencia en la subasta de toda aquella energía que se haya comprado en el pasado.

Las subastas cubren períodos de entrega más largos (entre 3 y 5 años). Se busca con esta medida que compitan en las subastas potenciales entrantes con la capacidad de construir plantas de generación para respaldar sus ventas en el futuro. De esta forma, se reduce el poder de mercado de los generadores establecidos que bajo la propuesta del MOR perpetuarían su estatus como únicos oferentes posibles. Por otra parte, con la ampliación del plazo se reduce la volatilidad del precio en el mercado de futuros porque se transan obligaciones en periodos para los cuales aún no hay información sobre el comportamiento de los fundamentales (por ejemplo la ocurrencia de un Niño).

La oferta es libre de participar en el MOR sujeto a mantener un nivel mínimo de cobertura en el largo plazo. La cobertura de plazos mayores se puede bloquear si los generadores no concurren con ofertas para horizontes largos. Se plantea, entonces, que la CREG establezca un porcentaje mínimo de energía que debe ser ofertada en cada vigencia futura. Obviamente, estos porcentajes deben ser inferiores o a lo sumo iguales a la energía en firme, porque el regulador no debe obligar a la exposición de riesgo a un agente en particular.

El *pass-through* del componente de generación se basa en un índice ponderado MOR. La flexibilidad a los compradores para decidir los volúmenes de cobertura del riesgo spot no limita el campo de acción de la CREG para definir las reglas de traslado de precio mayorista a precio minorista. La CREG puede fijar un índice preestablecido de

precios MOR para determinar el componente G de la tarifa que se traslada a la tarifa del usuario final. Para cada período, el precio es un promedio ponderado de los precios MOR de contratos para ese período, firmados con distintos horizontes de antelación. Las ganancias o pérdidas del comercializador por adquirir su energía a precios diferentes a los del MOR recaen sobre la empresa. Un ejemplo para los ponderadores del índice:

Tabla 1: Ponderadores de precios para definir el precio mayorista que se traslada a la tarifa final (Ejemplo)

Ponderadores	Años de antelación de la contratación
0.4	5
0.3	4
0.2	3
0.0075	2
0.025	1

Implementar una cámara de compensación para reducir el riesgo de default. En un mercado centralizado y anónimo como el MOR, el manejo de riesgo de contra parte es mucho más complejo que en un esquema de transacciones bilaterales, porque en estos últimos cada agente conoce la posición financiera de su contraparte. El mercado centralizado es la contraparte para todas las compras y ventas de forwards estandarizados a precios fijos. Es posible crear una cámara de compensación (clearing house) que establece la posición neta de cada agente, frente al mercado. Esta propuesta reduce los costos de gestión de riesgo y elimina el riesgo moral derivado de la imposibilidad del mercado de distinguir clientes sólidos de clientes insolventes pero, como se mencionó, es complejo desde el punto de vista institucional. Una alternativa es que la CREG y/o la SSPD fijen los requisitos de solvencia para ser miembros del MOR. Aquellos que no llegan a este umbral tienen que acceder al mercado representados por uno de los “miembros” del MOR y negociar bilateralmente los costos de esta intermediación. Es mejor establecer reglas fuertes de entrada que esperar a que ocurra un default, porque este puede ser de magnitudes importantes.

Varios de los puntos propuestos por Wolak coinciden con las conclusiones del estudio de TERA en su evaluación a la primera aproximación a un mercado organizado de contratos⁵. En particular, consideran que la participación voluntaria de la demanda es posible pero exige una reglamentación cuidadosa donde se impongan participaciones mínimas en el mercado centralizado. El mecanismo “administrativo” puede concebirse

⁵ Cargo por Confiabilidad y Sistema Electrónico de Contratos Estandarizados. TERA. Marzo de 2005

como una primera etapa de un proceso para evolucionar hacia uno de “mercado”. Una alternativa hacia el futuro es buscar socios para la conformación del mercado y su cámara de compensación. La firma llama la atención sobre algunos puntos en que se traslapan los mercados de largo plazo y de confiabilidad (señales de expansión) y en el papel que debe cumplir la CREG en el desarrollo del mecanismo.

2.6 Conclusiones

La CREG diseñó un mercado organizado de contratos sustentado técnicamente, que muy probablemente de ser implementado, corrige las distorsiones y asimetrías que caracterizan la compra de energía a largo plazo en la actualidad. Esta propuesta ha recibido comentarios de fondo que se deben considerar antes de poner en marcha el mercado organizado. Por otra parte, el profesor Wolak plantea una serie de modificaciones a la propuesta de la CREG que en principio resolverían los problemas del diseño actual planteados por los agentes y contaría con otras fortalezas como ampliar el nivel de competencia entre oferentes incluyendo potenciales entrantes en el mediano plazo, aumentaría la elasticidad de la demanda con lo cual se disminuye el poder de mercado y reduce los riesgos de contraparte. El CSMEM recomienda a la Comisión evaluar las modificaciones propuestas por el profesor Wolak y considera de vital importancia para el sector la implementación de un mercado organizado de contratos de energía de largo plazo.

3 Respuesta a Comentarios de EPM al Informe No 39

3.1 Comentarios de EPM al Informe 39 del CSMEM

“En el capítulo de Análisis del Desempeño del MEM, en el numeral “3.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos”, el comité hace el siguiente comentario:

“Los precios alcanzaron promedios de \$140/kwh hacia finales de mayo lo que parece excesivo ante la reducción de aportes en una zona del país. Esta relación del mercado, como se ha venido sosteniendo, tiene su origen en la inelasticidad de la curva de oferta y en consecuencia, el poder de mercado que perciben los agentes.”

En el capítulo de Análisis del Desempeño del MEM, en el numeral “3.3.1 Curvas de oferta en bolsa promedio”, el comité hace el siguiente comentario:

“Sorprende que el aumento de los precios de oferta se haya dado indiscriminadamente entre todos los agentes. En el caso de las plantas hidráulicas de la cordillera oriental, parece razonable que sus ofertas hayan aumentado para mantener las reservas en sus embalses; sin embargo, no ocurre lo mismo para los generadores de Antioquia que cuentan con niveles elevados en sus embalses”.

Respeto a los comentarios anteriores en los que se presenta el precio como excesivo ante la reducción de aportes en una zona del país, es preciso aclarar los siguientes aspectos:

En primer lugar, si bien los causales del área oriental estuvieron bajos (Batá 44%, Guavio 54% y Betania 75%) hubo otras regiones que presentaron caudales por debajo de la media como Bogotá (47%) y los tres recursos del área suroccidental (Alto Anchicayá, Calima y Salvajina) que estuvieron entre el 70 y 77%. Los recursos de generación que están asociados a dichos caudales suman 4.186 MW de los 13.091 MW despachados centralmente. Por lo tanto, la capacidad de generación si tuvo una reducción significativa.

En segundo lugar los precios de oferta dependen adicional a los caudales de los ríos, a las reservas de los embalses. Actualmente existen en el sistema plantas importantes con embalses asociados cuya capacidad puede variar notablemente en términos de días, como es el caso de Punchiná, Porce II, Troneras y Alto de Anchicayá (tres de ellos en Antioquia). A estos cuatro embalses esta asociada una capacidad de

generación para el sistema de 2.586 MW. En estos embalses los cambios en las condiciones hidrológicas y climáticas pueden ser sustanciales de una semana a otra y resultan muy comunes en el clima tropical del país, afectando notablemente no solo el nivel de reservas de los embalses sino también su capacidad de generación en cuestión de días.

Durante el mes de mayo, los embalses asociados a los recursos de EPM arriba mencionados presentaron niveles cercanos a los mínimos técnicos. Cuando esto sucede la capacidad de generación se reduce significativamente y la alternativa más razonable frente al uso del recurso energético es buscar bajar su generación para lograr recuperar las reservas y consecuentemente la capacidad de generación de la central, lo cual sólo se logra subiendo su nivel de precio.

En tercer lugar, en el mes de mayo ya se empezaban a tener unas expectativas hidrológicas con aportes por debajo de la media histórica asociadas a la posibilidad del desarrollo de un evento cálido en el océano Pacífico. Esta situación puede determinar que un agente opte por empezar a cuidar sus reservas e incrementar el agua almacenadas en sus embalses dada su valorización energética futura, aún sin contar con disminuciones del caudal en el presente. Para el caso de los embalses de EPM Riogrande II (inició mayo en el 57 %) y Miraflores (inició el mes en 39%) esta consideración fue determinante.

En conclusión no es correcto afirmar que el precio de bolsa tuvo un valor excesivo con base en las consideraciones que hace el comité, desconociendo la situación presentada con las variables energéticas mencionadas anteriormente y su proyección en el mediano plazo, las cuales influyen de manera directa en la formación del precio de bolsa. “

3.2 Respuesta del CSMEM

Encontramos muy razonables los argumentos presentados por EPM en relación al comportamiento de las hidrologías, los niveles de algunos embalses del SIN y el inicio de expectativas generadas en el mes de mayo con relación al fenómeno del Niño.

La formación de precios de las ofertas en estos casos, además de los elementos cuantitativos, incluye elementos subjetivos y de estrategias empresariales, que el analista de acuerdo con su criterio pondera y utiliza para definir las ofertas de suministro de energía.

Los análisis del CSMEM, incluyen elementos similares a los mencionados anteriormente, que llevaron a plantear las reflexiones sobre precios de Bolsa incluidas en el informe No 39. Dichas reflexiones no son absolutas y bien pueden ser cuestionadas.

Sin embargo, el CSMEM en el informe No 41 donde realizó un análisis de los precios de Bolsa históricos en el periodo Julio de 2008 a Junio de 2009 utilizando el MODSEI, encontró que los costos marginales de la energía (incluyendo CERE y FAZNI) ocurridos en mayo y junio de 2009, alcanzaron valores superiores al referente (MODSEI) en 27,2% y 44,0% respectivamente para esos meses.

La solidez del análisis presentado con el MODSEI, radica en que la simulación fue realizada utilizando datos históricos y que el comportamiento de los resultados siguió muy de cerca el comportamiento real histórico del sistema y en consecuencia los costos marginales obtenidos en esta forma, para el CSMEM tienen una alta confiabilidad.

4 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de agosto de 2009, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

4.1 Comportamiento del sistema

4.1.1 Generación del Sistema

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	agosto-08	julio-09	agosto-09	Variación Julio 09-Agosto 09	Variación Agosto 08-Agosto 09	Variación Ultimo Año-Agosto 09
Hídrica	3641.10	3,882.82	3,359.70	3,359.46	-0.01%	-13.47%	-7.73%
Térmica	732.99	432.64	1,094.69	1,219.20	11.37%	153.03%	49.35%
Gas	511.24	332.90	727.01	847.39	16.56%	118.39%	42.21%
Carbón	219.89	99.74	367.68	371.81	1.12%	268.66%	67.21%
Menores	244.46	288.89	248.68	187.80	-24.48%	-13.92%	1.73%
Cogeneradores	6.02	6.84	13.01	14.98	15.08%	90.23%	116.13%
Total	4626.16	4,611.19	4,720.47	4,782.97	1.32%	2.37%	2.04%

La generación en agosto fue un 2.4% superior a la de agosto del 2008, lo que indica algún grado de reactivación en la actividad económica. Los bajos aportes hídricos al SIN, asociados a condiciones climáticas propias del fenómeno del Niño, se han traducido en una reducción del 13% en la generación del parque hidráulico y un aumento del 153% en el de las térmicas. Consecuentemente, para el mismo periodo, la generación a gas se incrementó en 118.4% y la generación a carbón en 268.7%.

4.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 1 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

En agosto se completaron 4 meses de aportes hídricos a los embalses por debajo de la media histórica, siendo de 8% la reducción correspondiente al embalse agregado con respecto al promedio histórico para el mes agosto de 2009. Este comportamiento se asocia con el fenómeno del Niño y representa un comportamiento muy diferenciado al que ha enfrentado el sector a lo largo de la década con hidrologías por encima de los promedios históricos.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

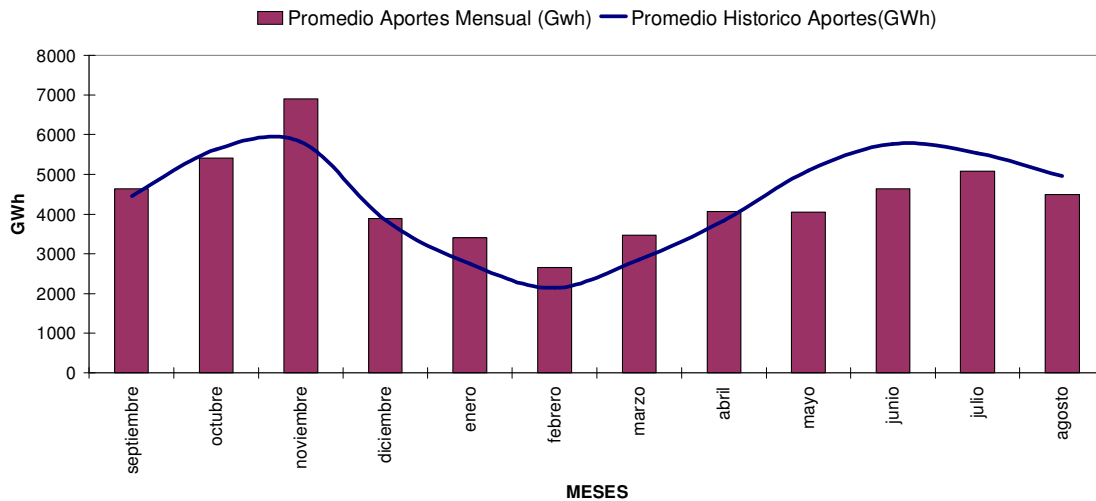


Gráfico No 1

4.1.3 Nivel de los Embalses

A pesar de los bajos aportes hídricos durante agosto, el nivel del embalse agregado se mantuvo en valores superiores al 70%; varios embalses siguieron su proceso de recuperación. Los niveles de embalse de Guavio y Chivor que habían alcanzado valores críticos en meses anteriores, terminaron agosto con agua acumulada en niveles de 88% y 85% de su capacidad. Sin lugar a dudas, para lograr esta acumulación en un periodo relativamente seco, las plantas han ofertado precios elevados para reducir la probabilidad de despacho. En la Costa Atlántica y en el sur occidente se observan niveles bajos de embalses y/o tendencias decrecientes. En Antioquia, los embalses mantienen niveles elevados, en el caso de Guatapé decreciendo y San Carlos con aumentos en su nivel.

4.2 Evolución de los precios de Bolsa

4.2.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 2 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario, para los últimos 6 meses.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Marzo a Agosto de 2009

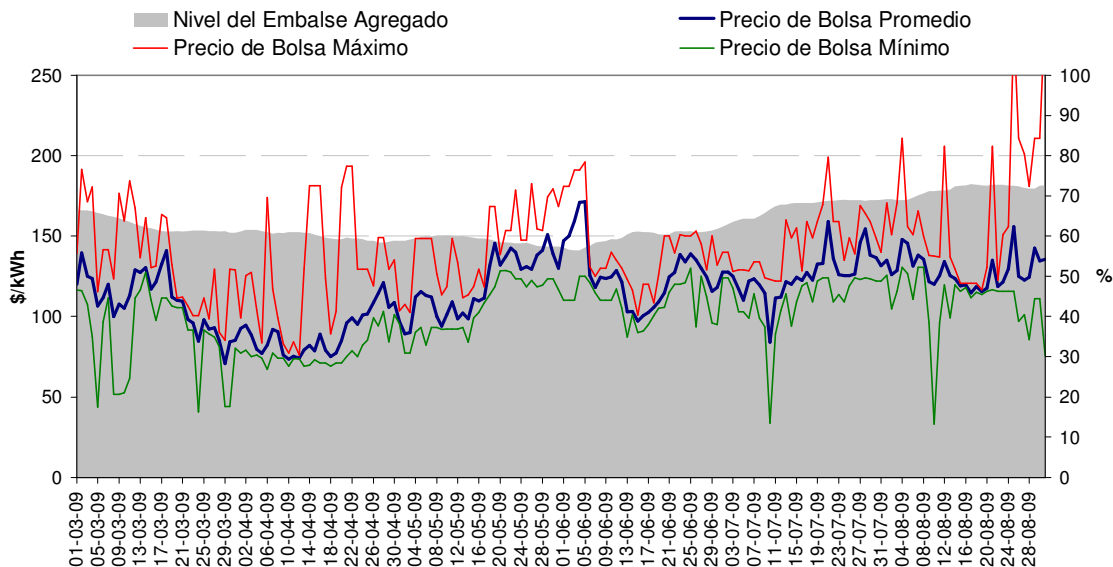


Gráfico No 2

En agosto los precios de bolsa diarios tuvieron un comportamiento relativamente estable oscilando entre \$120/kWh y \$150/kWh. Sin embargo durante los últimos quince días del mes, la volatilidad y el precio de bolsa máximo se incrementaron considerablemente, alcanzando éste último valores de \$250/kWh.

4.2.2 Evolución del Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 3 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes del año 2009 y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

Se observa una relación negativa entre el nivel de embalse y el precio de bolsa, explicada por la necesidad de los agentes hídricos de reducir el precio cuando el embalse está alto y evitar vertimientos y elevar los precios cuando el embalse está bajo para recuperar los niveles. No obstante, en los últimos meses claramente los dos indicadores se mueven en la misma dirección, mostrando simultáneamente un alza en precios y en los niveles de los embalses.

**PRECIO DE BOLSA VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO
SEPTIEMBRE 2004-AGOSTO 2009**

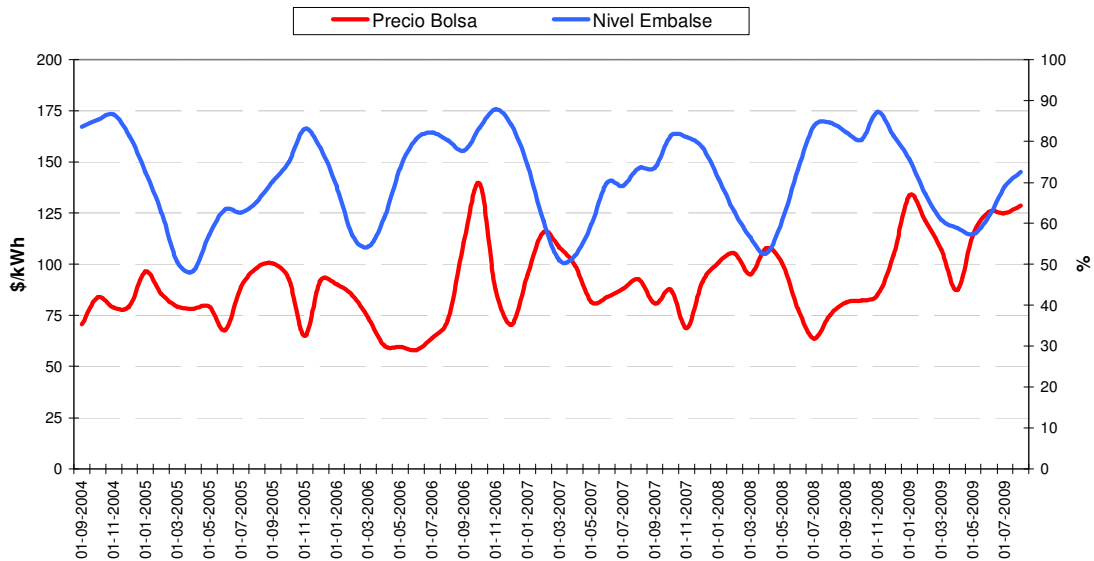


Gráfico No 3

4.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

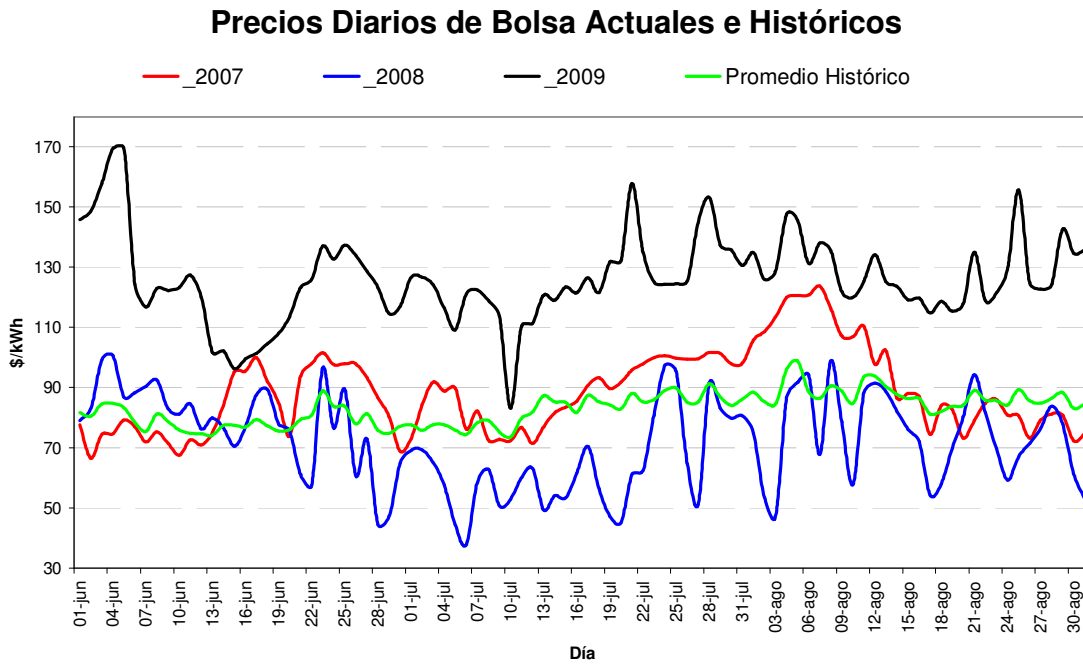


Gráfico No 4

El gráfico No 4 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses y los compara para estos mismos meses, con los valores promedios históricos y los valores de los dos años anteriores, a precios constantes del año 2009.

En agosto se mantuvo la tendencia del precio de bolsa en niveles elevados que sobrepasan los promedios históricos y los observados durante la década, sosteniendo el proceso alcista desatado en mayo. Estos valores se dan con niveles relativamente altos de embalse pero en un entorno de expectativas hidrológicas bajas y restricciones severas en el suministro de gas natural. El incremento de la generación térmica ha sido factor determinante en el aumento de estos precios del spot. El CSMEM comparará los precios que despejaron el mercado con el costo marginal que arroja el MODSEI, para determinar si en estos niveles influyó en alguna medida el ejercicio del poder de mercado.

4.2.4 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 5 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

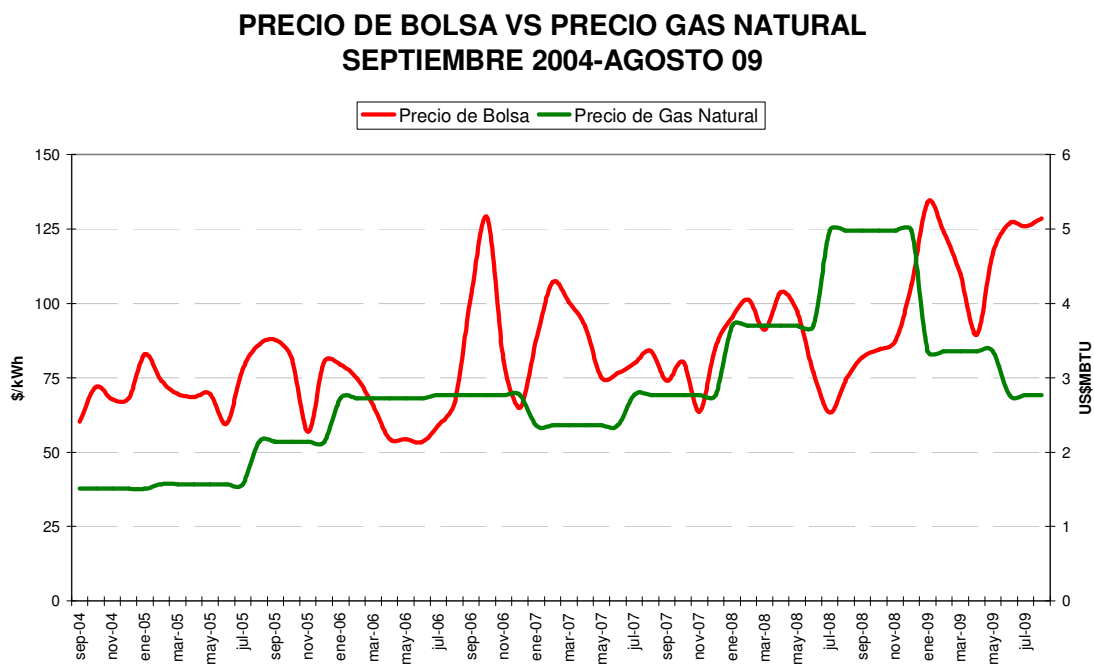


Gráfico No 5

En el caso del precio de bolsa y el precio del gas natural, la relación es directa y positiva: a mayor precio del gas, mayores precios de equilibrio en la bolsa porque aumenta el costo marginal de las plantas térmicas que en algunas horas del día marginan el mercado y en todo caso marcan el costo de oportunidad del agua. Nuevamente, en los últimos meses esta relación se ha roto, el precio del gas bajó desde 5 USD/MBTU a menos de 3 USD/MBTU y el precio de bolsa se elevó.

4.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El grafico No 6 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

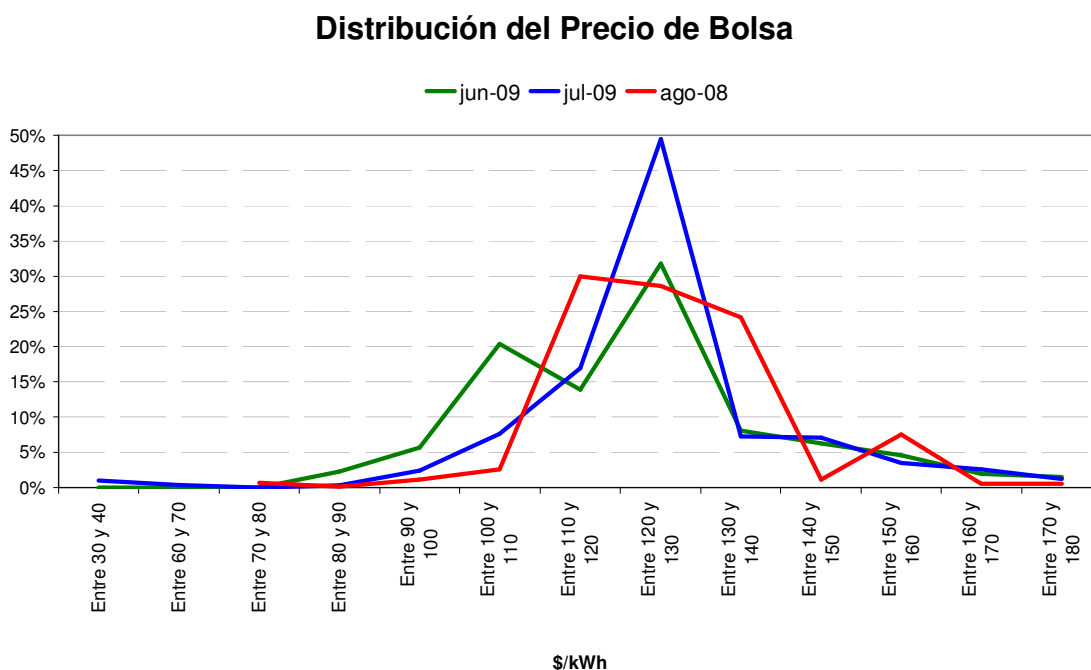


Gráfico No 6

Como se observa en la función de distribución, la probabilidad durante agosto de observar precios por debajo de 100 \$/Kwh, aún en horas de baja demanda, prácticamente desapareció. Se encuentra además, una concentración relativamente alta de precios entre 140 \$/Kwh y 170 \$/Kwh

4.3 Comportamiento de Ofertas

En agosto, tres agentes del mercado fijaron el precio de bolsa un 88% del tiempo, un nivel muy superior al observado en los meses anteriores y por otra parte, tan solo cinco agentes lo fijaron el 98% del tiempo. Este comportamiento, tal como lo manifestó el CSMEM en el informe anterior, ratifica su preocupación sobre la altísima concentración que resultaría en caso que un agente como Emgesa o EPM adquiriera a Isagen y se convirtiera así en un agente pivotal del MEM⁶.

Los precios de ofertas de las plantas hidráulicas superaron los promedios de los meses anteriores que ya constituían valores máximos históricos, mientras que las plantas térmicas ofertaron en promedio un nivel muy inferior a los meses anteriores.

El comportamiento en las estrategias de oferta de los recursos hídricos es preocupante y puede señalar el ejercicio de poder de mercado. En particular, el costo de oportunidad del agua en los embalses es el precio que se espera recibir en el futuro; este precio a su vez depende del costo marginal de la generación térmica. Bajo este raciocinio, los precios de oferta de las plantas hidráulicas deberían estar acotados en su límite superior por las ofertas en el parque térmico, excepto si enfrentan un embalse por debajo de los mínimos operativos. Aunque la información de ofertas es privada, los agentes hidráulicos si pueden estimar con precisión, el precio de oferta de las térmicas y en consecuencia su costo de oportunidad, ya que los factores que determinan el costo marginal de generación térmica son de conocimiento del mercado.

De otra parte, en agosto empezó a regir el cambio de ofertas para los generadores térmicos, tal que efectúan sus ofertas de suministro de energía en forma independiente de las de arranque y parada de unidades. Esta situación como era de esperarse, implicó un cambio drástico en el proceso de liquidación del precio de bolsa y de las transacciones en el MEM, pero también hizo que las ofertas de suministro de energía de los generadores térmicos tuvieran una reducción considerable; este hecho unido al incremento que ocurrió en los precios de oferta de la generación hidráulica, marcó un cambio importante respecto al comportamiento tradicional de los precios de oferta, que muestra en agosto un nivel promedio de las ofertas de los recursos hidráulicos, muy superior al de los recursos térmicos.

⁶ Un productor de energía que enfrenta una curva de demanda residual, la cual sea positiva para todos los precios positivos de oferta posibles, se dice que es pivotal, porque parte de su suministro es necesario para servir la demanda del mercado independiente de su precio de oferta.

Determinar si el proceso de cambio de ofertas para los generadores térmicos ha logrado la racionalidad esperada y sus efectos finales sobre los precios de bolsa, requiere abrir un compás de espera para acumular mayor experiencia y un estudio minucioso. De todas formas, vale la pena mencionar al respecto que Wolak⁷ en su informe final considera inconveniente este cambio y defiende el esquema definido en la regulación colombiana desde el inicio del MEM.

4.3.1 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 7 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

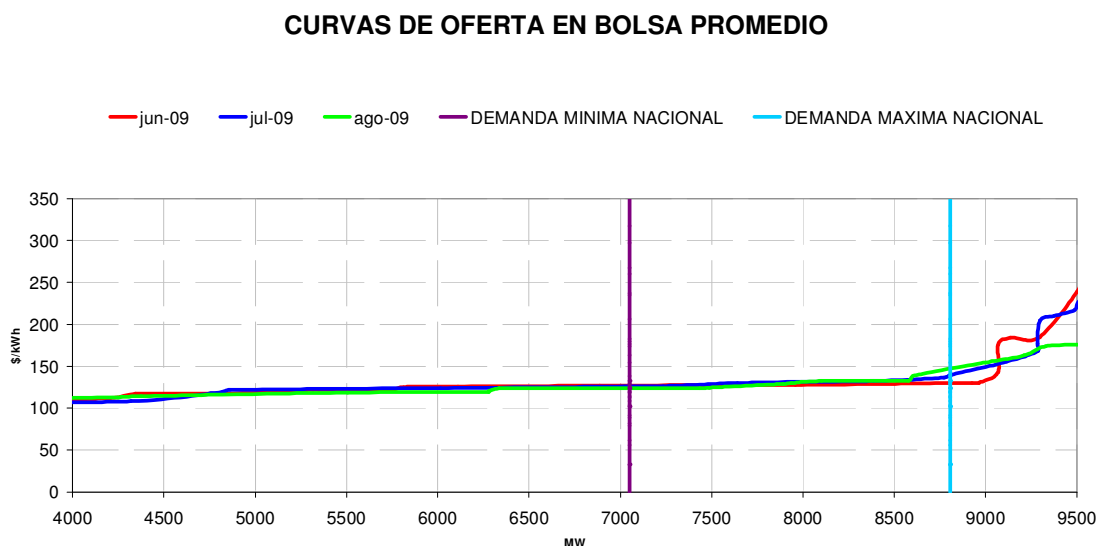


Gráfico No 7

La función de oferta para rangos bajos de consumo mantuvo un patrón muy similar al de los meses anteriores con una elasticidad casi perfecta. Este comportamiento puede estar relacionado con la privacidad en la información de ofertas. Cuando la información de ofertas era pública, los agentes “reducían” el precio del rival para asegurar su despacho. Ahora, que esta información no está disponible, los agentes mantienen constante el precio de oferta en los niveles en que para días anteriores, se obtuvo despacho por méritos.

⁷ Op cit 3.

Para los rangos de consumo, entre 8000 y 9000 Gwh, no obstante, se observa una inclinación de la función de oferta que explica, presumiblemente, el aumento en los precios durante este mes. Es interesante anotar, que para rangos aún más altos de consumo, la oferta se vuelve a aplanar, presumiblemente por la reducción en las cotizaciones al mercado de las plantas térmicas. Este rango, sin embargo, excede los niveles normales de consumo aún en horas de alta demanda.

Debido a la separación de los costos de arranque y parada de las unidades térmicas a partir de agosto, se debe notar que la función de oferta del mercado solo contiene los precios de oferta del suministro de energía y en consecuencia no contempla los costos de arranque y parada de las unidades. Esto conlleva una modificación en el comportamiento de la función de oferta del sistema que debe ser analizada en forma consecuente.

4.3.2 Índice de Lerner

El gráfico No 8 presenta para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses, sin haber modificado aún la curva de demanda residual para descontar el nivel de contratación.

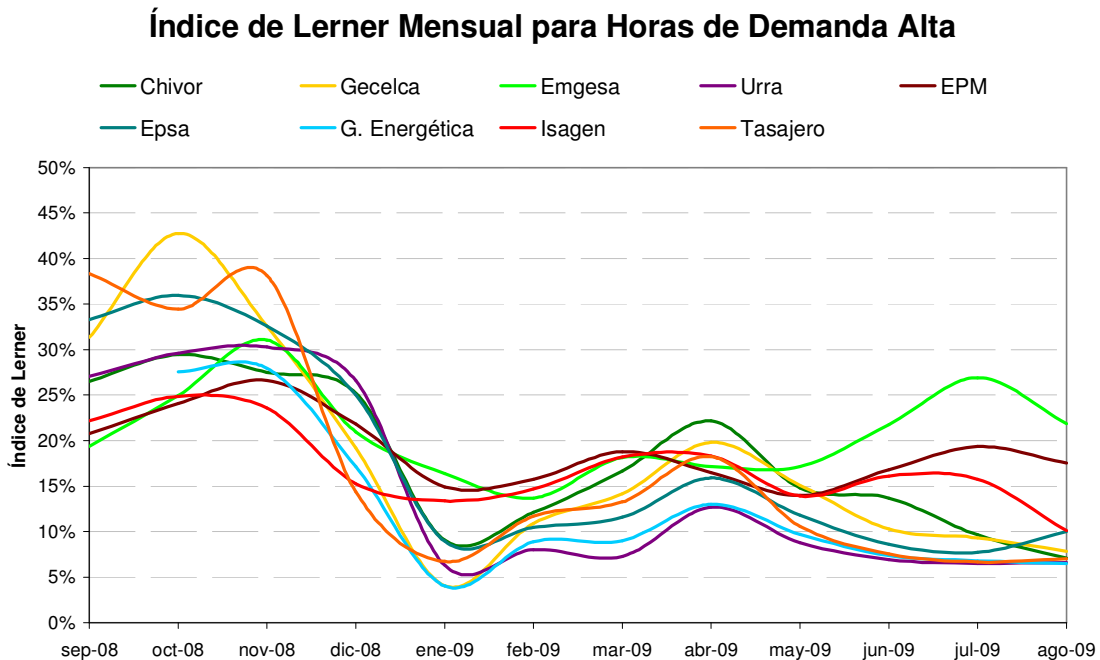


Gráfico No 8

Consistente con el aplanamiento de la función de oferta, los índices de Lerner se han venido reduciendo en los últimos meses. Cabe destacar que en demanda alta EMGESA (22%) y EPM (18%) presentan índices elevados, lo que refleja un poder de mercado importante. El cálculo del índice es consistente con el aumento en la elasticidad de oferta descrito en la gráfica anterior.

4.3.3 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 9 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.

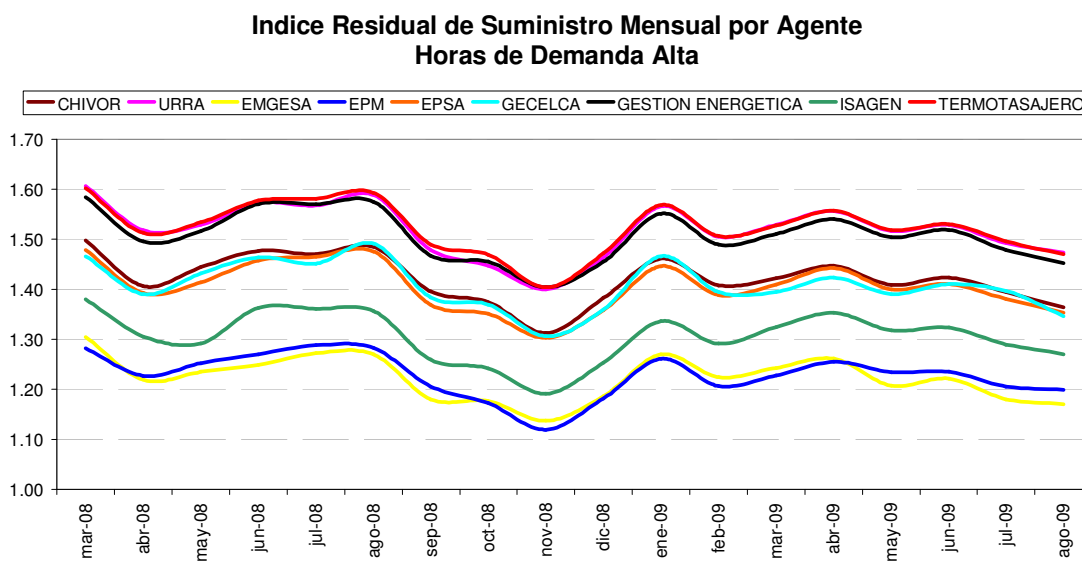


Gráfico No 9

El índice residual de suministro en el periodo de demanda alta para Emgesa y EPM continúa en valores próximos a 1.2, ratificando la existencia de poder de mercado en estas empresas.

4.4 Comportamiento de Reconciliaciones

4.4.1 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 10 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos seis meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

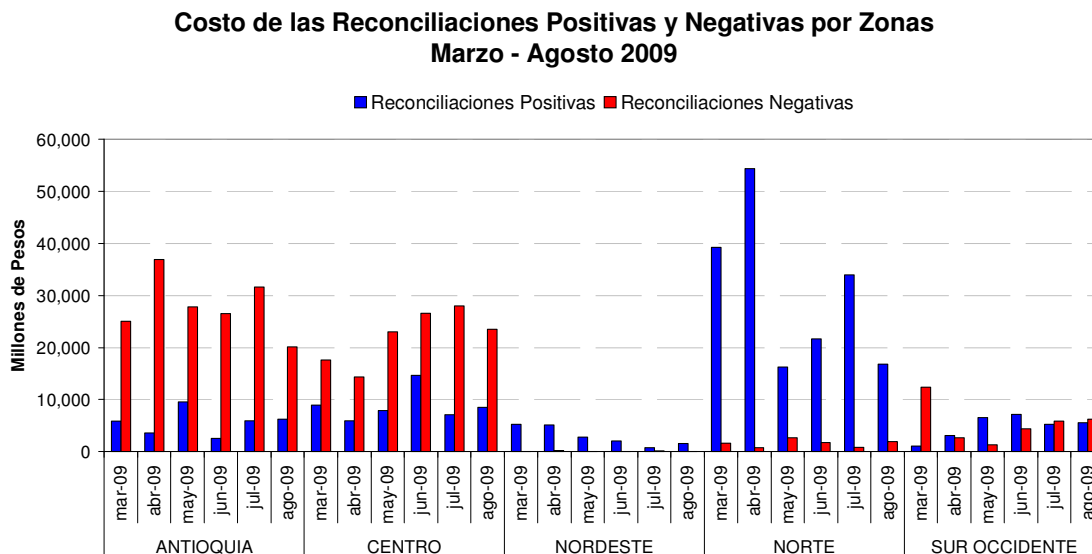


Gráfico No 10

En la zona Norte, las reconciliaciones positivas frenaron el incremento que venían presentando y en agosto se ubicaron en los mismos valores existentes del mes de mayo. En cuanto a las reconciliaciones negativas, se nota una disminución de los costos totales en las zonas Antioquia y Centro.

4.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 11-a y 11-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

Se observa un cambio significativo en Tebsa, planta en la cual las reconciliaciones positivas se redujeron de \$20.000 millones de pesos en julio a menos de \$5.000 millones de pesos en agosto. Este cambio de Tebsa obedece a una mayor participación competitiva en el suministro de energía al MEM.

Respecto a las reconciliaciones negativas, agosto fue un mes en el cual se presentó una modificación en el patrón de las plantas que reciben remuneraciones por este concepto. Merecen destacarse Chivor que incrementó su participación, así como la drástica reducción en San Carlos y Guavio.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

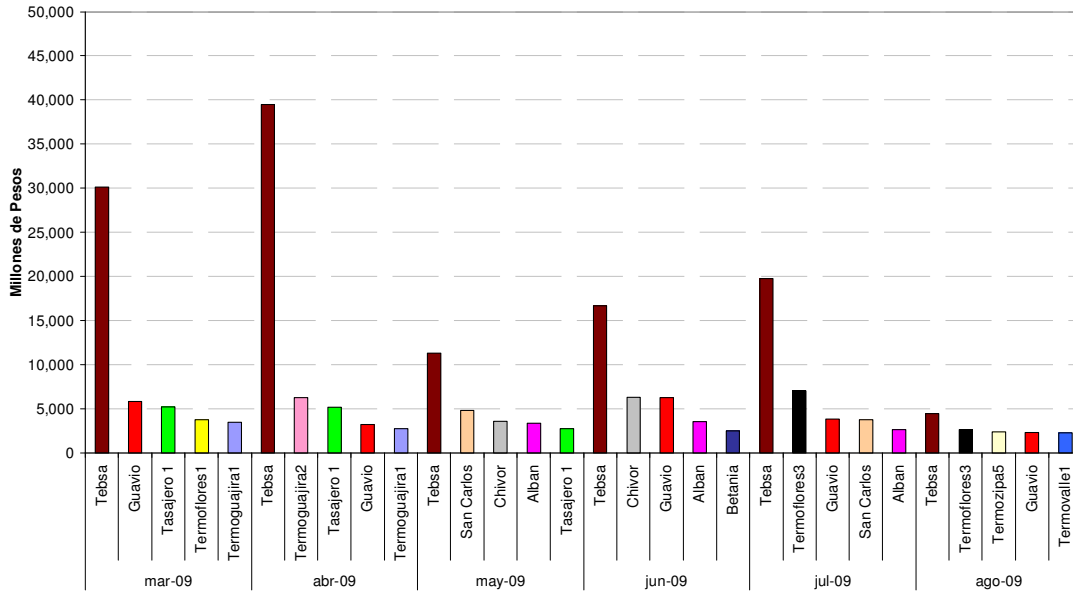


Gráfico No 11-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

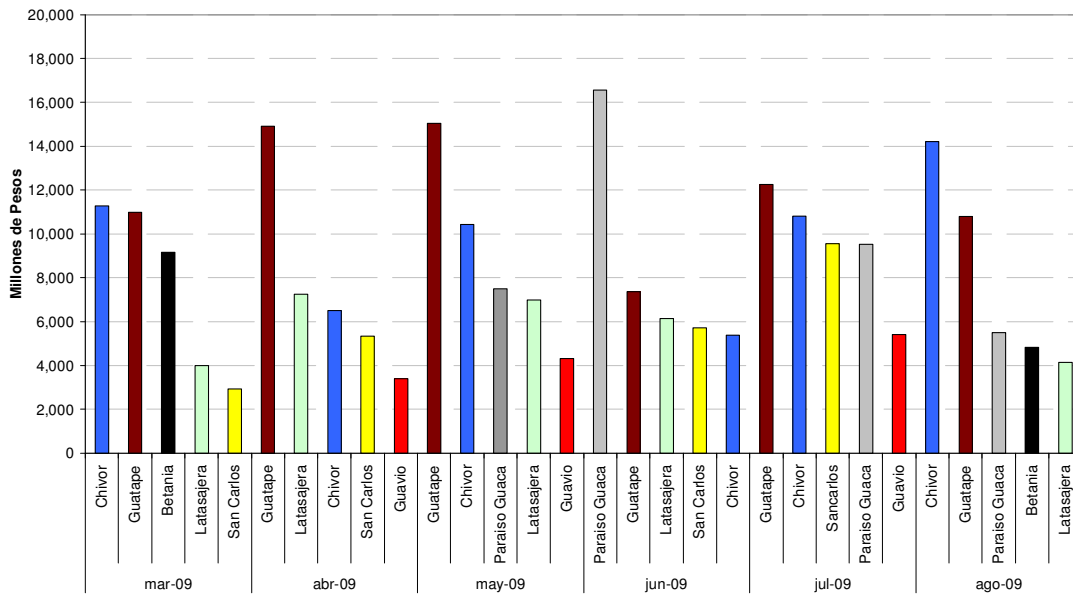


Gráfico No 11-b

4.5 Comportamiento de Restricciones

4.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 12 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

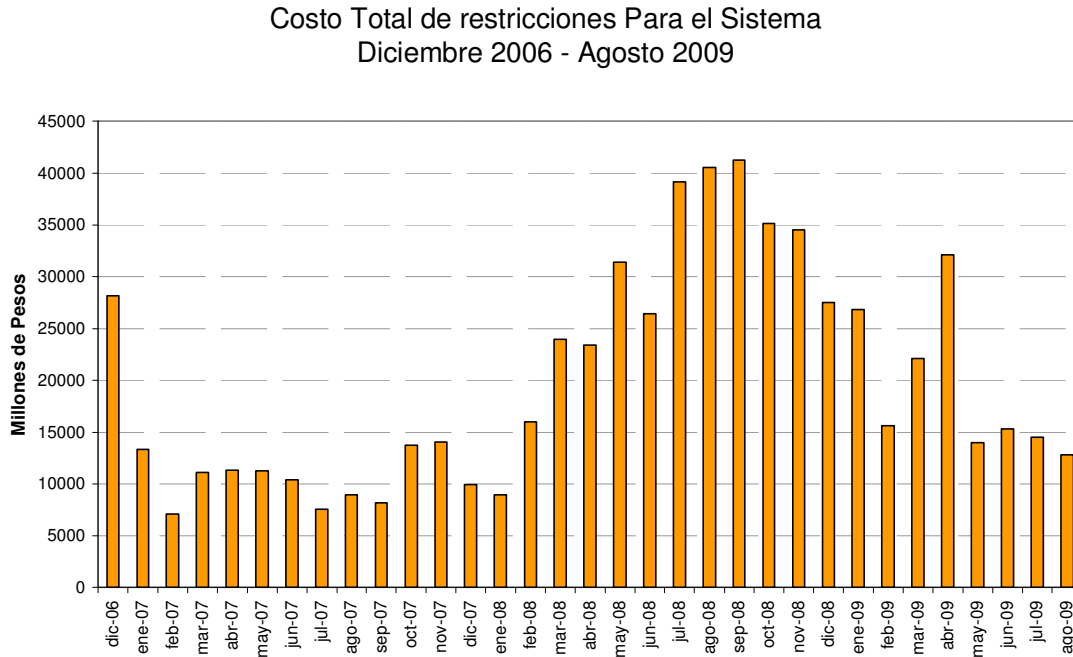


Gráfico No 12

El costo total de las restricciones se redujo ligeramente en agosto alcanzando la suma de \$13.000 millones de pesos mensuales.

4.6 Mercado de Contratos

4.6.1 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 13 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes, vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años.

**Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa
Septiembre 2006 a Agosto de 2009**

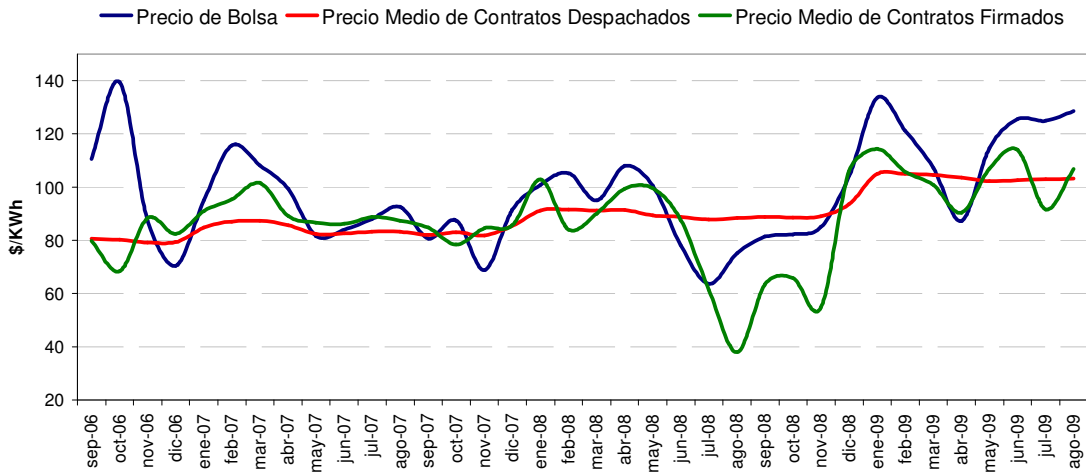


Gráfico No 13

Los precios medios de los contratos despachados, se han mantenido constantes durante el 2009 y en agosto se encuentran alrededor del 25% por debajo del precio de Bolsa.

4.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

4.7.1 Servicio de AGC por Planta

**Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC
Septiembre de 2008 a Agosto de 2009**

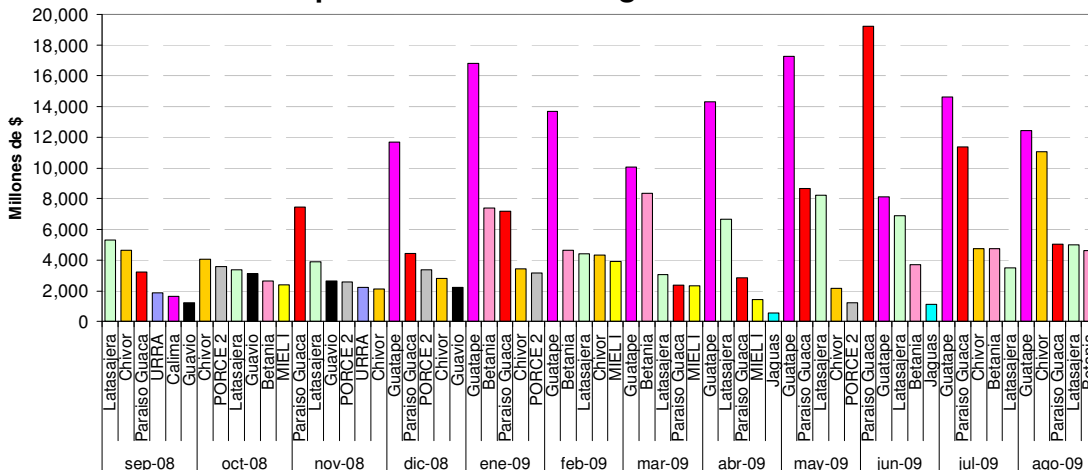


Gráfico No 14

El gráfico No 14 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

4.7.2 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 15 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

**Valor del AGC Mensual
Septiembre de 2006 a Agosto de 2009**

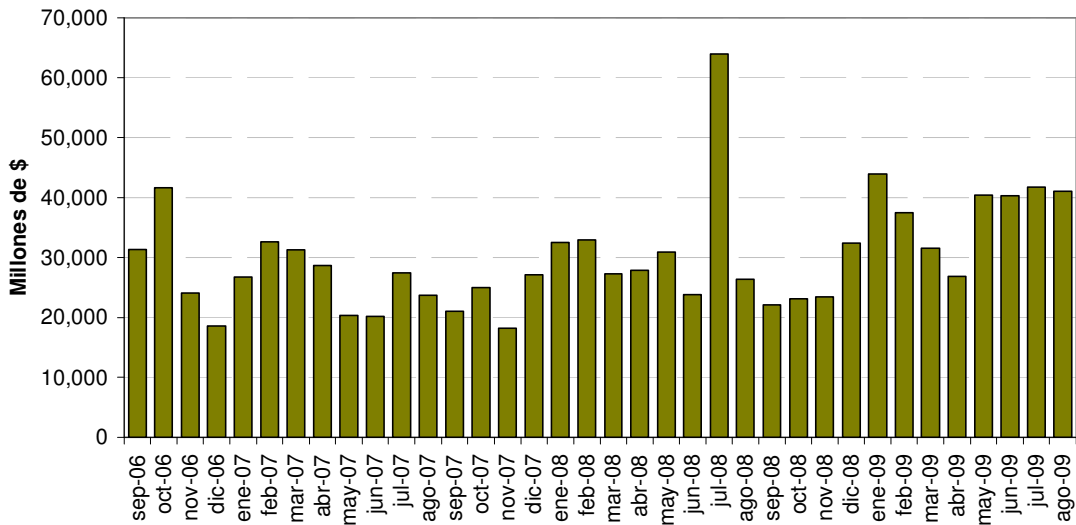


Gráfico No 15