

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

## **COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Informe No 34 – 2008**

**ASPECTOS RELEVANTES DEL MEM 2008**

**Preparado por:**

**Argemiro Aguilar D.  
Pablo Roda  
Gabriel Sánchez Sierra**

**Bogotá, Diciembre 12 de 2008**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ASPECTOS RELEVANTES DEL MEM 2008 .....</b>	<b>2</b>
2.1	PROBLEMÁTICA DEL GAS Y SU RELACIÓN CON EL MEM .....	2
2.1.1	<i>Aspectos Institucionales.....</i>	2
2.1.2	<i>Producción.....</i>	2
2.1.3	<i>Transporte.....</i>	3
2.1.4	<i>Comercialización.....</i>	4
2.1.5	<i>Mercado Secundario de Gas.....</i>	4
2.1.6	<i>Despacho de Plantas Termoeléctricas.....</i>	5
2.1.7	<i>Reflexiones y Propuestas de Acción.....</i>	6
2.2	SUBASTAS DE ENERGÍA FIRME REALIZADAS .....	8
2.2.1	<i>Proceso de las Subastas.....</i>	8
2.2.2	<i>Reflexiones y Propuestas de Acción.....</i>	9
2.3	MERCADO DE CONTRATOS .....	10
2.3.1	<i>Contratación de la Demanda Regulada.....</i>	11
2.3.2	<i>Contratación de los Grandes Consumidores.....</i>	13
2.3.3	<i>Reflexiones y Propuestas de Acción.....</i>	14
2.4	MERCADO SPOT .....	16
2.4.1	<i>Hidrologías, Niveles de Embalses y Precios de Bolsa.....</i>	16
2.4.2	<i>Indisponibilidades Durante la Operación .....</i>	16
2.4.3	<i>Mantenimientos de Generación .....</i>	17
2.4.4	<i>Sistemas de Transmisión Regional – STR.....</i>	17
2.4.5	<i>Subestaciones y Protecciones .....</i>	17
2.4.6	<i>Brecha Capacidad - Demanda.....</i>	17
2.4.7	<i>Poder de Mercado y su Utilización .....</i>	18
2.4.8	<i>Comportamiento de Plantas Hidroeléctricas .....</i>	18
2.4.9	<i>Comportamiento de Plantas Termoeléctricas.....</i>	20
2.4.10	<i>Estrategias de Oferta en el Precio de Bolsa .....</i>	20
2.4.11	<i>Reflexiones y Propuestas de Acción.....</i>	21
2.5	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA - SRSF.....	23
2.5.1	<i>Reflexiones y Propuestas de Acción.....</i>	25

## Resumen Ejecutivo

El presente documento es un resumen de los aspectos relevantes del MEM durante el año 2008 y su problemática, además incluye las reflexiones y acciones recomendadas por el CSMEM. Los temas de mayor preocupación para el CSMEM durante el 2008 han sido:

- La necesidad que a nivel del estado se defina una política integral relativa al gas natural, que considere la necesidad de la expansión confiable del suministro del mismo en cuanto a producción y transporte para los sectores en los cuales el estado promovió exitosamente la utilización del gas natural, es decir a nivel residencial, industrial, térmico y gas natural vehicular.
- En relación a la problemática de la contratación en el MEM, es necesario recolectar y procesar la información para monitorear los precios pactados en contratos, que incorpore información de la oferta y la demanda, regulada y no regulada. Actualmente la información del mercado de contratos es insuficiente para monitorear la eficiencia del mercado.
- A pesar que desde el mes de febrero de 2008, los aportes hídricos han superado los promedios históricos y el nivel del embalse agregado del SIN ha permanecido por encima del 80%, situación que ha conllevado al vertimiento de agua en varios embalses del sistema, especialmente en los meses de septiembre y octubre, el precio promedio del spot se ha mantenido en niveles relativamente altos con valores que han sobrepasado los \$120/kWh.
- El excesivo número de consignaciones anuales de equipos o instalaciones de generación realizadas a partir del año 2007 que en su gran mayoría han ocurrido fuera del plan de mantenimiento programado. Esta situación conlleva la existencia de dos alternativas: a) El parque generador del SIN presenta unos niveles críticos de confiabilidad que requieren su análisis y atención urgente, y/o b) Las consignaciones de generación pueden estar siendo utilizadas con propósitos de carácter comercial.
- El alto porcentaje de respuestas inadecuadas de las protecciones de las subestaciones del sistema (63%), requiere una revisión a fondo de la coordinación de las protecciones y/o a la necesidad de modernizar tanto las protecciones como algunas subestaciones.

- Dada la libertad otorgada por la regulación para la estructuración de las ofertas, el oligopolio de generadores del MEM detecta poder de mercado elevado con relación a otros países para los que existen reportes y se presentan indicios de su utilización y la presencia de estrategias de dominancia conjunta que les facilita ejercer su poder de mercado.
- La necesidad de contar con un tratamiento metodológico para identificar situaciones de ejercicio de poder de mercado y cuantificar los perjuicios que estos comportamientos ocasionan al sistema. Para poder penalizar esta conducta, debe definirse regulatoriamente la exclusión física o financiera de unidades de generación que representen un aumento sostenido, en las utilidades del agente generador, como típico abuso de poder de mercado.
- Dada la deficiencia en capacidad de regulación secundaria de frecuencia, se recomienda que se realicen los estudios requeridos para habilitar y utilizar más plantas para proveer este servicio. Igualmente, para evitar los comportamientos estratégicos y las distorsiones del mercado resultantes de definir varios productos con un solo precio, así como las inequidades en la remuneración que resultan en la prestación del servicio, se recomienda que se estudie la separación de los precios de oferta para cada uno de los productos, que expresen los costos realmente asociados al servicio que se quiere prestar (energía o SRSF).

## **1 Introducción**

El presente documento aglutina y analiza los aspectos relevantes del MEM en el año 2008. En este sentido se analizan: a) La problemática del gas y su relación con el MEM, b) Las subastas de energía firme realizadas, c) El mercado de contratos – regulados y no regulados, d) El mercado spot, y e) El servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Por otra parte y coherente con las propuestas planteadas para análisis y discusión durante el año, el CSMEM después de revisarlas y considerar algunos comentarios al respecto, las presenta como elementos válidos para resolver temas que están generando imperfecciones al funcionamiento del MEM.

## **2 Aspectos Relevantes del MEM 2008**

### **2.1 Problemática del Gas y su Relación con el MEM**

#### **2.1.1 Aspectos Institucionales**

- El estado tiene una participación marginal en el sector gas, ya que el mercado del gas es fundamentalmente manejado a través de contratos bilaterales que no necesariamente involucran aspectos tales como la confiabilidad del servicio, la optimización del recurso y el bienestar nacional. Este esquema funciona adecuadamente en condiciones en que la oferta abastece sin restricciones la demanda, pero comienza a tener problemas en condiciones de equilibrio de la producción-demanda como los que se presentan en la actualidad y se agudizan en condiciones deficitarias de suministro que tienen una posibilidad grande de presentarse en el corto y mediano plazo.
- Recientemente con la expedición del Decreto 2687, de junio 21 de 2008, se incentivan las inversiones para asegurar la confiabilidad del suministro, permitiendo que cualquier agente pueda incluir dentro de su plan de inversiones, aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio.

#### **2.1.2 Producción**

- En Colombia existen importantes productores de gas como es el caso de las asociaciones de Chuchupa y Cusiana, pero no existe un ente responsable a nivel nacional que pueda asegurar un suministro confiable de gas, quedando esta responsabilidad simplemente en manos de la buena voluntad de agentes privados.
- Existe gas físico suficiente para abastecer el consumo de corto plazo, pero debido a los contratos take or pay existentes, firmados hace varios años con precios regulados, no está disponible para el mercado primario. Esta situación se debe a que los contratos firmados por las plantas térmicas cubren el 100% de su capacidad con el fin de garantizar su operación y la remuneración del cargo por confiabilidad; sin embargo, dichas plantas normalmente son despachadas

utilizando solamente alrededor del 7% del gas contratado en el interior del país y del 50% en las plantas de la costa Atlántica.

- A pesar de la importante actividad realizada en exploración en los últimos años, hasta el momento no se han obtenido resultados importantes al respecto, lo cual significa que seguimos dependiendo en forma considerable de Chuchupa y Cusiana, a más del hecho que Chuchupa está próximo a iniciar su ciclo de declinación. No obstante las ampliaciones que se están llevando a cabo en la planta de tratamiento de gas de Cusiana, el autoabastecimiento de gas en Colombia está solamente garantizado hasta el año 2012, año a partir del cual dependeremos de las importaciones de gas de Venezuela.
- El país lleva ya algunos años en que la capacidad de suministro de los principales campos productores de gas y de algunos tramos estratégicos de la red de gasoductos está completamente contratada. Esta situación, unida al crecimiento de la demanda en sectores distintos al termoeléctrico, impide que se estructuren nuevos proyectos de generación a gas e incluso que algunos agentes encuentren dificultades para renovar sus contratos de suministro cuando llega su vencimiento; la subasta de energía firme llevada a cabo este año refleja esta situación, ya que el plan de expansión resultante no contempla la adición de nuevos proyectos a gas. La incertidumbre del suministro genera expectativas de alzas en precios al futuro, porque plantas eficientes pueden salir del mercado en el mediano plazo.

### **2.1.3 Transporte**

- La capacidad contratada está totalmente copada y su expansión de corto plazo también depende de la realización de contratos bilaterales entre agentes, quedando además la expansión de largo plazo en una situación de indefinición preocupante.
- En la coyuntura actual, es fundamental resolver el cuello de botella en el gasoducto Ballenas – Barranca, donde existen tramos sobrecontratados que han impedido a algunas plantas térmicas participar en el despacho, cediendo su espacio a recursos de generación más costosos. A este respecto es conveniente mencionar la Resolución CREG No 28 de marzo de 2008, la cual busca promover el desarrollo del transporte de gas basados en convocatorias realizadas por los consumidores.

#### **2.1.4 Comercialización**

- La comercialización de gas ha sido modificada sustancialmente a partir de la expedición del Decreto 2687 de 2008, el cual considera los siguientes aspectos:
  - Da prioridad a la renovación de contratos a aquellos comercializadores que atiendan al consumo interno en el sector residencial y a los pequeños usuarios comerciales, especialmente en condiciones críticas de abastecimiento y transporte deficitario. Esto resuelve el problema que tenían los comercializadores que para obtener el gas requerido debían acudir al mercado secundario y a subastas basadas únicamente en el precio, pero también puede reducir aún más el espacio de contratación al parque termoeléctrico.
  - Establece el procedimiento de comercialización de la producción disponible hasta agotar la disponibilidad declarada, evitando posibles acciones especulativas. Sin embargo, al poderse ofertar gas interrumpible, se mantienen las posibilidades especulativas que se han querido evitar.

#### **2.1.5 Mercado Secundario de Gas**

- El elemento fundamental que está influyendo en la determinación del precio del mercado secundario, es el precio del gas de la Guajira, influenciado directamente por los precios internacionales del petróleo y recientemente por los precios de cierre de las subastas de gas llevadas a cabo. Así mismo, el gas que venden los agentes térmicos en el mercado secundario tiene por destino principal el sector industrial, seguidos por los agentes comercializadores de gas, sector comercial, las plantas térmicas y el GNV.
- En la regulación vigente del precio de gas en boca de pozo, coexisten precios regulados y libres. Esta aproximación es correcta cuando el oferente regulado cuenta con excesos de capacidad porque los agentes bajo el régimen de libertad deben ofrecer precios iguales o inferiores al regulado para poder vender su gas. En un escenario de escasez, como el que caracteriza al mercado colombiano, pueden convivir diferentes precios lo que genera rentas y distorsiones. En particular, los agentes que no cuentan con contratos acuden al mercado secundario a comprar gas, elevando el precio sobre el regulado. Este mercado,



entonces, define el costo del combustible para los generadores eléctricos, porque constituye su costo de oportunidad del gas que se utilice en generación.

- El precio del gas en el mercado secundario, se está constituyendo en el principal fundamento del precio de la energía en el spot, sobre todo en horas de alta demanda, porque las plantas térmicas inducen los precios de las ofertas de las plantas hidráulicas que finalmente son las que están despejando el mercado. De hecho, varias plantas a gas han dejado de ofertar a precios competitivos, lo que reduce en la práctica, aún más, la brecha entre capacidad y demanda.
- El regulador ha tratado de ordenar el mercado secundario imponiendo subastas abiertas para la adquisición del gas. Esta solución parece estar obrando en la dirección opuesta en la medida en que facilita la extracción total del excedente de los compradores y evidencia un poder de mercado enorme del lado de la oferta; así por ejemplo, en las cuatro subastas realizadas se subastó el gas exigiendo “Take or Pay” del 100% y además los precios de cierre fueron considerablemente altos comparados con los precios del gas de Cusiana y Guajira; también el gas ofrecido en la subasta más reciente lo compró Ecopetrol, que es el mayor productor de gas del país, a un precio que dobla el regulado.

### **2.1.6 Despacho de Plantas Termoeléctricas**

- El Decreto 2687, al eliminar la prioridad que tenía el despacho de plantas termoeléctricas, las pone a competir con los demás consumidores de gas y consecuentemente, esto podría implicar un mayor costo del gas para la producción de electricidad y un efecto alcista en los precios de la energía eléctrica en el MEM.
- La certificación de las reservas y la declaración de producción exigidas por el Decreto 2687, son acciones muy positivas ya que generarán la información requerida en forma confiable y oportuna para la toma de decisiones de planeación en el sector eléctrico.
- La prohibición de vender el gas regulado que se compre en el mercado secundario, establecida en el Decreto 2687, no elimina el problema existente de las plantas termoeléctricas que adquirieron gas regulado con anterioridad a la expedición del Decreto y que lo venden en forma preferencial al mercado secundario.

- La coordinación del despacho gas-electricidad que se realiza ad-hoc, no solamente surge por restricciones en la producción de gas o por indisponibilidad de la red de transporte de gas, también se requiere durante la operación eléctrica del sistema a saber: el comportamiento del clima (Niño) que ha llegado a triplicar el consumo promedio de gas para generación eléctrica, así como la dependencia entre la disponibilidad de la red eléctrica y el consumo de gas. En condiciones normales un porcentaje importante de la demanda eléctrica de la Costa Atlántica se atiende con generación de las térmicas a gas, porcentaje que se incrementa cuando en dicha zona se presenta indisponibilidad de circuitos eléctricos por razones de mantenimientos, descargas atmosféricas, atentados, etc.
- El análisis energético de mediano plazo muestra la necesidad de despachar en forma sostenida las plantas térmicas a gas, con el consecuente impacto en el costo marginal de los precios de la electricidad.
- A partir de un análisis que correlaciona los precios del gas con las estrategias de oferta de las termoeléctricas en el MEM, el CSMEM estudió un ejemplo para un día de abril del 2008<sup>1</sup> en el que se muestra que el impacto en el precio de gas se traduciría en un aumento porcentual de la misma proporción en los precios mayoristas de la energía eléctrica para horas de alta y baja demanda. Los resultados de este ejemplo no se pueden extrapolar, dadas las complejidades en la formación de precios, pero si permiten inferir que hacia el futuro los problemas del mercado de gas se pueden reflejar en aumentos importantes en los precios de la electricidad. proveniente de campos no sujetos a la regulación de precios.

### **2.1.7 Reflexiones y Propuestas de Acción**

- Es fundamental que a nivel del estado se defina una política integral relativa al gas natural, que considere la necesidad de la expansión confiable del suministro del mismo en cuanto a producción y transporte para los sectores en los cuales el estado promovió exitosamente la utilización del gas natural, es decir a nivel residencial, industrial, térmico y gas natural vehicular. Esto conlleva la necesidad de un planeamiento a largo y mediano plazo del recurso, donde el estado debe participar activamente como promotor de desarrollo de la infraestructura, más no como empresario.

---

<sup>1</sup> Informe No 26 – 2008. Impacto del Mercado de Gas en el Precio de la Energía Eléctrica. CSMEM. Abril 21 de 2008

- El desarrollo del sector gas en Colombia ha sido acelerado y exitoso, con una penetración muy alta en los sectores residencial, industrial, vehicular y de generación termoeléctrica en los últimos 10 años; consecuentemente, el sector gas requiere institucionalizar la coordinación del despacho gas-electricidad que actualmente se realiza ad-hoc y además, que sea responsable de la recopilación y manejo de la información operativa, el planeamiento operativo donde participen tanto agentes públicos como privados, ofreciendo una adecuada confiabilidad del servicio a nivel nacional, lo cual no solamente permitirá efectuar la coordinación adecuada de los despachos, sino que redundará en beneficio de la mayor transparencia y dinámica del mercado y del sector en su conjunto.
- Considerando que aún con la expedición del Decreto 2687, continua el problema del gas atrapado en los contratos take or pay de los generadores térmicos, se requiere la renegociación de dichos contratos en condiciones benéficas tanto para el comprador como para el vendedor. De hecho, existe un margen de negociación en el sentido que los compradores valoran más el gas que los vendedores, porque están sujetos a mayores frecuencias de despacho, margen que se disminuye ante la presencia de un mercado secundario con precios por encima de los regulados.
- El gobierno debe tomar medidas de emergencia para acelerar la extracción de las reservas de gas, que son suficientes para cubrir más de 20 años de producción a los ritmos de consumo actual. La propuesta en esta dirección es que el gobierno, como socio mayoritario de Ecopetrol, impulse el desarrollo de los proyectos de ampliación de capacidad de tratamiento del gas de Cusiana y del Pie de Monte. Debería, además, ofrecer contratos para la venta de este gas desde la fecha esperada de entrada en operación de los proyectos.
- En Colombia la industria del gas se puede caracterizar como un duopolio (cuasi monopolio regional norte – centro, dominados por un mismo agente) de un bien no transable. Bajo esta configuración la libertad de precios genera rentas a los productores. La recomendación para este tipo de industrias es regular los precios. La regulación debería cobijar todo el gas disponible para evitar las distorsiones asignativas y los efectos indeseables y rentas que los precios del gas generan en el MEM. El precio regulado se podría basar en el costo en el mercado externo menos el costo de transporte y proceso requerido para situarlo en ese mercado.

## 2.2 Subastas de Energía Firme Realizadas

### 2.2.1 Proceso de las Subastas

PLANTAS ASIGNADAS EN LAS SUBASTAS					
PLANTA	Subasta	Capacidad MW	Energía GWh - año	Fecha de Entrada	TIPO
Flores 4	Previa	428	3.745	nov-10	T - Gas
Porce III	Previa	383	3.354	dic-11	Hidráulica
<b>SubTotal</b>		<b>811</b>	<b>7.099</b>		
Amoyá	Subasta	78	214	ene-11	Hidráulica
Termocol	Subasta	202	1.678	oct-12	Comb Líquidos
Gecelca-3	Subasta	150	1.116	dic-12	T - Carbón
<b>SubTotal</b>		<b>430</b>	<b>3.008</b>		
Cucuana	GPPS	60	50	mar-13	Hidráulica
Sogamoso	GPPS	800	3.791	nov-13	Hidráulica
Miel 2	GPPS	135	184	sep-14	Hidráulica
Quimbo	GPPS	396	1.750	nov-14	Hidráulica
Porce 4	GPPS	400	1.923	mar-15	Hidráulica
Pescadero-Ituango	GPPS	1.200	8.563	dic-18	Hidráulica
<b>SubTotal</b>		<b>2.991</b>	<b>16.261</b>		
<b>TOTAL</b>		<b>4.232</b>	<b>26.368</b>		

Tabla No 1

- La subasta de Obligaciones de Energía Firme - OEF y la asignación de plantas GPPS (plantas y/o unidades de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad), fue un proceso exitoso, aportándole al sistema nuevos proyectos de generación con la capacidad necesaria para asegurar un sistema confiable y a precios razonables.
- La tabla No 1 anterior muestra el total de plantas y energía firme asignadas durante los procesos de subastas OEF y GPPS. Flores 4 y Porce III corresponden a plantas que previamente a la subasta OEF se acogieron al precio de ésta y fueron asignadas automáticamente. Amoyá, Termocol y Gecelca 3 corresponden al resultado de la subasta OEF, Las restantes fueron asignadas en la subasta de sobre cerrado GPPS.
- El proceso se realizó en forma totalmente transparente y sin ninguna evidencia de comportamientos que hayan restringido la competencia y además, permitió frenar

el proceso de estrechamiento entre oferta y demanda que caracterizó al sistema eléctrico durante la presente década.

- El precio de cierre de la subasta OEF sugiere que el precio con el cual se venía fijando por vía regulatoria el costo de capital de la generación, se encuentra muy cercano a los niveles de mercado.
- Un aspecto que merece especial atención en la subasta de energía firme realizada, tiene que ver con que plantas de segunda mano reciban la misma remuneración del cargo por confiabilidad, que plantas nuevas con tecnología de punta.
- Los oferentes en los procesos llevados a cabo, prácticamente todos fueron agentes ya establecidos en el MEM, sin haber logrado la participación de inversionistas nuevos calificados a nivel internacional, además que los resultados del proceso implicaron aumentos de la participación relativa en la actividad de generación de algunos agentes principales del MEM.
- Un aspecto para reflexionar es que durante el proceso de subasta, los agentes adjudicatarios pudieron anticipar que la sexta ronda, donde se definió una banda de precios entre 14 y 12 USD/Mwh, sería la ronda de despeje de la subasta; debido a esto, las ofertas estuvieron solamente un par de milésimas de dólar por debajo del precio de apertura de la ronda, con lo cual presumiblemente, el mecanismo no permitió revelar efectivamente el precio de reserva por debajo del cual las plantas se hubiesen retirado de la subasta.
- En la subasta de sobre cerrado GPPS, se presentaron seis proyectos, sin embargo, entre ellos no existió competencia en cada uno de los años que cubrió la subasta, debido a que las cantidades ofertadas anualmente no excedieron las cantidades de energía firme requeridas por la subasta.

### **2.2.2 Reflexiones y Propuestas de Acción**

- En cuanto a las plantas de segunda mano, es importante monitorear la capacidad efectiva de responder por su Obligación de Energía Firme, dadas las restricciones logísticas asociadas al uso de combustibles líquidos y además debido a las características técnicas de la planta.

- El incremento en la participación en la generación del MEM, por parte de los agentes adjudicatarios de las subastas, debe revisarse con el fin de analizar las implicaciones de dicho aumento en el nivel de competencia del mercado.
- Para futuras subastas, valdría la pena analizar las razones por las cuales, los oferentes en los procesos llevados a cabo, prácticamente todos fueron agentes ya establecidos en el MEM, sin haber logrado la participación de inversionistas nuevos, calificados a nivel internacional.
- Los precios de apertura y cierre de las subastas deberían contener un solo decimal, evitando que cuando los agentes descubren la ronda de cierre, se beneficien minimizando su oferta, lo cual en el largo plazo significa cantidades muy importantes de dinero para el MEM.

## **2.3 Mercado de Contratos**

### **Mercado de Vendedores**

Los generadores de energía optimizan su exposición al riesgo y con ello la relación entre su capacidad de generación y la exposición a bolsa. En el pasado, algunos agentes que contrataron ventas por encima de su capacidad soportaron pérdidas importantes en un período de alzas en el precio de bolsa. Por lo anterior, la cantidad que se quiere comprometer en contratos está dada y puesto que la oferta no se ha expandido en los últimos 8 años, y la demanda se ha incrementado, los agentes generadores ya cuentan con una base relativamente fija de clientes y no deben competir para buscar nuevos compradores.

Este hecho permite caracterizar el mercado de contratos como un mercado de vendedores que, de alguna forma puede imponer las condiciones en términos de a quién y a qué precio contratan su energía.

### **Segmentación Geográfica del Mercado**

Como resultado de lo anterior, se ha constatado que el mercado 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 es causada por el poder de mercado (en un ambiente competido habría rivalidad por clientes en cualquier región) y a su vez, refuerza el poder de mercado expresado en el hecho que cada generador actúa como un cuasi monopolio en su región a la hora de firmar contratos.

### **Expectativas de Precios Altos 2009 – 2012**

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. Los agentes, independientemente de que tengan vendida la mayor parte de su energía (contratados), anticipan los efectos alcistas del spot, escasez de gas y estrechez de oferta, en el período 2009 – 2012, y no hay ninguna razón para que comprometan su energía en esos años a precios inferiores a los que esperan regirán en el spot.

Por otra parte, el costo de la energía pactada en contratos bilaterales se incrementará en la medida en que se renueven los contratos, en un proceso de convergencia hacia los precios de bolsa esperados para los períodos que amparan estos contratos.

### **Compradores Ilíquidos o Insolventes**

En los últimos años se han fortalecido considerablemente las finanzas de los comercializadores. No obstante, aún pueden persistir algunas empresas en condiciones financieras débiles a las cuales los generadores no quieren vender su energía por riesgos asociados a problemas de pago. Puesto que se trata de un mercado con excesos de demanda, los generadores tampoco tienen necesidad de atender las solicitudes de este grupo de empresas.

## **2.3.1 Contratación de la Demanda Regulada**

### **Mercado de Vendedores**

Las convocatorias de compra para atender usuarios regulados no alteran esta característica estructural de la industria, en la medida en que persiste una demanda por contratos, superior a la oferta que los generadores quieren comprometer mediante contratos bilaterales.

### **Integración Vertical**

La existencia de un mercado de vendedores se agrava si se considera que varias empresas generadoras tienen además intereses en sus “asociadas” distribuidoras. Obviamente la concurrencia y el interés por concurrir a las convocatorias de sus afiliadas es mayor que la de brindar su energía a terceros distribuidores. Se crea, de esta forma, una asimetría en las condiciones de compra de energía entre las integradas y las que no lo son.

### **Falencias en la Formación de Precios Eficientes**

Dado que los usuarios regulados son más inelásticos que los no regulados, se ha observado un resultado distorsionado en el sentido que los primeros pagan más por la energía, que los últimos. Esta deficiencia en la formación de los precios del mercado

regulado está asociada a la integración generación – distribución y refleja el uso del poder de mercado. La CREG estudió el tema y desvirtuó uno a uno los factores que de acuerdo con los generadores incidían en el diferencial de precios entre estos dos grupos de compradores.

### **Pequeños y Medianos Distribuidores**

Los comercializadores tienen una percepción de mayor riesgo al vender a los pequeños y medianos distribuidores y esto se refleja en dos aspectos: la no presentación de ofertas para ellos y adicionalmente cuando existen ofertas, los términos de contratación se reducen a plazos inferiores a los de la contratación con los grandes distribuidores.

### **Pass-through Puro**

La Resolución CREG 119 de 2007 estableció la fórmula tarifaria para usuarios regulados, incorporando dentro del componente de generación, los costos de compra de energía. Con la medida se busca evitar las pérdidas financieras de los comercializadores cuando compraban por encima de los precios de mercado y debían trasladar un precio referenciado en el mercado; también anticipa el traslado a los usuarios del costo de la compra de energía en el Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR.

El pass-through puro opera bien en ausencia de poder de mercado e integración vertical. No obstante, cuando estos factores están presentes, puede abrir una oportunidad a prácticas nocivas para el bienestar, en que se compra caro al integrado y se traslada el mayor precio a los usuarios finales (inelásticos) y resta incentivos a dedicar esfuerzos en la gestión de compra de energía.

### **Energía Congelada Durante las Adjudicaciones de Compra**

Los procedimientos de compra de energía en las convocatorias demandan períodos prolongados para la adjudicación. Una vez se ha ofertado en las convocatorias, la energía comprometida no se puede ofrecer en otra convocatoria porque, en caso de salir adjudicatario en las dos, los niveles de contratación y la exposición de los vendedores podría situarse por encima del nivel deseado.

### **Propuesta de Mercado Organizado para la Demanda Regulada - MOR**

La CREG recientemente presentó una nueva propuesta para el desarrollo del MOR, la cual estuvo abierta a los comentarios de los agentes del mercado; con base en tales comentarios, la CREG elaborará otra propuesta.

La propuesta presentada está fundamentada en un conjunto de transacciones de compra y venta de energía eléctrica para suplir las necesidades de los usuarios finales



regulados, mediante un mecanismo de subasta de forma centralizada y estandarizada, donde los comercializadores que representan la demanda regulada participan en forma obligatoria y los generadores de forma voluntaria.

El MOR propuesto trata un producto único, estándar, de tipo financiero con modalidad pague lo contratado y de tamaño 1 MWh-día. Aunque la CREG analiza varias alternativas para los diferentes elementos del MOR, en su propuesta recomienda: una distribución horaria igual a la de la curva de carga del SIN, con duración de un año; las cantidades a ser compradas se definirían por regulación a partir de las proyecciones centralizadas de la demanda regulada para un año, durante el año se realizarían cuatro subastas de tipo reloj descendente con cierre de precio uniforme y en cada una se subasta un cuarto de la demanda objetivo; los compradores contarían con una función de demanda definida regulatoriamente con base en la demanda objetivo y los precios que se definan. Recomienda la CREG que el MOR funcione en forma centralizada, que su constitución, ejecución y liquidación se haga a través del MEM y que los derechos y obligaciones se establezcan mediante regulación; para la liquidación las partes se pagarían las diferencias entre el precio de bolsa y el precio de contrato.

En relación a las garantías, la CREG propone renovarlas de forma rotativa para cubrir al menos dos meses de obligaciones (diferencias a pagar) y para cubrir las pérdidas que enfrentarían las partes ante la ocurrencia de un incumplimiento, toda vez que las garantías no abarcan todo el plazo que brinda el contrato, propone un traslado de la cantidad contratada e incumplida al resto de la demanda, permitiendo así reducir el costo de las garantías.

### **2.3.2 Contratación de los Grandes Consumidores**

#### **Pequeños y Medianos Clientes no Regulados**

En forma similar a lo que sucede con la contratación de la demanda regulada, existe por parte de los comercializadores una percepción de mayor riesgo al vender energía a los grandes consumidores con menores demandas. Esto se refleja en los siguientes aspectos: la escasa presentación de ofertas para empresas de menor tamaño; cuando existen ofertas, están orientadas a privilegiar el proveedor existente, además los plazos de contratación son reducidos y los precios de la energía son superiores. Esto se agrava además porque estos agentes no tienen acceso directo a la bolsa, quedando totalmente expuestos a un mercado de vendedores.

### **Abastecimiento de la Demanda**

El abastecimiento de la demanda de grandes consumidores se realiza principalmente a través de cinco comercializadores que cubren alrededor del 80% de esta demanda.

### **Precio Promedio de los Contratos**

Del total de la demanda no regulada, el 40% de las transacciones en contratos corresponde fundamentalmente a compras efectuadas por los generadores. Esta situación conlleva a que los precios promedio de la demanda no regulada, no reflejan los precios de compra de los grandes consumidores existentes en el MEM.

### **Recolección de Información no Disponible**

Con el fin de poder efectuar análisis de detalle respecto de la problemática de las ofertas para los grandes consumidores, se requiere recolectar información no disponible en el mercado, como son las convocatorias realizadas por los grandes consumidores, el número de ofertas presentadas, los comercializadores que ofertan, los precios de oferta, los términos y plazos de la contratación, etc.

## **2.3.3 Reflexiones y Propuestas de Acción**

### **Sistema de Información para Contratación**

El CSMEM en relación a la problemática de la contratación, recomienda que a través de XM se recolecte y procese la información para monitorear los precios pactados en contratos, que incorpore información de la oferta y la demanda, regulada y no regulada. Actualmente la información del mercado de contratos es insuficiente para monitorear la eficiencia del mercado.

La contratación de la demanda regulada en el MEM, involucra diferentes agentes que se caracterizan por tener demandas y mercados muy desiguales, esto hace necesario desagregar adecuadamente la información existente para poder identificar y resolver la problemática del caso. En particular los precios promedio de la contratación no necesariamente reflejan los precios de compra de los diferentes distribuidores y de los grandes consumidores existentes en el MEM.

El sistema de información de la contratación, debería permitir, con periodicidad mensual obtener información de precios, cantidades, número de transacciones y modalidades contractuales, donde se discriminen las ventas entre generadores, las de regulados y las de no regulados. El sistema debería incluir también, información generada por compradores tal como, número de convocatorias, energía comprada y/o

solicitada, número de oferentes, precio de cierre de la convocatoria, precios de oferta, términos y plazos de la contratación.

### **Solidez Operacional y Financiera**

Un mercado eléctrico integrado para poder tener condiciones viables de competencia requiere empresas con solidez operacional y financiera; tanto en el esquema actual como en la propuesta de la CREG en relación al MOR, se requiere generar mayor confianza por parte de los agentes en relación a este tema.

### **Reducir los Tiempos de Vigencia de Ofertas**

El CSMEM recomienda revisar los requisitos de las convocatorias de compra de energía del mercado no regulado, para reducir al mínimo los tiempos que utilizan los agentes en adjudicar las compras bajo contratos bilaterales. Puesto que el precio es la variable única de decisión, la adjudicación se debería realizar en un par de días. Esta medida pretende evitar que la disponibilidad de energía quede atrapada por períodos prolongados, lo cual puede contribuir a aumentar la concurrencia en las convocatorias. Su implementación sería transitoria, mientras se implementa el MOR.

### **Analizar el Pass-through Puro**

Se debe analizar si el pass-through puro ha exacerbado los problemas de integración vertical. Una vez implementado el MOR el pass-through puro se puede utilizar sin riesgos. El punto es que mientras se implementa el MOR, convendría analizar si se están presentando abusos del mecanismo, como pueden ser las compras a precios excesivos para capturar rentas y trasladar sobrecostos al usuario final. Conviene analizar si la entrada en vigencia del pass-through puro, tuvo un impacto estadístico significativo en el nivel de precios de energía en contratos y si el carácter de integrado verticalmente incide en los precios de compra.

### **Mercado Organizado para la Demanda Regulada - MOR**

La propuesta de la CREG sobre el MOR está enfocada a solucionar de raíz el poder de mercado en contratos de la demanda regulada, igualar las condiciones de acceso de todos los agentes mediante el anonimato de las partes contratantes y su esquema general se encuentra bajo análisis.

Sin embargo, aunque la CREG ha mencionado que posterior a la implementación del MOR se analizaría la posibilidad de aplicarla a las compras de energía de los grandes consumidores del sector no regulado, el esquema debiera operar desde un principio para cubrir las compras de energía dirigidas a sectores regulados y no regulados y resolver la problemática similar que presentan los dos sectores.

Si se determina que en el esquema propuesto para en el MOR subsisten dudas acerca de las garantías, este aspecto se podría subsanar con una cámara de compensación y con mecanismos de cobertura como los que operan en los mercados de valores. XM podría operar el mercado pero, obviamente no le corresponde cumplir las veces de garante de las transacciones.

## **2.4 Mercado Spot**

### **2.4.1 Hidrologías, Niveles de Embalses y Precios de Bolsa**

En forma continua desde el mes de febrero de 2008, los aportes hídricos han superado los promedios históricos y el nivel del embalse agregado del SIN ha permanecido por encima del 80%, situación que ha conllevado al vertimiento de agua en varios embalses del sistema, especialmente en los meses de septiembre y octubre. No obstante, el precio promedio del spot se ha mantenido en niveles relativamente altos con valores que han sobrepasado los \$120/kWh.

Desde julio de 2008 la volatilidad del precio de bolsa se exacerbó, al punto que en horas de alta demanda el equilibrio se alcanza en precios de hasta tres veces los promedios diarios. Así mismo, son las plantas hidráulicas las que fijan el precio de mercado en horas de alta, media y baja demanda; la participación de las plantas térmicas en la fijación del precio, solo ocurre en porcentajes muy discretos durante el periodo de máxima demanda.

### **2.4.2 Indisponibilidades Durante la Operación**

La situación actual del despacho es tal que si se presentan indisponibilidades en las plantas hidráulicas iguales o mayores a 900 MWh, para efectuar el suministro de la demanda máxima es necesario despachar las plantas térmicas a carbón e iniciar el despacho de las plantas térmicas a gas.

Los estudios de corto plazo (semana anterior al despacho) que realiza el CND arrojan que el nivel de la reserva diaria esperada de corto plazo para ciertas horas de operación, o bien es muy justa o alcanza a mostrar déficit menores. Ya en la programación del despacho para el día siguiente, debido a las consignaciones de equipos no contemplados en el plan de mantenimiento o por incrementos de la demanda del sistema, a partir del mes de agosto de 2008 se vienen presentando déficit en los niveles de reserva para algunas horas de operación.

Finalmente, si durante el día de operación se reportan indisponibilidades de plantas, lo cual implica la ejecución de un redespacho, dados los tiempos requeridos de aviso y de calentamiento de las plantas térmicas que están comprendidos entre 2 y 16 horas dependiendo de la planta y su tipo, no solamente se está incurriendo en problemas operativos que están implicando una posible desatención de la demanda, sino que también disparan los precios de la bolsa.

### **2.4.3 Mantenimientos de Generación**

A partir del año 2007, incluyendo 46 semanas de estadística del año 2008, las consignaciones de los equipos o instalaciones de generación se han visto más que duplicadas y el 80% de ellas ocurrieron fuera del plan de mantenimiento programado. Esto necesariamente va en detrimento de una operación confiable del SIN y coincide con la implantación del cargo por confiabilidad a partir de diciembre de 2006, con el cual desapareció la penalización a las indisponibilidades de generación.

### **2.4.4 Sistemas de Transmisión Regional – STR**

Dentro de los sistemas de transmisión regional, existen casos donde debido a: a) obsolescencia de las redes, b) las redes no soportan una confiabilidad asociada al esquema n-1, c) problemas de protecciones, d) no existe supervisión, y e) la expectativa de venta de sus activos que ha frenado la inversión en ellos, se presentan casos como los de Cauca y Nariño donde la demanda no atendida alcanzó el 1.12% de la demanda total para dichos sistemas, de enero a noviembre del 2008.

### **2.4.5 Subestaciones y Protecciones**

El informe del CND del mes de noviembre de 2008, sobre la operación del SIN presenta la actuación de las protecciones que ocasionaron apertura de las subestaciones y al respecto es preocupante encontrar que el 41% corresponde a actuación indeseada en ausencia de falla y el 22% a actuación inadecuada con falla, totalizando así un 63% de respuesta inadecuada de las protecciones del sistema.

### **2.4.6 Brecha Capacidad - Demanda**

En la segunda mitad de los noventa la capacidad de generación creció al ritmo de la demanda, en buena medida por proyectos de empresas públicas o respaldados en

PPAs (Purchase Power Agreement). Desde inicios de la presente década, no han entrado proyectos importantes y la relación capacidad demanda se ha reducido en cerca de 10 puntos porcentuales. La estrechez de este margen, incide en que, a medida que se expande la demanda, cada vez plantas con mayores costos de generación son requeridas en el despacho óptimo presionando al alza los precios del spot. La reciente asignación de Obligaciones de Energía Firme - OEF para el 2013 y años subsiguientes va a mitigar considerablemente este factor estructural en el mediano plazo; no obstante en el horizonte 2009-2012, se pueden esperar condiciones críticas en la holgura del índice demanda – capacidad.

#### **2.4.7 Poder de Mercado y su Utilización**

Dada la libertad otorgada por la regulación para la estructuración de ofertas, existe poder de mercado y se presentan evidencias de su utilización. El marco legal y regulatorio, Ley 143 de 1994, exige que las ofertas de los agentes generadores al mercado spot se basen en sus costos marginales. No obstante este mandato, no se han desarrollado mecanismos que permitan constatar su cumplimiento.

El problema es particularmente grave en un mercado dominado por las plantas hidráulicas, donde el costo variable depende de la valoración del agua embalsada que, a su vez, depende de las expectativas del precio futuro en el spot. La endogenidad en la determinación del costo de oportunidad del agua dificulta el control del regulador, o de los responsables del seguimiento del MEM, para determinar si efectivamente las ofertas reflejan el costo marginal. Por otra parte, si se desconoce el costo marginal, es imposible demostrar situaciones de abuso de poder de mercado asociadas a la retención financiera de capacidad de generación para presionar los precios al alza y obtener mayores utilidades. En la práctica internacional, éste es el mecanismo normal para verificar abusos de poder de mercado.

De acuerdo con las mediciones del CSMEM, el oligopolio de generadores del MEM detecta poder de mercado elevado, con relación a otros países para los que existen reportes. De igual forma, una observación continua del mercado permite presumir que los agentes han desarrollado estrategias de dominancia conjunta que les facilita ejercer su poder de mercado durante un porcentaje elevado del tiempo.

#### **2.4.8 Comportamiento de Plantas Hidroeléctricas**

Si bien la valoración del agua es endógena, esta no debería variar sustancialmente de un día a otro, puesto que las reservas se consumen en un período prolongado de

tiempo. En otras palabras la valoración del agua depende de las expectativas futuras del precio en el spot y éstas de fundamentales (expectativas hidrológicas, precios de los combustibles, evolución de la demanda) que no cambian radicalmente en períodos diarios o semanales. Una excepción es un régimen inusual de aportes que modifique radicalmente el nivel del embalse, pero, en este caso se trata de situaciones poco frecuentes.

El CSMEM ha podido constatar que las ofertas de varias plantas, pertenecientes a todos los agentes con recursos hidráulicos de magnitudes considerables, oscilan mediante variaciones bruscas, delimitadas entre el precio mínimo de oferta regulado y algún precio en el rango de cierre del mercado. Con esta estrategia se obtiene una probabilidad elevada de incrementar o sostener el precio elevado, dado que la capacidad conjunta de los oferentes en el rango alto de precios es pivotal (sin su concurrencia no se despeja el mercado).

Varias plantas con el embalse cercano a su nivel máximo, sostienen el precio por encima del mínimo permitido en la regulación; esta estrategia conlleva a que el precio de bolsa en horas de baja demanda no se deprima. En otros casos, plantas con nivel de embalse cercano al máximo, presentan precios de oferta muy por encima del precio de bolsa.

Estas evidencias permiten inferir, en casos extremos, que los agentes no están atendiendo la restricción de basar ofertas en costos, ya que en algunas oportunidades presentan ofertas de precios altos un día antes de verter el agua. En efecto, el agua vertida tiene un costo de oportunidad cero y pocos días antes del vertimiento el valor esperado de esa agua debe ser bajo, puesto que la probabilidad de verter es elevada.

En otras situaciones, lejos de la probabilidad de verter, sorprende el número de días de cada mes en los cuales los 4 principales agentes mantienen por lo menos una de sus plantas grandes en el rango de competencia de precios. Si todos los agentes mantienen alguna de sus plantas cerca del precio esperado del mercado, el precio del spot adquiere inercia en la medida en que, para abastecer la demanda es indispensable acudir a alguna planta que esté ubicada en este rango de precios, con lo cual se reduce la probabilidad de una caída abrupta de precios.

Finalmente, en relación a plantas marcadoras del precio de bolsa, en el año 2008 fueron las plantas hidráulicas las que presentaron los mayores porcentajes de tiempo marcando el precio, aún para el periodo de demanda máxima. Este análisis demuestra

además, que es incorrecta la percepción de que las plantas termoeléctricas son las que definen el precio de bolsa en las horas de alta demanda.

#### **2.4.9 Comportamiento de Plantas Termoeléctricas**

Con base en los indicadores de mercado que procesa el CSMEM y en relación a las plantas termoeléctricas, es posible concluir que algunas de ellas no estructuran sus ofertas basadas en costos marginales.

Los precios a que ofertan varias plantas térmicas son incompatibles con cualquier valor razonable del costo del gas y la eficiencia de las unidades. Esta práctica, se traduce en el ejercicio de poder de mercado, en el sentido en que se está reteniendo capacidad (por medios financieros), que aumenta la pendiente de la función de oferta en el MEM y con ello el poder de mercado y los precios. En otros mercados no se permite ofertar la energía a precios tan alejados del costo marginal que puede estimar el regulador.

#### **2.4.10 Estrategias de Oferta en el Precio de Bolsa**

El CSMEM ha analizado algunos casos de comportamiento estratégico que involucran aumento de precios en las ofertas o retiros de capacidad disponible y que se han traducido en incrementos importantes en el precio de bolsa.

Se ha mostrado que el poder de mercado de los agentes de la bolsa es elevado y varía considerablemente de un mes a otro. Los elevados niveles, presumiblemente, están estrechamente relacionados con el carácter hidrotérmico del sistema eléctrico colombiano, porque en este tipo de sistemas conviven estructuras de costos de generación muy disímiles lo que inclina la curva de oferta en determinados rangos de generación. La volatilidad del índice, por su parte, se origina en el carácter estocástico del régimen de lluvias y la alta dependencia del despacho en el nivel de los embalses y los aportes hídricos.

El hecho que exista poder de mercado, no obstante, no implica que los agentes estén abusando de este poder. El abuso de poder presupone que en forma individual o conjunta los agentes estén desviando sus ofertas de los costos marginales, o reteniendo capacidad que podría estar disponible, para lograr un equilibrio de precios en bolsa superior al que arrojarían ofertas competitivas. Demostrar abuso de poder de



mercado no es una tarea fácil, porque solo los agentes cuentan con la información necesaria para establecer cuál es su percepción del costo marginal.

Esta tarea es aún más compleja en un sistema dominado por recursos hídricos. Incluso detectar la intención de un comportamiento anti-competitivo por parte de un agente es particularmente complejo, porque el costo de oportunidad del agua, principal elemento del costo marginal de generación de las plantas hídricas, lo determinan las expectativas futuras del precio de la energía eléctrica, lo que crea una circularidad en la relación entre costos y precios.

#### **2.4.11 Reflexiones y Propuestas de Acción**

##### **Mantenimientos de Generación**

Llama la atención el excesivo número de consignaciones anuales de equipos o instalaciones de generación realizadas a partir del año 2007 y que en su gran mayoría hayan ocurrido fuera del plan de mantenimiento programado; esta situación conlleva la existencia de dos alternativas: a) El parque generador del SIN presenta unos niveles críticos de confiabilidad que requieren su análisis y atención urgente, y/o b) Las consignaciones de generación pueden estar siendo utilizadas con propósitos de carácter comercial.

##### **Sistemas de Transmisión Regional**

La situación que presentan algunos de los sistemas de transmisión regional requiere finalmente concretar su proceso de venta o de no ser posible éste, es necesario realizar las inversiones requeridas para alcanzar un nivel de confiabilidad adecuado.

##### **Subestaciones y Protecciones**

El alto porcentaje de respuestas inadecuadas de las protecciones de las subestaciones del sistema (63%), requiere una revisión a fondo de la coordinación de las protecciones y/o a la necesidad de modernizar tanto las protecciones como algunas subestaciones.

##### **Establecer Límites a los Precios de Oferta**

Se recomienda evaluar la conveniencia de establecer límites a las ofertas de precio o reglas sobre los incrementos máximos en los precios entre una oferta y la del día siguiente (reglas de variación), con el fin de impedir oscilaciones fuertes (efecto tandem) y/o evitar los precios de oferta distantes del costo marginal que corresponden a retenciones físicas de capacidad por medios financieros.

Otra alternativa es exigir a los agentes sustentar los precios de sus ofertas con base en sus propios cálculos de costos marginales. Presumiblemente, si se instaura un sistema de monitoreo de la elaboración de ofertas, los agentes van a encontrar dificultades para continuar con las prácticas actuales. En el caso de las térmicas, claramente se impedirían ofertas a los niveles actuales que las marginan de cualquier posibilidad de participar en el despacho ideal.

### **Modificar el Formato de Presentación de Ofertas al MEM**

En un mercado mayorista de energía eléctrico competido entre mayor sea la frecuencia de la vigencias de las ofertas, se logra mayor eficiencia porque los agentes pueden incorporar señales de escasez o abundancia con variaciones muy cortas. No obstante, ante evidencias de poder de mercado conviene estructurar reglas regulatorias que dificulten la coordinación entre agentes para sostener la inercia de precios altos.

En el pasado, el cambio de ofertas horarias a diarias en el MEM generó una reducción de precios, por lo menos mientras los agentes se acomodaron al nuevo esquema. Consecuentemente, con esta experiencia, el CSMEM recomienda evaluar la conveniencia de modificar el formato de presentación de ofertas al MEM, tal que se continúen haciendo ofertas diarias de disponibilidad, pero manteniendo constantes las ofertas de precio durante el periodo de una semana. XM podría simular si un cambio en esta dirección, a) limita las opciones de ejercer poder conjunto de mercado, y b) el efecto que esta medida pueda tener sobre la optimalidad del despacho.

### **Tipificar el Abuso de Poder de Mercado**

Llevar un caso donde se presume abuso de poder de mercado a una situación efectiva de sanción en Colombia enfrenta además, la falta de tipificación de este tipo de comportamientos por parte de la normatividad y la relativa libertad que da la regulación a la forma en que los agentes ofertan su energía.

El CSMEM ha realizado algunos análisis de caso para identificar situaciones en las que eventualmente uno o varios agentes abusaron del poder de mercado. La tipificación de estas prácticas y sus sanciones hacia el futuro van a ayudar a controlar el abuso de la posición dominante.

En desarrollo del análisis de estos casos, el CSMEM plantea las bases de un tratamiento metodológico para identificar situaciones de ejercicio de poder de mercado y cuantificar los perjuicios que estos comportamientos ocasionan al sistema<sup>2</sup>. Se trata

---

<sup>2</sup> Informe No 32 – 2008. Impacto de Algunas Estrategias de Oferta en el Precio de Bolsa. CSMEM. Octubre 29 de 2008.

de una primera aproximación para establecer procedimientos y bases normativas que permitan, hacia el futuro, contar con herramientas efectivas para fortalecer el nivel de competencia en el MEM.

Para poderse penalizar, debe definirse regulatoriamente la exclusión física o financiera de unidades de generación que representen un aumento sostenido (individual o en conjunto), en las utilidades del agente generador, como típico abuso de poder de mercado. Una norma sencilla que tipifique y sancione estos comportamientos puede desincentivar las prácticas que se observan hoy en día en el MEM.

## **2.5 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia - SRSF**

- El precio de la oferta del SRSF es el mismo de la energía ofertada por el generador en el mercado Spot. El definir varios productos con un solo precio puede conllevar a que se presenten comportamientos estratégicos y que los precios resultantes no sean óptimos para el mercado.
- Dado que los precios para la banda de regulación disponible se determinan con base en los precios de oferta individuales de los generadores (además del mínimo precio horario de bolsa en el día) y no con base en un precio marginal de cierre de mercado, se presentan situaciones que reflejan inequidad en el mercado. Por ejemplo, un proveedor que suministró alrededor del 2% de la capacidad de regulación requerida en un mes, recibió el 40% de los ingresos totales pagados por este servicio en el mes.
- Cada vez con mayor frecuencia en el mercado, se vienen presentando precios del SRSF muy superiores al precio de Bolsa (\$2.000/kWh a \$3.700/kWh). Esto evidencia escasez de la capacidad de regulación en competencia para suplir las necesidades del sistema y utilización del poder de mercado.
- El déficit de la capacidad de regulación de las plantas de generación habilitadas para prestar el SRSF en el MEM se agudiza en el invierno, pues la capacidad de regulación de las plantas hidráulicas se reduce, ya que los niveles altos de embalse no les permiten regular en toda la banda nominal.
- Cuando se presentan precios del SRSF superiores al precio de Bolsa, simultáneamente para esas unidades, en adición al costo del servicio se incurre

en generaciones fuera de mérito onerosas, que implican reconciliaciones positivas por la energía efectivamente generada en la banda de regulación u holgura, y por la energía mínima requerida por restricciones operativas de esos generadores. Así mismo, también existe otro costo indirecto que corresponde a la energía desplazada en otros generadores (reconciliación negativa), como consecuencia de la generación forzada que requiere el SRSF.

- Adicionalmente, cuando el precio del SRSF llega a ser superior al precio de Bolsa (fuera de mérito), las reconciliaciones positivas por la energía generada en la banda de regulación y por la energía mínima asociada a restricciones operativas, se liquidan al precio de oferta, sin aplicar los valores límites para los precios de las generaciones fuera de mérito establecidos en la Resolución CREG 034 de 2001.
- Siendo el costo del SRSF del orden del 25% al 30% del valor de las transacciones en bolsa, y que éstas corresponden al 30% de la demanda total de energía, se puede concluir en forma aproximada que el costo del SRSF representa entre 7.5% y 9% del precio total de la energía en el mercado mayorista, sin considerar los costos adicionales de las generaciones forzadas y las desplazadas por el servicio.
- Aunque la regulación colombiana establece la posibilidad de realizar contratos de traspaso de holgura entre generadores, éstos no se realizan. Posiblemente esta situación ocurre debido a la aversión al riesgo por parte del proveedor del servicio, ya que el precio a pagar por su responsabilidad comercial estaría determinado por los precios de oferta de otros proveedores del servicio.
- No existe justificación para incluir el CERE (Costo Equivalente Real de Energía) como parte de la remuneración del SRSF (lo recibe directamente el generador prestando el SRSF), debido a que en la liquidación de las transacciones de energía en Bolsa, éste se considera con el pago de la energía de regulación efectivamente generada; es decir, en el SRSF, el CERE se paga dos veces.

## **2.5.1 Reflexiones y Propuestas de Acción**

### **Aumentar la Capacidad de Regulación Secundaria de Frecuencia**

Es necesario incrementar la capacidad de regulación secundaria de frecuencia, para lo cual el CSMEM recomienda que se realicen los estudios requeridos para habilitar y utilizar más plantas, especialmente las plantas térmicas más modernas y de mayor capacidad que existen en el sistema. La experiencia internacional muestra que la regulación secundaria de frecuencia es posible de ser realizada con mezcla de plantas térmicas e hidráulicas.

### **Crear un Mercado Independiente para el SRSF**

Para evitar los comportamientos estratégicos y las distorsiones del mercado resultantes de definir varios productos con un solo precio, así como las inequidades en la remuneración que resultan en la prestación del SRSF, el CSMEM recomienda que se estudie la separación de los precios de oferta para cada uno de los productos, tal que los generadores realicen tratamientos independientes en sus ofertas, que expresen los costos realmente asociados al servicio que se quiere prestar (energía o SRSF). Esto daría por resultado la creación de un mercado independiente para este servicio complementario, donde su funcionamiento adecuado requiere suficiente capacidad de regulación puesta en competencia.