

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 29 – 2008**

### **SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – IMPACTO EN EL MEM ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL MEM**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Julio 25 de 2008**

## CONTENIDO

<b>1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>2 SUBASTA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD - IMPACTO EN EL MEM.....</b>	<b>6</b>
2.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA.....	6
2.2 FUNCIONAMIENTO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD.....	8
2.3 RESULTADOS DE SUBASTA DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA.....	11
2.3.1 Subasta del 6 de mayo .....	12
2.3.2 Asignación de OEF para Plantas GPPS.....	17
2.4 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y LA CAPACIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	19
2.5 CONCLUSIONES.....	22
<b>3 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....</b>	<b>25</b>
3.1 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	25
3.1.1 Aportes Hídricos Agregados.....	25
3.1.2 Vertimientos.....	25
3.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA.....	26
3.2.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....	26
3.2.2 Distribución del Precio de Bolsa.....	27
3.3 COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	28
3.3.1 Agentes Marcadores del Precio.....	28
3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio.....	29
3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....	30
3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica.....	31
3.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio.....	32
3.3.6 Índice de Lerner.....	33
3.4 COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES.....	35
3.4.1 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....	35
3.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones.....	36
3.5 COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	38
3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones.....	38
3.6 MERCADO DE CONTRATOS.....	39
3.6.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos.....	39
3.6.2 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida.....	39
3.7 SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	40
3.7.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa.....	40
3.7.2 Servicio de AGC por Planta.....	41
3.7.3 Distribución del Servicio de AGC.....	42

## Resumen Ejecutivo

La primera parte de este documento presenta un análisis de la reciente subasta del Cargo por Confiabilidad realizada en el MEM, el proceso de asignación de las plantas GPPS (plantas y/o unidades de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad) y su impacto en el Mercado de Energía Mayorista.

En cuanto a la subasta y la asignación de plantas GPPS, se encontró que el proceso llevado a cabo fue exitoso, aportándole al sistema nuevos proyectos de generación con la capacidad necesaria para asegurar un sistema confiable y a precios razonables. El proceso además, se realizó en forma totalmente transparente y sin ninguna evidencia de comportamientos que hayan restringido la competencia.

El precio de cierre de la subasta sugiere que el precio con el cual se venía fijando por vía regulatoria el costo de capital de la generación, no se encontraba alejado de los niveles de mercado.

Un aspecto que merece especial atención en subastas futuras es el hecho que no parece equitativo que una planta de segunda mano reciba la misma remuneración del cargo por confiabilidad, que plantas nuevas con tecnología de punta.

Ahora bien, en relación a los incentivos para incrementar la competencia en el MEM, 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, además que los resultados del proceso implicaron aumentos de la participación relativa en la actividad de generación de algunos agentes principales del MEM.

La segunda parte del documento presenta el análisis del desempeño del MEM durante el mes de junio de 2008, con base en indicadores calculados para tal fin.

Consistente con el buen comportamiento de las hidrologías, la recuperación del nivel del embalse agregado y los vertimientos de algunos embalses, junio se caracterizó por ser un mes con disminución en los precios de la energía, con valores en el spot alrededor de \$65/kWh a fin de mes.

Emgesa retomó el liderazgo del índice de coincidencias como agente marcador del precio de bolsa, alcanzando además un nivel de 35%. Esto implicó un desplazamiento de EPM al segundo lugar, disminuyendo su participación al 23%; finalmente Isagen con una participación del 18% completó el grupo de los principales agentes marcadores de precio, los cuales en su conjunto ponen el precio del mercado en un 76% del tiempo.

La mayoría de las plantas hidráulicas mantuvieron niveles de embalse relativamente altos y ofertaron en forma competitiva asegurando su despacho. De otra parte, las plantas térmicas a gas durante junio, en general mantuvieron su estrategia de ofertar precios muy elevados, lo cual eliminó en éstas la probabilidad de ser despachadas; muy posiblemente dicho comportamiento estuvo orientado a vender el gas en el mercado secundario.

En relación a los índices analizados por el CSMEM, resalta en particular el índice de Lerner que aumentó para todos los agentes y consecuentemente su poder de mercado en todo el espectro de la demanda: baja, media y alta. La mayoría de los éstos índices se ubicaron entre el 20% y 30%.

Las restricciones operativas del sistema, relacionadas principalmente con la voladura de torres y las declaraciones de CAOP, ocurridas durante el primer semestre del año 2008, significaron que el costo total de las restricciones del sistema se incrementó paulatinamente hasta superar los valores ocurridos a finales del año 2006, antes que entrara en operación la primera línea UPME de 500 kV en la Costa Atlántica.

El servicio de regulación secundaria de frecuencia – SRSF, presentó precios máximos horarios de hasta 3.700 \$/kWh, los cuales dado que se sostuvieron durante la última semana del mes, generaron para esos días precios promedios de 500 \$/kWh para el servicio. Dada la persistente ocurrencia de esta situación, ello amerita una revisión cuidadosa de la metodología para establecer el precio, tal que refleje los costos reales del servicio prestado.

La situación anterior se sintetiza en el caso de una planta reguladora que aunque solo suministró alrededor del 1.0% de la holgura total programada del SRSF del mes, recibió por ello una remuneración cercana al 29% del total de los ingresos por SRSF. Esto implicó que el resto de plantas que prestaron el SRSF sufrieron una reducción en sus ingresos con respecto a la magnitud de la holgura aportada.

# **1 Introducción**

El presente informe contiene dos partes: a) Subasta del Cargo por Confiabilidad – Impacto en el MEM y, b) Análisis de desempeño del MEM.

## **a) Subasta del Cargo por Confiabilidad – Impacto en el MEM**

El análisis de la reciente subasta del Cargo por Confiabilidad realizada en el MEM y el proceso de asignación de las plantas GPPS, contiene una descripción de la evolución histórica del Cargo por Confiabilidad y de su funcionamiento; presenta además un análisis de los resultados del proceso de subasta realizada y las asignaciones para años posteriores, como también de la evolución de la demanda máxima y la capacidad del sistema eléctrico colombiano. Finalmente a manera de reflexión incluye unas conclusiones al respecto.

## **b) 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 Subasta del Cargo por Confiabilidad - Impacto en el MEM**

### **2.1 Evolución Histórica**

A principios de la presente década, los teóricos del diseño de mercados eléctricos se podían dividir claramente en torno a dos posiciones antagónicas. En un lado se encontraban aquellos que consideraban que dadas las características de la industria, un mercado bien regulado generaba las señales de expansión necesarias para satisfacer la demanda futura sin necesidad que el gobierno orientara la inversión mediante garantías, cargos para remunerar la capacidad o contratos de compra de energía de largo plazo.

El concepto detrás de esta posición está fundamentado en la racionalidad de los mercados financieros. En tiempos de escasez de energía el precio en el “*Spot*” se eleva a tal punto que plantas de muy bajo despacho pueden cubrir su costo de capital en estos períodos críticos de grandes ganancias. De igual forma, los compradores buscarán cubrirse ante estas elevaciones de precios pagando, mediante contratos, la capacidad necesaria para asegurar la disponibilidad en estos períodos. Un mercado financiero sólido de derivados y futuros, aseguraría, bajo estas premisas, que decisiones descentralizadas de los agentes privados (generadores y compradores) condujeran a un equilibrio dinámico entre oferta y demanda.

En el otro extremo, algunos teóricos identificaban problemas estructurales propios del mercado eléctrico que impiden que un esquema completamente descentralizado genere los incentivos necesarios para expandir la capacidad al ritmo esperado de la demanda. Bajo este enfoque el gobierno cumple un papel importante implementando instrumentos que mitiguen los riesgos de los inversionistas cuando acometen nuevos proyectos.

Entre los problemas estructurales se pueden mencionar la imprevisibilidad de la oferta (particularmente en sistemas con una alta composición hídrica) y de la demanda de energía, el prolongado tiempo de maduración de las inversiones, el desconocimiento de las estrategias de expansión de los rivales, fallas en el mercado de contratos (falta de liquidez, ausencia de una cámara de compensación, información asimétrica), poder de mercado, riesgo regulatorio (ej: tope de precios en períodos de escasez), entre otras. Bajo estas circunstancias es muy improbable que la oferta cubra la demanda en el

futuro y corresponde al gobierno atraer inversión otorgando incentivos que reduzcan el riesgo de las inversiones.

El desenlace del sector durante la década parece haber dado la razón, por lo menos bajo la configuración actual de los mercados, a esta segunda línea de pensamiento teórico. Mercados que nacieron muy libres, como el de California y el de Chile, enfrentaron serios racionamientos de energía que demostraron claramente la incapacidad de la oferta para seguir la dinámica de la demanda.

Colombia optó por una vía ecléctica con la implementación del cargo de capacidad. Con este mecanismo se creó un flujo de recursos, derivado primariamente por los usuarios finales, desde los generadores de mayor frecuencia de despachos hacia aquellas plantas de respaldo cuya razón de ser es producir energía en períodos críticos. Cada kilovatio vendido en el MEM causaba un pago, establecido por el regulador (CERE), que alimentaba un “fondo” con el cual se cancelaba mensualmente el cargo por capacidad (CC) a todas aquellas plantas cuya capacidad el regulador había determinado como esencial para asegurar la confiabilidad del suministro, independientemente de si han generado o no.

El cargo por capacidad cumplió dos papeles básicos. En primer lugar restableció la rentabilidad de las plantas de bajo despacho que se requieren para garantizar el suministro en sequías prolongadas; en segundo lugar, constituye un mecanismo de colusión tácita que evita que una guerra en el mercado lleve los precios hasta costo marginal, lo que podría haber excluido varios jugadores del mercado. En efecto, si el cargo se fija correctamente debe cubrir el costo del capital y, su versión variabilizada, el CERE, se establece como un piso a las ofertas en el MEM, con lo cual la competencia en el “*Spot*” se da estrictamente en el costo marginal de corto plazo<sup>1</sup>, pero permitiendo un componente para recuperar el capital.<sup>2</sup>

A pesar de las bondades de este esquema en la estabilidad financiera del sector, el cargo por capacidad no parecía dar las señales necesarias para la expansión. Al inicio del mercado mayorista de energía, las entradas de capacidad nueva respondieron en

---

<sup>1</sup> En sectores con economías de escala el costo marginal es menor que el medio. Un esquema de competencia basado exclusivamente en costo marginal genera faltantes financieros que deben ser cubiertos por el gobierno si se quiere evitar la quiebra de los oferentes.

<sup>2</sup> Este tipo de mecanismos se han implementado en otros mercados oligopólicos con costos fijos elevados como las tarjetas de crédito. Un componente del variable del costo está constituido por una contribución a un fondo que cubre gastos fijos. La variabilización de los costos fijos asegura la viabilidad financiera de los negocios aún en mercados caracterizados por rivalidad intensa en precios. Ver por ejemplo. *Competition in Telecommunications*. JJ, Laffont y J Tirole. MIT Press 2001.

su mayoría a contratos de compra de energía (PPA) garantizados por el gobierno, a precios comparativamente altos con los correspondientes a las planta hidroeléctricas de la época. A partir de esta situación, la expansión de la generación no ha correspondido adecuadamente al crecimiento de la demanda, de esta forma la brecha entre la oferta y la demanda se ha venido estrechando año tras año, con lo cual se eleva drásticamente el riesgo de racionamientos, por un lado, y se aumenta el poder de mercado y los precios de la energía por el otro.

Además se ha criticado que tanto la remuneración por capacidad como la distribución de los derechos de compartir el cargo surjan de parámetros y modelos fijados administrativamente por el regulador y no mediante mecanismos de mercado. Quizás, el aspecto más controvertido de este instrumento es la disociación entre el monto asignado en materia de cargo y la obligación de responder con energía en períodos críticos. Un agente recibía el cargo pero no asumía ningún compromiso contra este pago, lo que conducía posteriormente a que el regulador fijara, por ejemplo, límites a las decisiones de generación de agentes hídricos en épocas secas, porque el agente no internaliza suficientemente los costos económicos de un eventual racionamiento y en consecuencia no toma autónomamente medidas para mitigar este tipo de eventos.

Desde hace un par de años, el regulador, con el apoyo de expertos internacionales, el operador del mercado, las entidades de planeación y los agentes que participan en el mercado han venido diseñando, perfeccionando e implementando el cargo por confiabilidad, un instrumento que sustituye al cargo por capacidad y le añade un nuevo componente que parece haber puesto fin a la incertidumbre acerca de la expansión de la capacidad de generación: las subastas de energía firme.

El CSMEM en su papel de monitor del mercado, ha considerado importante discutir el resultado de estas subastas y presentar algunos puntos de discusión sobre sus efectos en el desarrollo de corto y mediano plazo del MEM.

## **2.2 Funcionamiento del Cargo por Confiabilidad**

El cargo por confiabilidad<sup>3</sup> introduce varias modificaciones a su predecesor, el cargo por capacidad. El cargo no remunera la capacidad de la planta en términos de pesos por Kw/mes, sino la energía que garantiza el agente expresada en dólares/Mwh. Bajo el nuevo esquema son los generadores quienes aplican libremente al reconocimiento del cargo y no los resultados que arrojan las simulaciones de un modelo determinado

<sup>3</sup> Resolución CREG 071 del 2006.

por las autoridades de planeación. El regulador establece los parámetros que determinan cual es la máxima energía que puede asegurar una planta en función de sus características<sup>4</sup> ENFICC- Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad - y cuál es el monto total de energía en firme que exige el sistema eléctrico para superar períodos críticos en cada vigencia hacia el futuro. Los agentes estiman los parámetros y el máximo de energía en firme dada la regulación y la CREG asigna el monto global entre los aspirantes a este cargo, de tal forma que se satisfagan los requerimientos de firmeza.

El agente al cual se le reconozca el cargo, se compromete a entregar la energía cuando el mercado la requiera. En particular, cada vez que el precio del mercado supere el precio de escasez definido por el regulador, los beneficiarios del cargo por confiabilidad están obligados a ofertar el monto de energía amparada por este instrumento al precio de escasez. En el nuevo modelo, entonces, el generador que recibe el cargo internaliza los costos de racionamiento y por lo tanto en la función objetivo que determina su estrategia de despachos no solo está maximizar utilidades sino también cumplir con la energía en firme que respalda su planta. Incumplimientos en la entrega de energía en situaciones en que el mercado la exige, desatan sanciones y la activación de pólizas. Los agentes pueden contratar con otras plantas energía en firme no comprometida como respaldo, en un mercado secundario de energía firme que forma parte de un esquema denominado anillos de seguridad.

Finalmente, se incluyó un sistema novedoso para incentivar la expansión de la capacidad, guiada por señales de las autoridades de planeación y regulatorias. En efecto, cada vez que se determine que en un período futuro, la energía en firme del sistema es insuficiente para cubrir la demanda en eventuales situaciones críticas, el regulador ordena al operador del mercado la realización de una subasta. Se trata de una subasta de reloj descendente en la cual los inversionistas con proyectos de generación ofrecen energía en firme para el año deficitario (y los subsiguientes) en un rango definido entre un precio de apertura y de cierre de ronda anunciado por el subastador<sup>5</sup>. Si la oferta excede los objetivos de energía en firme, el subastador inicia otra ronda, tomando como precio de apertura el del cierre de la ronda anterior y

---

<sup>4</sup> Para las plantas hidráulicas se plantea un modelo dinámico que en función de los aportes y la generación establece cual es el mínimo de energía que puede asegurar el agente. En el caso de las térmicas, además del índice histórico de indisponibilidades, se consideran la existencia de contratos de suministro y transporte de combustibles y la eficiencia de las plantas (Heat Rate) y un índice general que incluye la probabilidad de escasez generalizada en el sistema de suministro de gas natural.

<sup>5</sup> En teoría las ofertas se establecen en pares precio cantidad (función de oferta) para cada generador. En la práctica, no obstante, las ofertas son completamente elásticas y se oferta un solo precio. Esto tiene que ver con que para muchas plantas el costo marginal es decreciente a mayores volúmenes y no decreciente como exige la regla de la subasta (Ej: Ciclos combinados)

estableciendo un precio menor de cierre. El subastador continúa reduciendo el rango de precios hasta que la oferta de energía de los proyectos que no se han retirado de la subasta (porque sus costos de generación se encuentran en el rango anunciado por el subastador) intercepte la demanda de energía en firme que se busca cubrir<sup>6</sup>. A las plantas que se sostienen en la subasta hasta la ronda de cierre, se les asigna la energía en firme ofertada para un período de 20 años y el precio de la energía en firme (Cargo por Confiabilidad) para esos períodos es el precio que despejó la subasta. En este proceso a las plantas existentes se les otorga energía en firme, pero no participan en la subasta definiendo el precio. Las que se encuentran en construcción reciben un tratamiento especial.<sup>7</sup>

De esta forma, un inversionista que participe con éxito en la subasta tiene garantizada la cobertura de sus costos fijos en la proporción de sus obligaciones porque recibirá el cargo de confiabilidad desde el año objetivo de la subasta y en los subsiguientes. La reducción del riesgo comercial y la estabilidad en el flujo de ingresos, como se discutirá adelante, permitió que la expansión de la oferta, inactiva durante más de 10 años, se reactive. Por otra parte el precio de la firmeza lo determina el mercado, y no es más un parámetro definido por el regulador con las distorsiones que puede crear.

El mecanismo para incentivar la expansión de capacidad incluyó una alternativa para proyectos de generación cuyo ciclo de construcción concluya con posterioridad al año para el cual se subasta energía en firme. En efecto, la Resolución CREG-101 de 2007 adicionó a la Resolución CREG-071 de 2006, el Anexo No. 11<sup>8</sup>, y estableció un procedimiento para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a generadores GPPS - plantas y/o unidades de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad.

Los generadores que tengan proyectos con estas características pueden enviar al operador del mercado una oferta en sobre cerrado, que estipule el precio y cantidad de energía en firme (kwh/día) que ofrecen al sistema en cada uno de los años posteriores al de la realización de la subasta más diez años. Las GPPS deben ofertar un precio menor o igual al precio de despeje de la subasta (PMGPPS) para todos los períodos

---

<sup>6</sup> La demanda de energía en firme para efectos de la subasta no es completamente inelástica. Buscando reducir el poder de mercado, el mecanismo ideó una demanda con cierta elasticidad en la cual si el precio de cierre es muy elevado (2 veces el costo eficiente estimado para una térmica), el mercado asigna menos energía en firme; si el precio de cierre es menor, se asigna más energía. Los márgenes de ampliación de la demanda los define el regulador ( $M_1$  y  $M_2$  Resolución CREG-031 del 2007).

<sup>7</sup> La regulación incluyó además una serie de cláusulas para prevenir que, como resultado de la subasta se exacerben los problemas de poder de mercado en el futuro o durante el mismo proceso de la subasta.

<sup>8</sup> Reglamentada, a su vez, por la Resolución CREG-040 del 2008.

por los cuales opta. La energía en firme declarada debe ser menor o igual a la ENFICC declarada.

Si la energía en firme ofertada por estos agentes es menor a la que se estima requiere el mercado en cada período, se les adjudica la obligación y se cancela el cargo por confiabilidad al precio de cierre de la subasta. Si hay energía en firme en exceso, se activa un procedimiento de optimización, para distribuir las asignaciones de energía en firme entre las plantas que aplicaron a este mecanismo. De esta forma, el precio futuro de la energía en firme lo fijan plantas de ciclos cortos de construcción en la subasta y, una vez definido el precio, se asignan obligaciones de energía en firme a plantas que requieren períodos de construcción más extensos (típicamente plantas hidráulicas de gran tamaño).

### **2.3 Resultados de Subasta de Obligaciones de Energía**

Como se mencionó atrás, la transición hacia el nuevo esquema del cargo por confiabilidad demandó un esfuerzo completo del regulador, el operador de mercado, el Ministerio de Minas y Energía, asesores internacionales y los agentes que participan en el mercado. Entre el 2006 y la realización de las subastas se expidieron 36 resoluciones para precisar aspectos en materia de requerimientos de energía en firme, parámetros para el cálculo del ENFICC de cada planta, la liquidación del cargo, el esquema de garantías, la promoción de la subasta, las reglas de la subasta y la asignación de obligaciones de energía en firme para los proyectos GPPS, los cronogramas y procedimientos de cada actividad, entre otros.

La CREG designó a XM, el operador del mercado, como el responsable de llevar a cabo la subasta. XM, a su vez, contrató al BBVA, para realizar la promoción a nivel nacional e internacional del proyecto, a la firma Paradigma para implementar el software de la subasta, a la firma Criterion Auctions como subastador y a Delloite como auditor. La subasta se realizó vía internet, lo que exigió montar toda la plataforma y protocolos para que los participantes pudiesen ofertar desde sus respectivas oficinas y el subastador liderara el proceso desde la sede de XM en Medellín. El CSMEM estuvo presente durante la subasta y constató que el proceso se desarrolló en completa normalidad. El informe del auditor, tras un análisis minucioso de cada procedimiento, llegó a una conclusión similar.

Con anterioridad a la subasta había cierto escepticismo de algunos expertos en banca de inversión, en el sentido que la subasta podría contar con muy baja concurrencia

porque los inversionistas (y los bancos que los financian) podían no encontrar suficiente garantía y estabilidad futura en el flujo de ingresos, con una asignación por vía regulatoria de obligaciones de energía en firme; se consideraba que quizás sería necesario que el gobierno firmase contratos de compra de esta energía en firme para blindarse ante eventuales cambios de rumbo en la regulación en el futuro.

La subasta parece haber desmentido esta percepción. Incluyendo las plantas bajo GPPS, 39 agentes manifestaron su interés en aplicar con 99 proyectos de generación. Se declararon parámetros ante el ASIC en 29 proyectos de los cuales 8 corresponden a GPPS. A la subasta se presentaron 8 proyectos y se asignaron 3 para las obligaciones de energía firme 2012-2013. Finalmente, 6 agentes representando igual número de proyectos ofertaron en sobre cerrado para la adjudicación de energía en firme desde el 2014, con plantas GPPS. Los 6 recibieron asignaciones de energía en firme y quedó un remanente importante de energía de estas plantas para cubrir necesidades futuras (posteriores al 2014) de energía en firme. Desde este punto de vista, parece que el esquema institucional y regulatorio del sector eléctrico que se ha venido consolidando desde la expedición de las leyes 142 y 143 a mediados de los años 90, cuenta con la consistencia y credibilidad suficiente por parte de los agentes para comprometer sus recursos en el país.

### **2.3.1 Subasta del 6 de mayo**

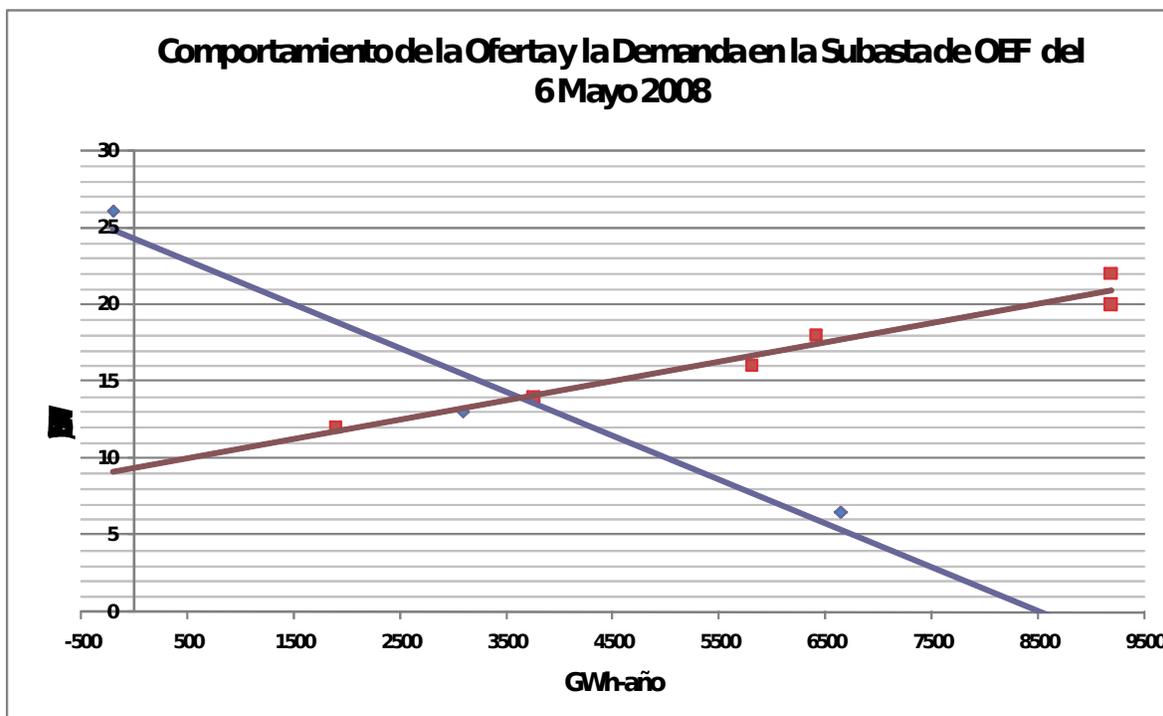
El gráfico No 1 sintetiza en curvas de oferta y demanda, la subasta del 6 de mayo de 2008 para adjudicar obligaciones de energía en firme de plantas operativas entre el 2012 y 2013. El gráfico se construyó de la siguiente manera. Por el lado de la demanda se consideró únicamente la energía en firme incremental, es decir la adicional a la que pueden ofrecer las plantas existentes. Para ello a la demanda total de OEF – Obligaciones de Energía Firme -, se restaron 62.890 GWh-año, que corresponden a la ENFICC aprobada de las plantas existentes. Dados los márgenes (M1 y M2) establecidos por el regulador para dar cierta pendiente a la curva de demanda<sup>9</sup>, se estimó que la demanda incremental corresponde a -201 GWh-año, si el precio de cierre de la subasta se localiza en 26,09 USD/MWh (2CE, siendo CE el costo equivalente de energía del anterior cargo por capacidad)<sup>10</sup>; en 3.086 GWh-año si el precio de cierre se ubica en 13,04 USD/Mwh (CE) y; 6.643 GWh-año si la subasta cierra a 6,52 USD/MWh

---

<sup>9</sup> Adjudicar un mayor volumen de energía en firme si el precio es menor.

<sup>10</sup> Exceso de energía en firme aún antes de adjudicar OEF a nuevas plantas, si las ofertas no se reducían de 2 CE.

(1/2CE). Por el lado de la oferta se acumuló la energía ofertada de las plantas que no se retiraron de la subasta en cada uno de los cierres de ronda<sup>11</sup>.



**Gráfico No 1**

La subasta aseguró la entrada de 430 MW nuevos de capacidad al 2012 que ofrecen una energía en firme agregada de 3008 GWh-año. Las plantas que sostuvieron su oferta hasta la última ronda y fueron asignadas para cubrir un período de 20 años contados a partir del 1 de diciembre de 2012, son:

**PLANTAS ASIGNADAS EN LA SUBASTA**

PLANTA	AGENTE	Capacidad MW	Energía GWh - año	TIPO
Amoyá	ISAGEN	78	214	Hidráulica
Gecelca-3	GECELCA	150	1.116	Carbón
Termocol	POLIOBRAS	202	1.678	Comb. Líquidos
<b>Total</b>		<b>430</b>	<b>3.008</b>	

La composición de las plantas asignadas es favorable desde el punto de vista de estructura de mercado, en la medida en que Termocol que aporta un mayor porcentaje de energía en firme, pertenece a un grupo de inversionistas nuevo en el mercado

<sup>11</sup> El ejercicio se basa en la información de la CREG de la subasta y cálculos del CSMEM.

eléctrico Colombiano. Gecelca 3 pertenece a GECELCA y Amoyá a ISAGEN aumentando ligeramente su participación durante estos años, pero no se trata de los agentes generadores con mayor participación en el mercado<sup>12</sup>.

La composición de las adjudicatarias también parece conveniente desde el punto de vista de la diversificación de fuentes de energía: Amoyá hidráulica; Gecelca a carbón y Termocol, con combustibles líquidos y la opción de utilizar gas. Como era previsible, las restricciones actuales de suministro de gas natural y la incertidumbre futura de expansión de la capacidad de producción, impidieron que se presentara una oferta más competitiva de proyectos a gas.

Por otra parte, es importante verificar por cuantos días puede Termocol amparar sus obligaciones de energía en firme, dadas las restricciones logísticas que enfrentan los combustibles líquidos. Este punto es importante porque si bien el agente que representa la planta cuenta con garantías sobre estas obligaciones, la historia ha demostrado que en períodos prolongados de sequía el parque térmico puede llegar a ser demandado constantemente por más de un mes, lo que difícilmente se puede hacer con base en combustibles líquidos. Ayudaría mucho a la robustez del sistema que se relaje la oferta de gas y esta planta consiga un contrato que asegure firmeza en este combustible (la planta puede operar con gas), de tal forma que la energía en firme se pueda despachar efectivamente en situaciones extremas.

Algunos analistas del sector también han manifestado su preocupación porque la planta Termocol sea de “segunda mano”, es decir una planta con varias décadas de uso que se repara. A este respecto es conveniente recordar una de las críticas que hizo Wolak al viejo sistema de cargo de capacidad, en donde de acuerdo con los resultados de un modelo alimentado con las eficiencias de las plantas, se determinaban las unidades necesarias para atender situaciones críticas. Wolak sostenía que ese procedimiento incentivaba la reposición de todo el parque a plantas nuevas y en la frontera de eficiencia (para asegurar la cobertura del cargo), lo cual no necesariamente representaba el programa de mínimo costo de expansión, en la medida en que varias de estas plantas se despachan con muy baja frecuencia y, por lo tanto, no deberían exigir grandes inversiones de capital. De acuerdo con este concepto no debería preocupar que en la subasta se haya asignado una planta con estas características, siempre y cuando, los mecanismos de interventoría y las garantías sean lo suficientemente sólidos para asegurar, con toda certeza, que la planta estará operativa cuando se le requiera.

---

<sup>12</sup> Tomado de la presentación de XM ante el congreso de ANDESCO en Cartagena 2008.

Otros analistas consideran que la expansión del parque generador que debería asegurar la confiabilidad del sistema, debe estar compuesto por plantas que técnicamente estén en condiciones operativas de garantizar los compromisos de abastecimiento requeridos. Por otra parte, no parece equitativo que una planta de segunda mano reciba la misma remuneración del cargo por confiabilidad, que plantas nuevas con tecnología de punta. También, no deja de sorprender que en la subasta, Termocol con las características ya mencionadas, es la planta con la mayor cantidad de energía firme (56%).

El precio de cierre se situó en USD 13,998/MWh. Este valor sugiere que el precio con el cual se venía fijando por vía regulatoria el costo de capital de la generación no se encontraba alejado de los niveles de mercado. Por otra parte, el hecho de que el precio haya cerrado cerca del valor actual facilitará la transición del manejo del sistema de cargo de confiabilidad hacia el futuro, cuando se de la transición entre precios regulados y precios de mercado. Un resultado contrario, donde los precios de la energía se ubicasen muy por encima o por debajo de los niveles vigentes habría creado tensiones en el futuro para la distribución del VD – Valor a Distribuir obtenido como diferencia entre el valor asignado y el recaudado - y alterado el equilibrio financiero de algunos agentes del MEM.

Posiblemente el único punto desafortunado en la formación del precio durante el proceso de subasta es que 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. Anticipando esta situación, las ofertas se situaron un par de milésimas por debajo del precio de apertura de la sexta 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.

El resultado podría haber sido distinto en una subasta de sobre cerrado de segundo precio, donde los agentes encuentran óptimo revelar su verdadera disposición a ofertar (costo). No obstante, para ventas de múltiples unidades, donde es importante que los agentes reúnan información del mercado durante el proceso, se ha mostrado que el mecanismo de reloj descendente es eficiente y conduce a resultados similares.

De la gráfica construida para representar en forma continua la oferta y la demanda durante la subasta, es posible derivar las elasticidades de estas funciones. Este ejercicio es apenas una aproximación en la medida en que en la subasta real, el cierre se da con excesos de oferta y no estrictamente en la cantidad obtenida al precio de cierre y porque las observaciones son discretas y no una función continua como asume

el ejercicio. De cualquier forma el  $R^2$  - coeficiente de correlación - de las dos funciones lineales es de .95, con lo cual la representación continua de la subasta es bastante precisa.

La elasticidad de demanda en el punto de intersección entre la oferta y la demanda se estimó en -1.46 (ver pie de página 13). Este parámetro estaría indicando que efectivamente la pendiente definida por el regulador (M1 y M2 para 2CE y 1/2CE), se tradujo en una demanda relativamente elástica, lo que estaría reduciendo el poder de mercado durante la subasta. En efecto, a mayor elasticidad de la demanda agregada, mayor la elasticidad de la demanda residual que percibe cada uno de los oferentes y menor el poder de mercado que puede ejercer de forma individual o bajo un equilibrio en un juego conjunto. Desde este punto de vista parece positivo que el diseño del mecanismo haya contemplado dar elasticidad a la demanda.<sup>13</sup>

Por el lado de la oferta, la elasticidad se estimó en 2.93, lo que indica que una reducción del 10% en el precio reduce casi en un 30% la oferta de energía en firme al sistema. Este parámetro sugiere que, para proyectos con ciclos cortos de construcción, existe una dispersión importante de costos. De hecho, como se observa, se sostuvieron hasta el final en la subasta firmas con costo muy bajo de capital como Termocol (se trata de una planta usada) o con costos bajos de combustible (Gecelca-3 que utiliza un carbón relativamente aislado del mercado). Probablemente en una situación donde se hubiesen tenido expectativas de holgura en el mercado futuro de gas natural, la oferta en la subasta se habría caracterizado por varias plantas térmicas en un rango más estrecho de costos y ofertas, asociados al costo eficiente de turbinas de ciclo cerrado y las expectativas futuras del precio del gas. En este escenario la función de oferta habría sido más “plana” por lo menos en el rango de despeje.

Finalmente, es importante mencionar que en el proceso de subasta no parece haberse presentado ningún tipo de colusión ni estrategias cooperativas entre los distintos participantes que hubiesen restringido la competencia. A esta conclusión llegaron tanto el subastador como el auditor del proceso en sus reportes oficiales. Por otra parte, una de las virtudes de la subasta por energía en firme es que no todos los participantes están interesados en que el precio de despeje sea elevado. Para plantas de baja frecuencia de despacho, es conveniente que la subasta se despeje en un precio

---

<sup>13</sup> La función estimada de oferta es  $P = 0.001 \times E + 9.4$  donde  $P$  es el precio expresado en USD/MWh y  $E$  es la OEF expresada en GWh-año; y la ecuación de demanda es  $P = -0.002 \times E + 24.25$ ; con lo cual el punto (teórico) de despeje se da con  $P = 14,85$  y  $E = 4.950$  y las elasticidades  $\varepsilon = \frac{\delta Q}{\delta P} \times \frac{P}{Q}$ ; se calculan en 2,93 para la oferta y -1,46 para la demanda.

elevado para la energía en firme, porque esto elevará su remuneración de cargo por confiabilidad hacia el futuro y en consecuencia la rentabilidad del negocio.

### 2.3.2 Asignación de OEF para Plantas GPPS

Como se mencionó, la regulación prevé que proyectos con ciclos de maduración más prolongados que no alcanzan a entrar para satisfacer las necesidades de energía en firme para los años objetivos de la subasta, pueden aplicar a ser adjudicados con obligaciones para un horizonte que inicia hasta 10 años después de realizada la subasta, si se acogen al precio que despejó el mercado bajo este mecanismo. Esta es una forma ideada por el regulador para incentivar proyectos que demandan períodos extensos de maduración, sin sacrificar el papel del mercado de OEF en la determinación del precio.

Certificaron parámetros para el cálculo de ENFICC futura y enviaron ofertas en sobre cerrado 6 agentes representando igual número de plantas. En total se ofertaron 2.991 MW adicionales de capacidad con una energía en firme estimada de 16.261 GWh-año.

**Oferta de Plantas GPPS**

<b>PLANTA</b>	<b>Año de entrada</b>	<b>Capacidad MW</b>	<b>ENFICC GWh-año</b>
Pescadero-Ituango	2018	1.200	8.563
Quimbo	2014	396	1.750
Sogamoso	2014	800	3.791
Cucuana	2014	60	50
Porce 4	2015	400	1.923
Miel 2	2014	135	184
<b>Total</b>		<b>2.991</b>	<b>16.261</b>

De esta energía, se adjudicó a las 6 plantas, a un precio de US\$13,998/MWh (precio de cierre de la subasta anterior), un 38,6% correspondiente a 6.281 GWh-año de OEF para 20 años, de acuerdo a sus ofertas, como se indica en el cuadro a continuación. En esta forma, queda un remanente importante de energía en firme para asegurar la disponibilidad futura del sistema.

**ASIGNACIONES DE OBLIGACIONES DE ENERGIA FIRME - OEF (Gwh-año)**

PLANTA	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	Inicio Vigencia	Fin Vigencia
Cucuana	49	50	50	50	50	dic-14	dic-34
Miel 2	183	184	184	184	184	dic-14	dic-34
Pescadero - Ituango	-	-	-	-	1.085	dic-18	dic-38
Porce 4	-	321	641	962	962	dic-15	dic-35
El Quimbo	400	850	1.350	1.650	1.650	dic-14	dic-34
Sogamoso	400	800	1.550	2.300	2.350	dic-14	dic-34
<b>Total Asignado</b>	<b>1.032</b>	<b>2.205</b>	<b>3.775</b>	<b>5.146</b>	<b>6.281</b>		

Como se había anticipado, los únicos oferentes para OEF de plantas GPPS fueron los agentes ya establecidos en el MEM, sin haber logrado la participación de inversionistas nuevos calificados a nivel internacional. Por economías de escala, menores costos de transacción en la participación en el proceso y la confianza que se han formado del esquema institucional y regulatorio colombiano, es normal que sean más activos los establecidos que firmas entrantes potenciales. EPSA, ISAGEN y EMGESA, apostaron con los proyectos Cucuana, Sogamoso y Quimbo respectivamente; inversionistas promotores, por su parte presentaron Miel II.

Quizá el único punto que merecerá supervisión hacia el futuro es el aumento de la participación de EPM en el mercado de generación eléctrica; éste generador cuenta con los mayores recursos actualmente, y además de su aumento con Porce III esperado para principios de la próxima década, fue adjudicado con un 53.5 % de la capacidad de las GPPS directamente con Porce IV e indirectamente con Pescadero–Ituango, proyecto del cual es accionista (no mayoritario) y se espera sea su desarrollador y operador en el futuro.

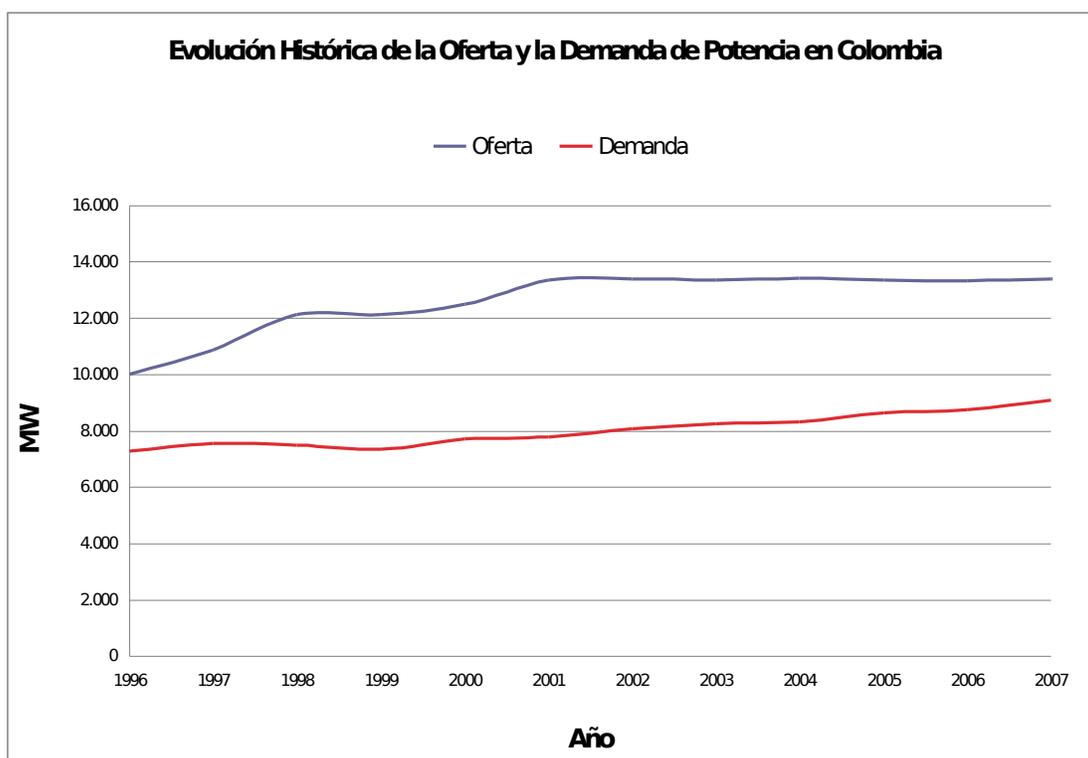
Otro hecho destacado es la dominancia total de las plantas hidráulicas. Esta situación era previsible pues son precisamente este tipo de proyectos los que exigen períodos más extensos para cerrar su ciclo y amerita por lo menos dos consideraciones. En primer lugar, es importante monitorear si el nuevo aumento en la relación hidro – termo implica migrar, en el mediano plazo, nuevamente hacia un sistema vulnerable a épocas de sequías.<sup>14</sup> En segundo lugar, la mayor participación de plantas hidráulicas puede mitigar los aumentos de precios que está causando el alza en los precios de los combustibles. Finalmente, aunque aún resta por subastar una cantidad superior al 50% del crecimiento anual de la energía a partir de diciembre del 2012, el gas natural, por lo

<sup>14</sup> En principio el concepto de energía en firme ya incorpora la variable aleatoria asociada a la hidrología y por lo tanto el riesgo debe ser mínimo.

menos durante los próximos 10 años tendrá una participación reducida en la expansión del sector termoeléctrico.

## 2.4 Evolución de la Demanda y la Capacidad en el Sistema Eléctrico Colombiano

El gráfico No 2 permite describir la dinámica del mercado de energía eléctrica desde que se constituyó el MEM y hasta el 2007. Por el lado de oferta se agregó para cada planta la máxima disponibilidad comercial reportada por XM para cada año; la demanda corresponde a la demanda máxima de potencia ocurrida en cada año bajo análisis.



**Gráfico No 2**

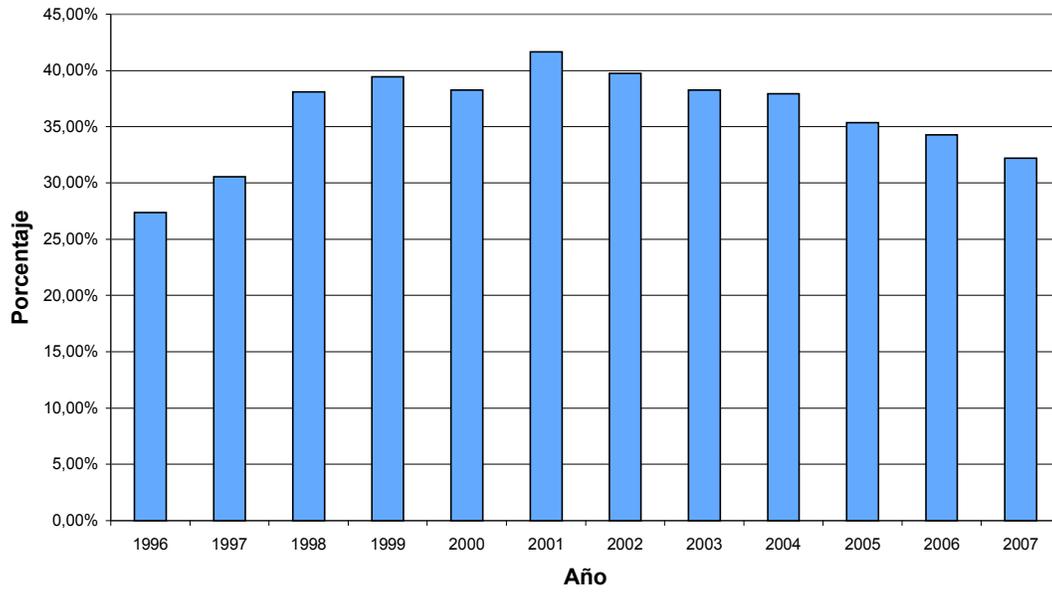
Si se considera el período 1996 – 2007, oferta y demanda crecieron a tasas promedio anuales muy similares del 2.2% y del 2.0% respectivamente. En el período 1996-2000 se ve una tendencia ascendente en la oferta de capacidad como consecuencia de la entrada de plantas como Termocentro en 1997, Tebsa, Merrieléctrica y Termosierra en 1998, Termovalle, Paipa IV y Termoemcali en 1999 y Termocandelaria y Urrá en el 2000. Varios de estos proyectos de la segunda parte de los años 90 se construyeron

bajo las garantías de PPA, promocionados por el gobierno para conjurar un nuevo apagón, que han resultado costosos para los compradores en la medida en que los precios pactados de la energía se han situado sistemáticamente por encima de los del mercado. Otras plantas se desarrollaron por iniciativas de empresas públicas y solo una fracción minoritaria de la expansión de la oferta en este período se atribuye a inversionistas privados que encontraron los incentivos suficientes para comprometer sus recursos en el sector.

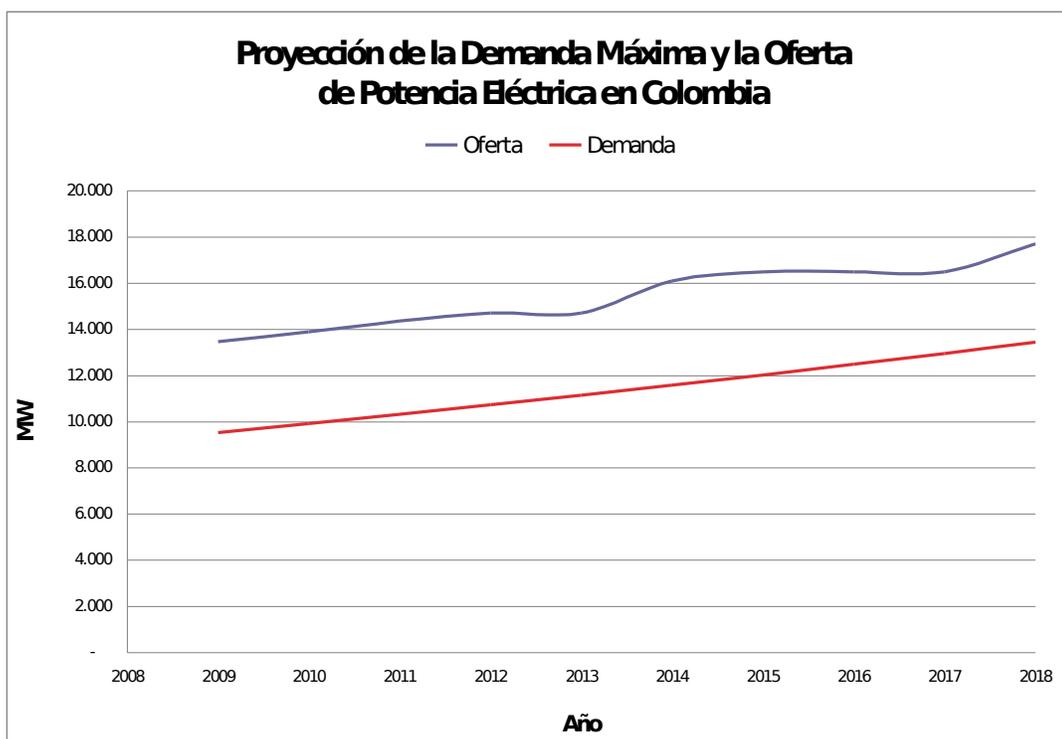
El agudo estancamiento en la expansión de generación es un fenómeno de la presente década. A partir del 2001 la oferta de capacidad de generación eléctrica se mantuvo prácticamente invariable en niveles cercanos a 13.500 MW. Desde hace casi 8 años, en ausencia de las garantías de compra de los PPA y la baja en las inversiones de los jugadores públicos, no se expande la capacidad de generación del sector. En efecto, las tasas de crecimiento para el periodo 2001-2007 fueron de 0.1% para la oferta y de 2.3% para la demanda. Lo anterior ha venido cerrando la brecha entre oferta y demanda, en casi 10 puntos porcentuales, lo que no solo vuelve a poner el sistema en una situación de vulnerabilidad ante eventuales sequías, sino que presiona al alza los precios del “spot” como lo ha venido sugiriendo el CSMEM. De no mediar un mecanismo como el cargo por confiabilidad para estimular la expansión, muy probablemente la brecha se seguiría cerrando llevando el sistema a niveles realmente críticos.

El gráfico No 3 ilustra la forma como se ha reducido la brecha entre oferta y demanda en la presente década. Es precisamente en este contexto donde se puede visualizar la importancia del éxito del proceso desarrollado por la CREG para establecer el cargo por confiabilidad que promoviera efectivamente la entrada de nuevos proyectos para cubrir los requerimientos futuros. De hecho, gracias a las asignaciones de OEF en la subasta y las plantas GPPS, como se observa en el gráfico No 4, es posible esperar que las tasas de crecimiento de la oferta y la demanda de potencia se igualen en un nivel del 3% para los próximos 9 años, con lo cual no solo se reducen drásticamente los riesgos de racionamientos sino que se presentará un mercado de mayor oferta y mejores condiciones de precios.

### Exceso de Oferta de Potencia Eléctrica en Colombia 1996-2007



**Gráfico No 3**



**Gráfico No 4**

## 2.5 Conclusiones

- La subasta de OEF y la asignación de plantas GPPS fueron un éxito desde sus etapas de diseño hasta la implementación, ya que el mecanismo asociado al cargo por confiabilidad permitió que se detuviera el proceso de estrechamiento entre oferta y demanda que caracterizó al sistema durante la presente década. Después de casi 8 años de estancamiento de la expansión, finalmente se concretan nuevos proyectos de generación, de la capacidad necesaria para asegurar un sistema confiable y a precios razonables.
- Tal como fue el testimonio del subastador, los auditores del proceso y el CSMEM, la subasta se realizó en forma totalmente transparente y sin ninguna evidencia de comportamientos que hayan restringido la competencia.
- 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 cuanto a Termocol, 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.
- En relación a la participación de EPM en el mercado, teniendo en cuenta el aumento de su participación como agente generador del MEM en el mediano plazo, se deben revisar las implicaciones de dicho aumento en el nivel de competencia del mercado.
- Es positivo que el diseño del mecanismo de las subastas haya contemplado dar elasticidad a la demanda agregada, lo cual implica mayor elasticidad de la demanda residual que percibe cada uno de los oferentes y consecuentemente menor el poder de mercado que se puede ejercer de forma individual o bajo un equilibrio en un juego conjunto.
- El precio de cierre de la subasta (USD 13,998/MWh) sugiere que el precio con el cual se venía fijando por vía regulatoria el costo de capital de la generación, no se encontraba alejado de los niveles de mercado.
- No parece equitativo que una planta de segunda mano reciba la misma remuneración del cargo por confiabilidad, que plantas nuevas con tecnología de punta.
- El gas natural, por lo menos durante los próximos 10 años tendrá una participación reducida en la expansión del sector termoeléctrico.

- Finalmente 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.

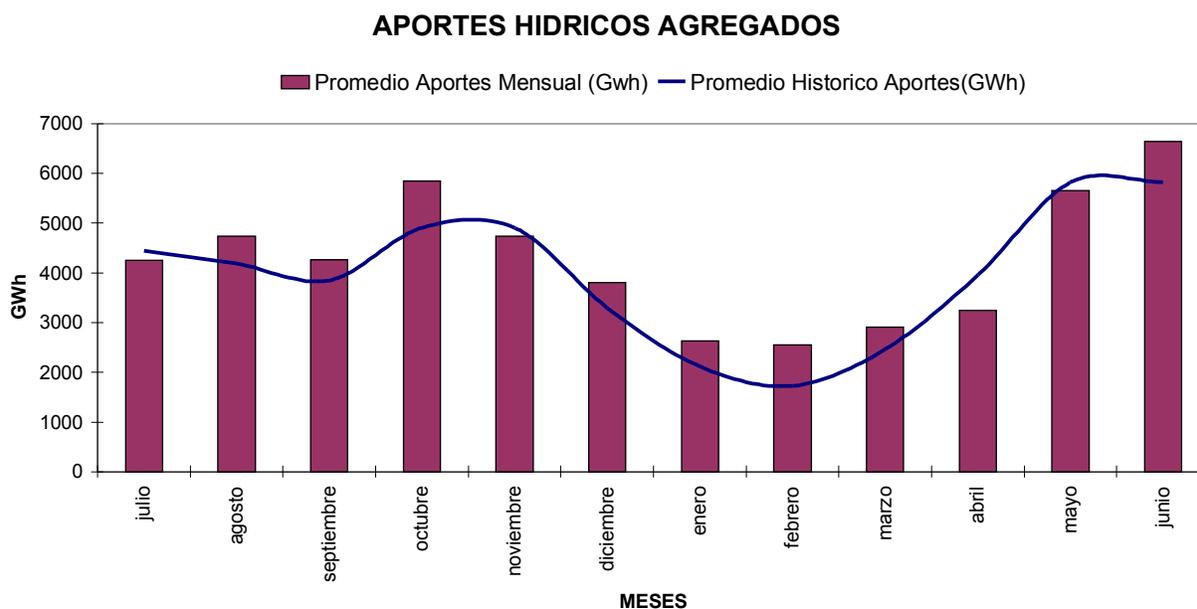
### 3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores que durante el mes de junio de 2008 tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

#### 3.1 Comportamiento del sistema

##### 3.1.1 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico número 5 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses comparados con el promedio histórico.



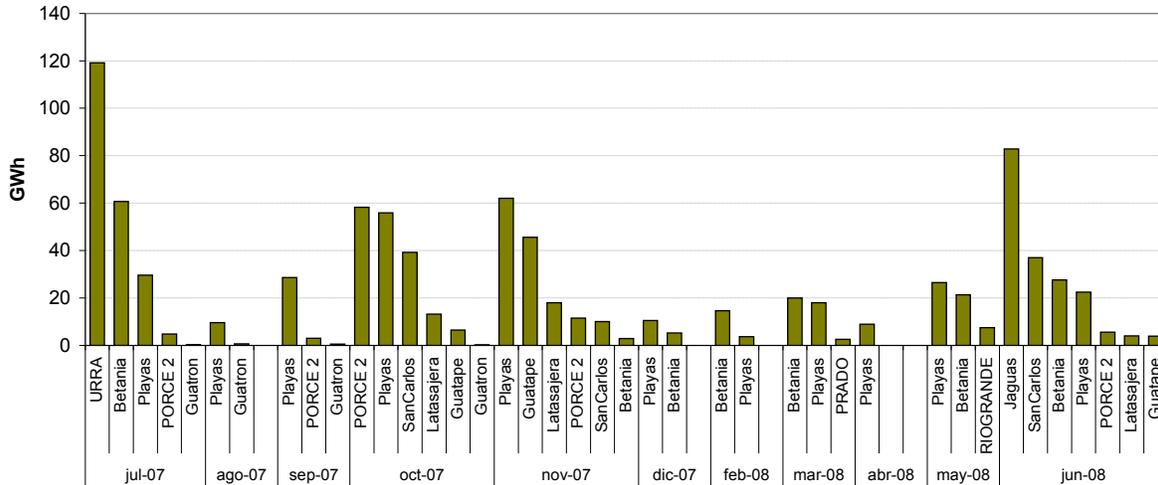
**Gráfico No 5**

En particular se destaca el hecho que las hidrologías agregadas han sido favorables para la generación eléctrica, siendo muy similares o superiores a las del referente histórico, como aconteció con la hidrología agregada de junio del 2008.

##### 3.1.2 Vertimientos

El gráfico número 6 presenta los vertimientos ocurridos en las plantas del sistema durante los últimos 12 meses.

**Vertimientos Mensuales  
Julio de 2007 a Junio de 2008**



**Gráfico No 6**

Como era de esperarse por las buenas hidrológicas ocurridas en el sistema, algunos de los embalses han presentado vertimientos importantes; se destacan en el mes de junio los vertimientos ocurridos en los embalses de Jaguas, San Carlos, Betania y Playas.

### 3.2 Evolución de los precios de Bolsa

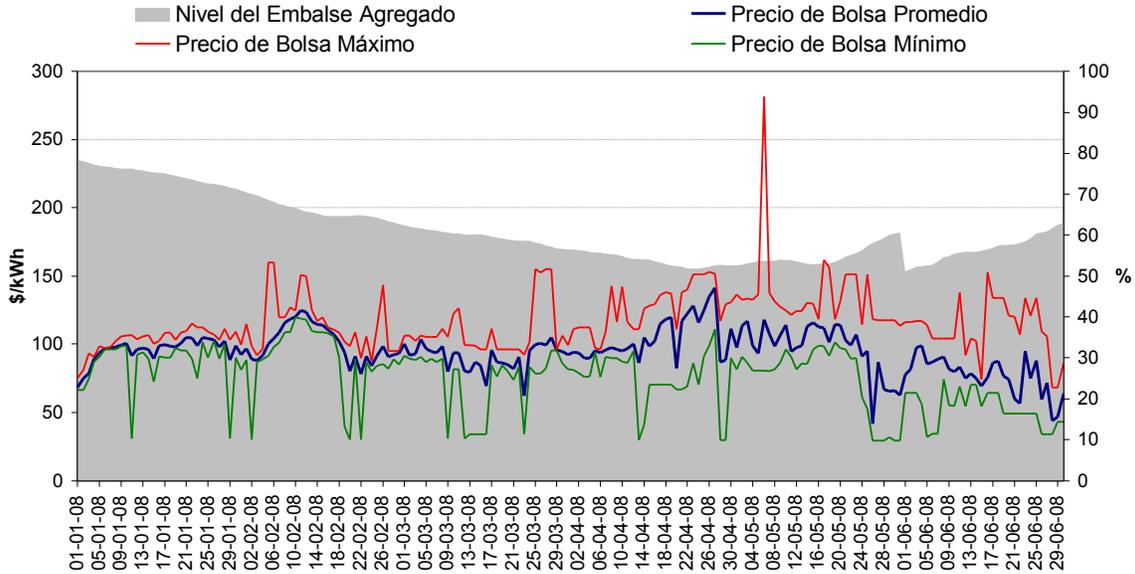
#### 3.2.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 7 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.

Consistente con el buen comportamiento de las hidrológicas, la recuperación del embalse agregado y los vertimientos de algunos embalses, junio se caracterizó por ser un mes con decrecimiento en los precios de la energía, con valores en el spot alrededor de \$65/kWh a fin de mes.

Durante junio se observó una dispersión importante y sostenida especialmente entre los precios máximos de las horas de demanda alta y el valor promedio, correspondiente con una volatilidad alta.

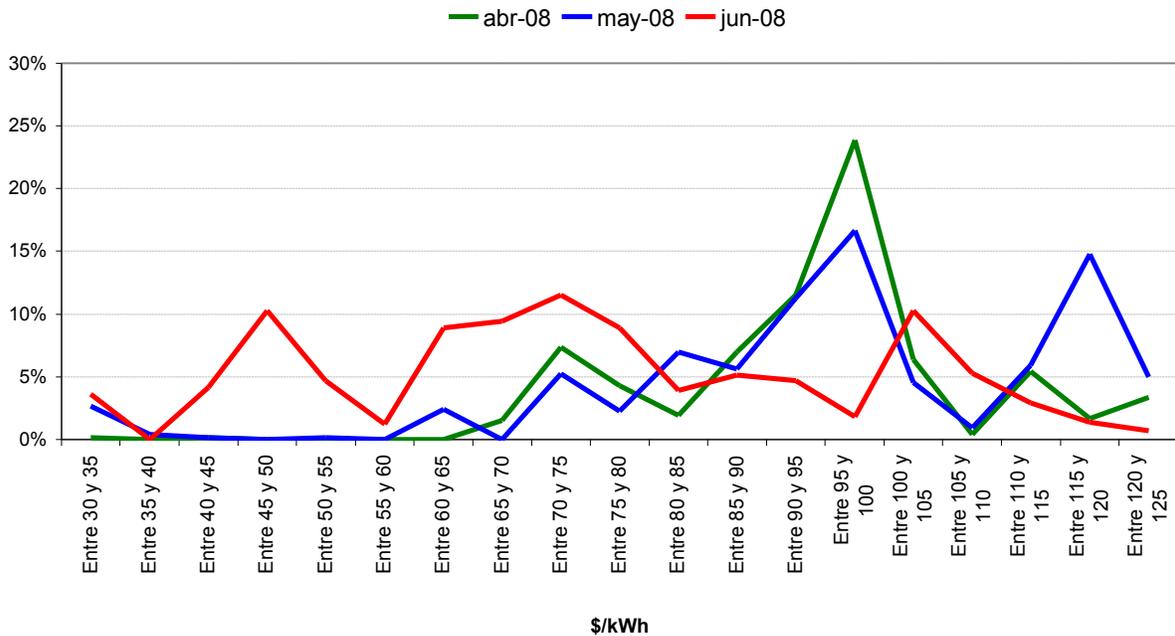
## Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Enero de 2008 a Junio 2008



**Gráfico No 7**

### 3.2.2 Distribución del Precio de Bolsa

#### Distribución del Precio de Bolsa



**Gráfico No 8**

El gráfico No 8 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$5/kwh, para los últimos tres meses.

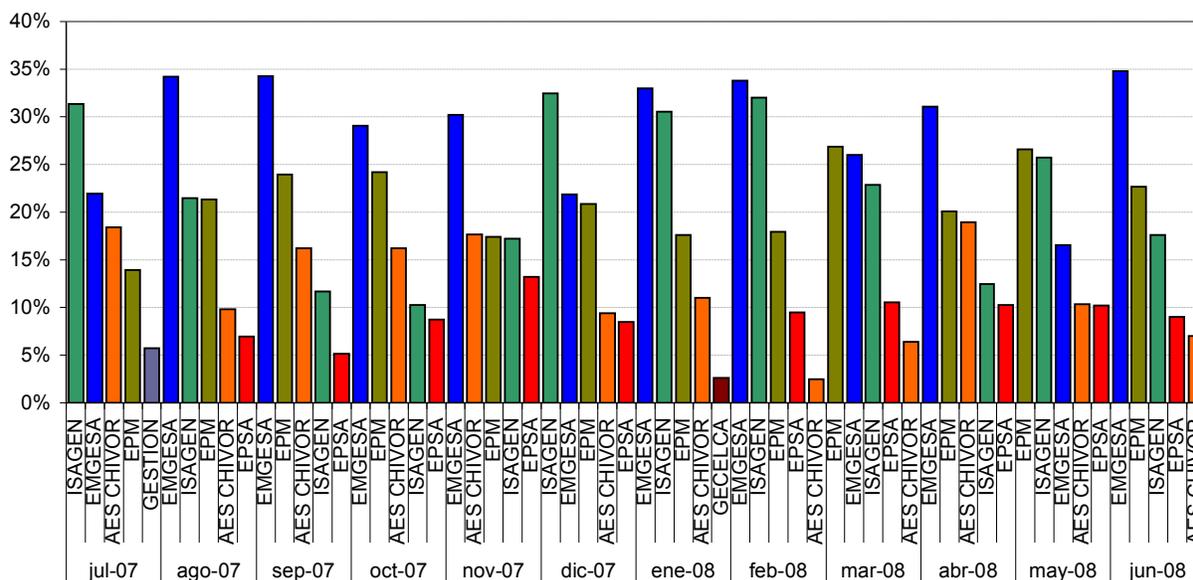
La distribución de precios en junio es anómala, observándose un desplazamiento importante de toda la curva hacia la izquierda, que corresponde a la disminución de precios del spot. La curva muestra tres modas: a) la moda que captura los precios para las horas de demanda alta (\$100/kWh - \$105/kWh), b) para los precios de demanda media (\$70/kWh - \$75/kWh) y c) para los precios de demanda baja (\$45/kWh - \$50/kWh).

### 3.3 Comportamiento de Ofertas

#### 3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 9 presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa  
Julio de 2007 a Junio de 2008**



**Gráfico No 9**

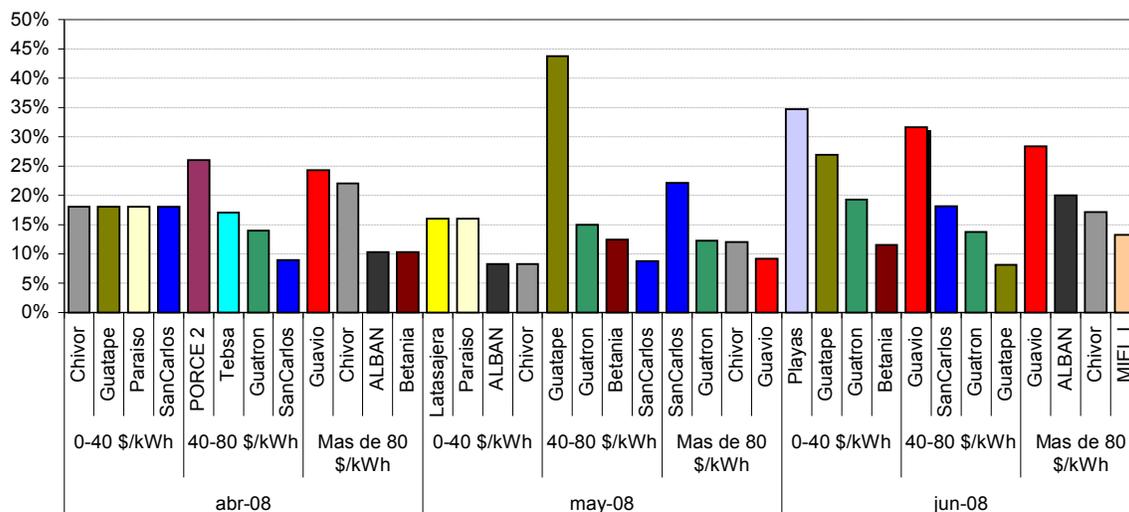
En junio Emgesa retomó el liderazgo del índice de coincidencias como agente marcador del precio alcanzando además un nivel de 35%. Esto implicó un

desplazamiento de EPM al segundo lugar disminuyendo su participación al 23%; finalmente Isagen con una participación del 18% completó el grupo de los principales agentes marcadores de precio, los cuales en su conjunto marcan el precio del mercado en un 76% del tiempo.

### 3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 10 presenta para los últimos tres meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio  
Abril 2008- Junio 2008**



**Gráfico No 10**

El buen comportamiento de la hidrología indujo un cambio significativo en la participación de las plantas en el porcentaje de tiempo que cada una de ellas marca los precios de la bolsa. Es así como ahora para las horas de baja demanda, tres plantas de EPM: Playas, Guatapé y Guadalupe-Troneras, en su conjunto fueron marcadoras del precio en un 83% del tiempo; para las horas de media demanda, Guavio, San Carlos y Guadalupe-Troneras, en su conjunto marcaron el precio un 64% del tiempo. Finalmente en las horas de alta demanda, Guavio, Alto y Bajo Anchicayá, Chivor y La Miel, en su conjunto marcaron el precio durante un 78% del tiempo.

### 3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, está basado en la información recopilada y procesada para la relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas, el nivel de embalse agregado del sistema y el nivel específico de cada planta hidráulica:

- El nivel del embalse de Betania, en junio durante la mayor parte del tiempo estuvo cercano al 100% y en algunos momentos tuvo vertimientos, lo cual llevó a una estrategia de oferta de precios en la base con el fin de salir despachada la mayoría del tiempo. En la última semana del mes, esta estrategia cambió, presentando ofertas de precio entre el 50% y el 120% del precio de bolsa.
- El embalse del Peñol que alimenta a Guatapé, durante el mes de junio llegó a niveles cercanos al 100% y sus ofertas de precio se presentaron en la base persiguiendo salir despachada todo el tiempo.
- Chivor durante junio presentó recuperación de su embalse llegando al nivel del 60%. Por otra parte los precios de oferta, como es usual en esta planta tuvieron un comportamiento oscilatorio, fluctuando entre 40% y 180% del precio de bolsa.
- Guavio al igual que Chivor recuperó su embalse a niveles del 60%, consistentemente mientras incrementaba el nivel de embalse, reducía sus precios de oferta que iniciaron el mes por encima del 100% del precio de bolsa hasta llegar al 50%. Nuevamente en la última semana del mes los incrementó a niveles de competencia.
- Paraíso – La Guaca en junio mantuvo su estrategia de precios con ofertas en la base a fin de salir despachada durante todo el tiempo.
- Jaguas inició el mes recuperando su embalse y con niveles altos de sus ofertas de precios (superior al 200% del precio de bolsa). Una vez el nivel de embalse llegó al 100%, se presentaron vertimientos y ofertó precios en la base para generar todo el tiempo restante del mes.
- Porce y San Carlos que presentó vertimientos, mantuvieron niveles de embalse cercanos al 90% y ofertaron en forma competitiva con valores entre el 30% y el 90% del precio de bolsa, asegurando así su despacho.

- Urrá continuó la estrategia ofertar precios bajos con el fin de asegurar su despacho, a pesar que su embalse presentó niveles relativamente bajos.
- Tebsa durante todo el mes manejó sus precios de oferta por encima del 150% del precio de bolsa, esto podría significar una muy baja participación en el despacho; sin embargo, por restricciones de seguridad participó generando activamente fuera de mérito.
- TermoCentro y TermoFlores durante junio mantuvieron su estrategia de ofertar precios fuera del rango de competencia (por encima del 1.000% del precio de bolsa), TermoSierra inició el mes elevando sus precios similarmente, lo cual eliminó en estas plantas la probabilidad de ser despachadas. Muy posiblemente dicho comportamiento está orientado a vender el gas en el mercado secundario.
- TermoZipa continuó indisponible durante todo el mes de junio

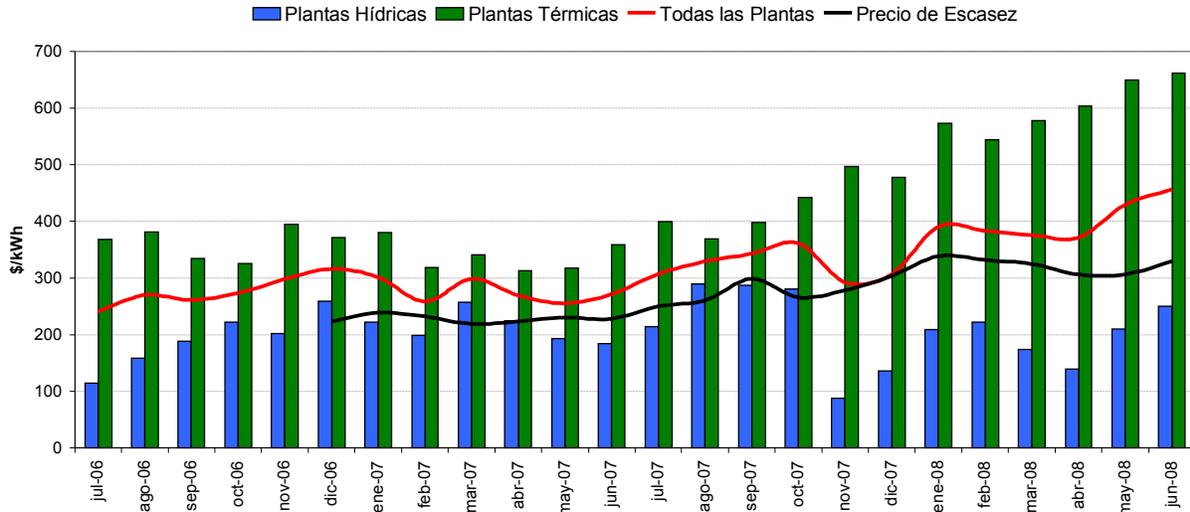
### **3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica**

El gráfico No 11 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total y el precio de escasez, para los últimos 2 años.

En junio continuó la tendencia ascendente en los precios promedio que oferta el parque térmico en el MEM. Este comportamiento está relacionado sin duda con la estrechez en el mercado de gas. Como se anotó anteriormente, algunas plantas térmicas a gas que históricamente han participado en algún grado en el mercado, en estos últimos meses se han marginado ofertando precios que no guardan ninguna relación con su costo marginal.

Las plantas hidráulicas por su parte, si bien en el año 2008 han mantenido precios de oferta menores a los del año pasado, en junio ofertaron en promedio a más de \$200/kWh, valor que se puede considerar elevado dada la hidrología y el nivel del embalse agregado.

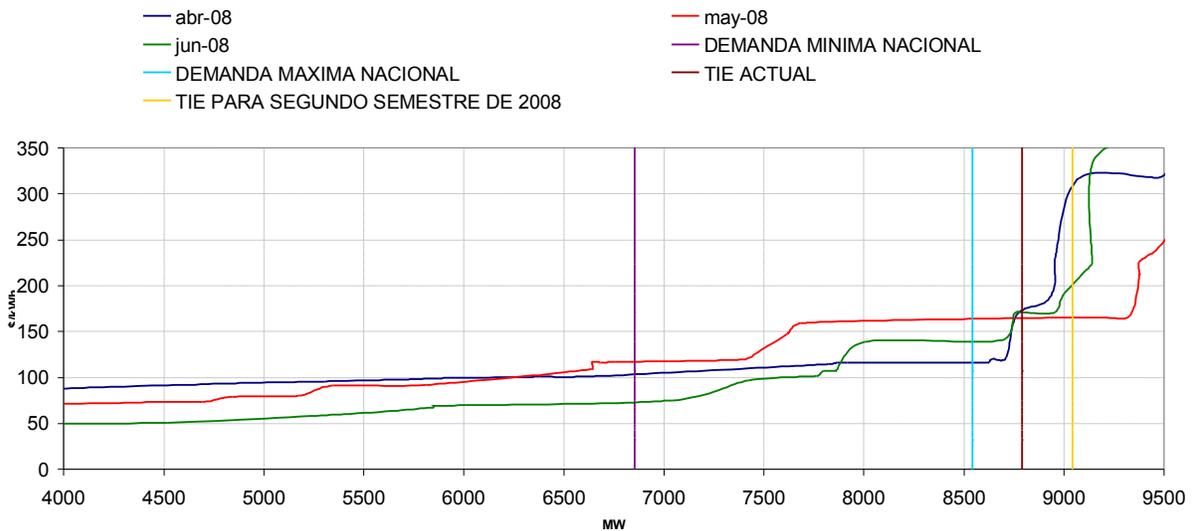
### Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica Julio de 2006 a Junio de 2008



**Gráfico No 11**

### 3.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

#### CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO



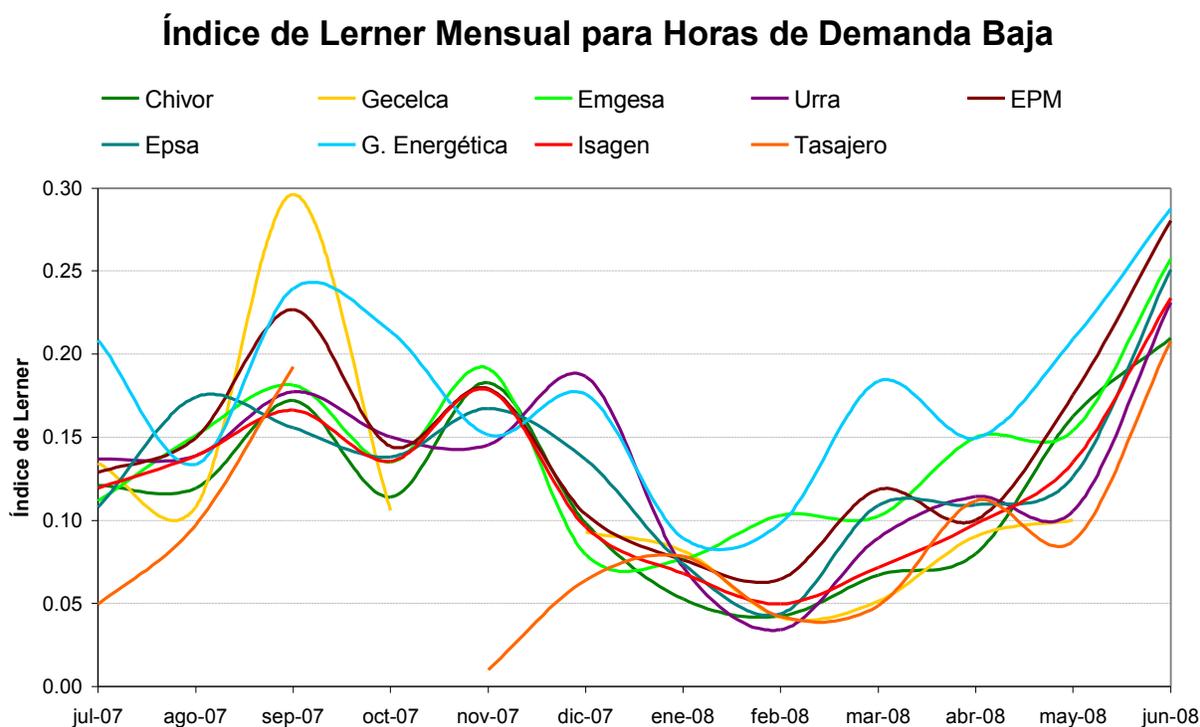
**Gráfico No 12**

El gráfico No 12 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el mes de junio, las demandas mínima y máxima a nivel nacional, así como el TIE actual y el esperado en el semestre.

En junio la curva promedio de oferta del mercado cambió considerablemente. Para los niveles altos de generación con respecto al mes de mayo, el tramo completamente elástico se redujo hasta casi los 8.7 Gwh, incrementando los peligros de disparadas de precios por encima del precio de escasez. Por otra parte, para demandas bajas y medias el precio se redujo considerablemente.

### 3.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 13-a, 13-b y 13-c presentan, para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, calculado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para los periodos de demanda baja, media y alta en los últimos doce meses.



**Gráfico No 13-a**

### Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

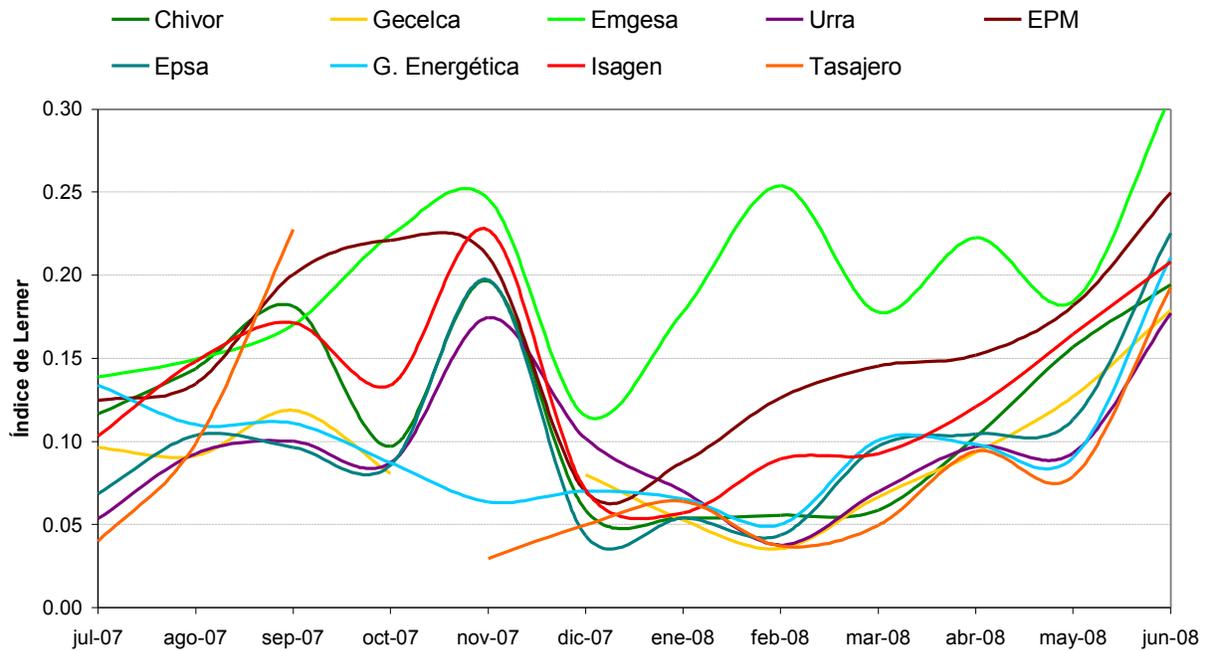


Gráfico No 13-b

### Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

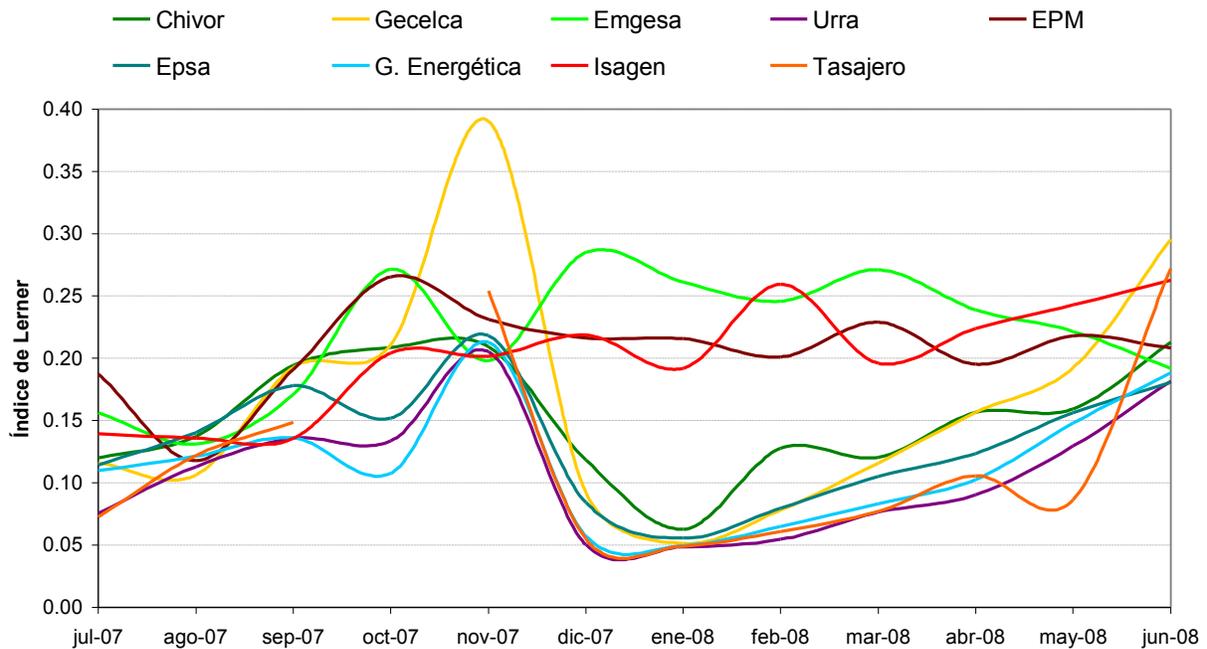


Gráfico No 13-c

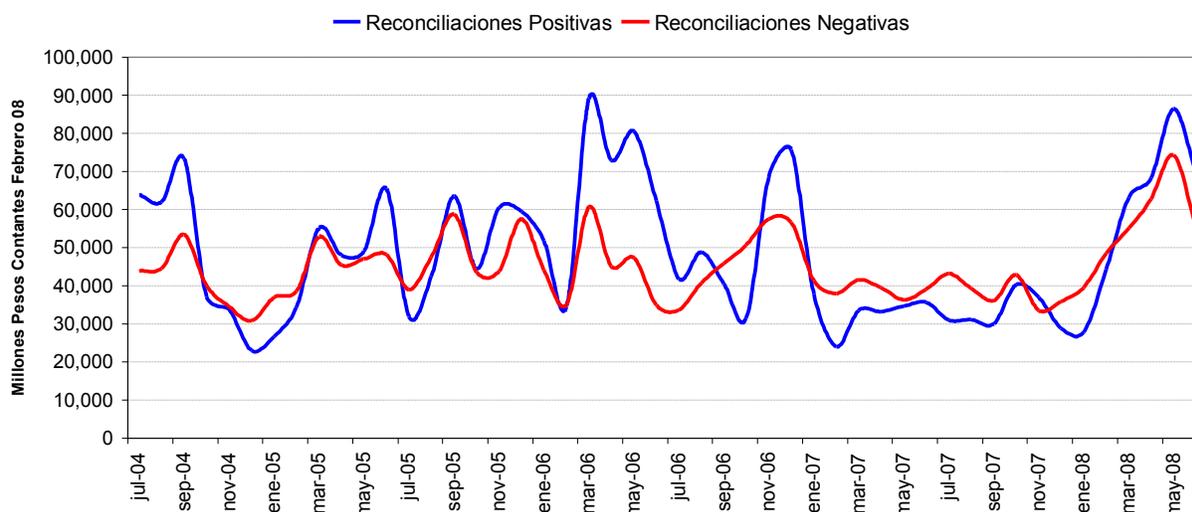
De los gráficos anteriores es claro que excepto un caso en demanda alta, todos los agentes analizados aumentaron el índice Lerner y consecuentemente su poder de mercado en todo el espectro de la demanda: baja, media y alta. Adicionalmente, lo cual es preocupante, la mayoría de los índices se ubican con valores entre el 20% y 30%.

### 3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

#### 3.4.1 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 14-a presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 48 meses, para el sistema total.

**Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas  
Julio 2004 - Junio 2008**



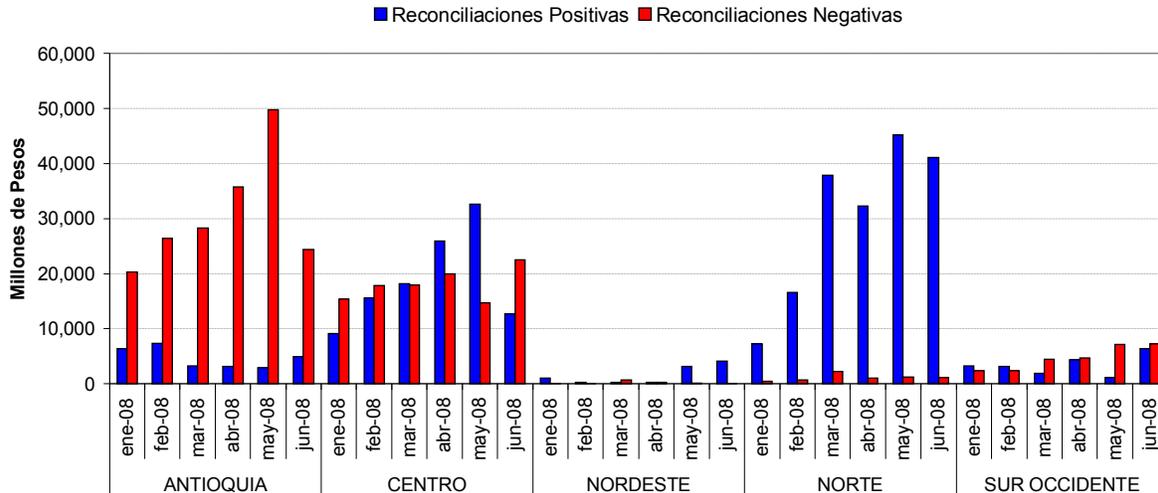
*Nota. El costo de la reconciliación negativa es calculado por el CSMEM como el valor de la energía no despachada por las diferentes plantas del sistema en el mes.*

**Gráfico No 14-a**

Aunque en junio el costo de las reconciliaciones positivas y negativas disminuyó con respecto a mayo, preocupa que durante el año 2008 el costo total de las reconciliaciones tanto positivas como negativas ha venido incrementándose hasta superar los valores ocurridos a finales del año 2006 antes que entrara en operación la línea UPME de 500 kV en la Costa Atlántica.

El gráfico No 14-b presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

### Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Enero 2008 - Junio 2008



**Gráfico No 14-b**

Se observa que en junio el costo de las reconciliaciones positivas en la zona Norte disminuyó levemente, mientras que en la zona Centro disminuyó apreciablemente; el costo de las reconciliaciones negativas de la zona Antioquia presenta una disminución aún más pronunciada.

#### 3.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 15-a y 15-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.

A pesar que en junio el costo de las reconciliaciones positivas de la zona Norte disminuyó levemente, Tebsa incrementó en forma importante su participación, producto de la desaparición de este costo en la planta Termo Guajira. Consistentemente con la disminución del costo ocurrida en la zona Centro, la participación de Guavio en este rubro se desplomó en junio.

### Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

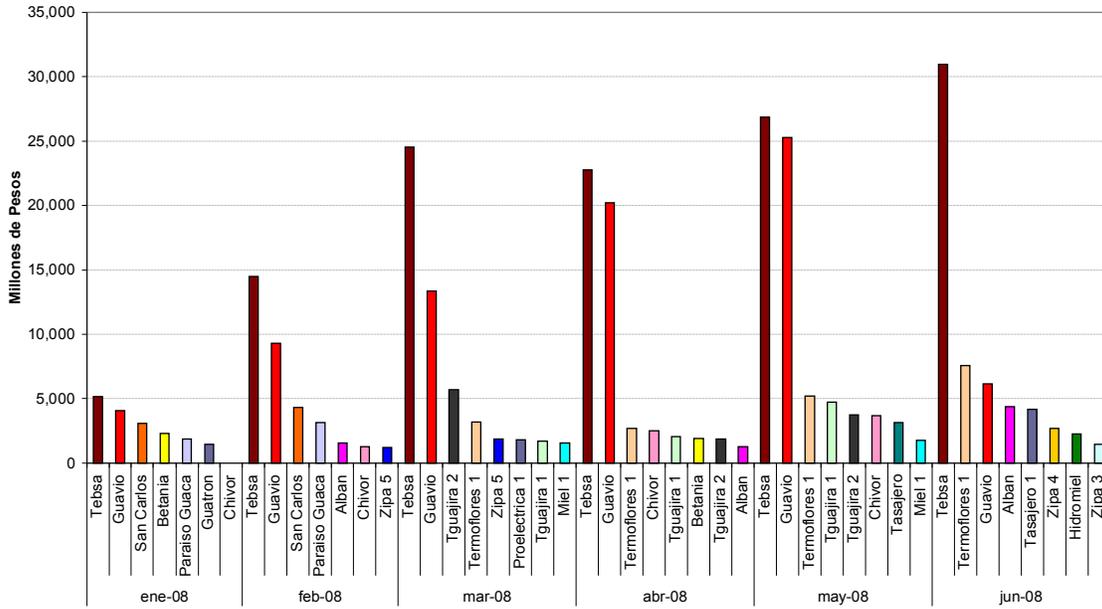


Gráfico No 15-a

### Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

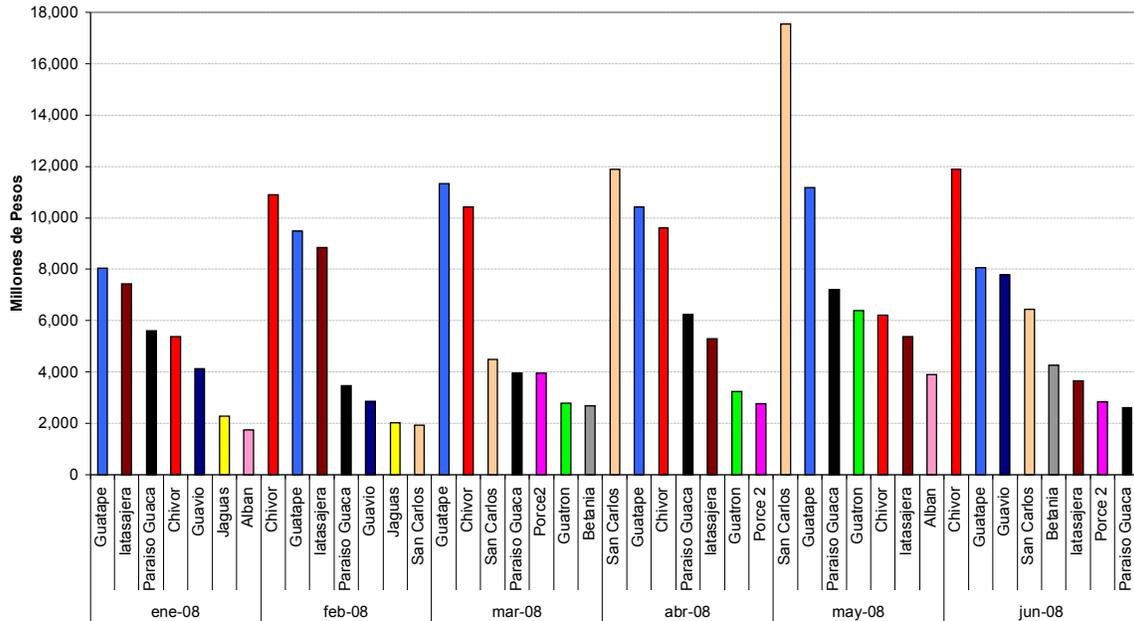


Gráfico No 15-b

En cuanto a la participación de las plantas en el costo de las reconciliaciones negativas, en junio San Carlos, Guatapé, Paraíso-La Guaca, Guadalupe-Troneras y Alto y Bajo Anchicayá presentaron una disminución apreciable. Por el contrario, en este mismo mes Chivor, Guavio, Betania y Porce 2 aumentaron su participación en forma importante.

### 3.5 Comportamiento de Restricciones

#### 3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 16 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

Costo Total de restricciones Para el Sistema  
Septiembre 2005 - Junio 2008

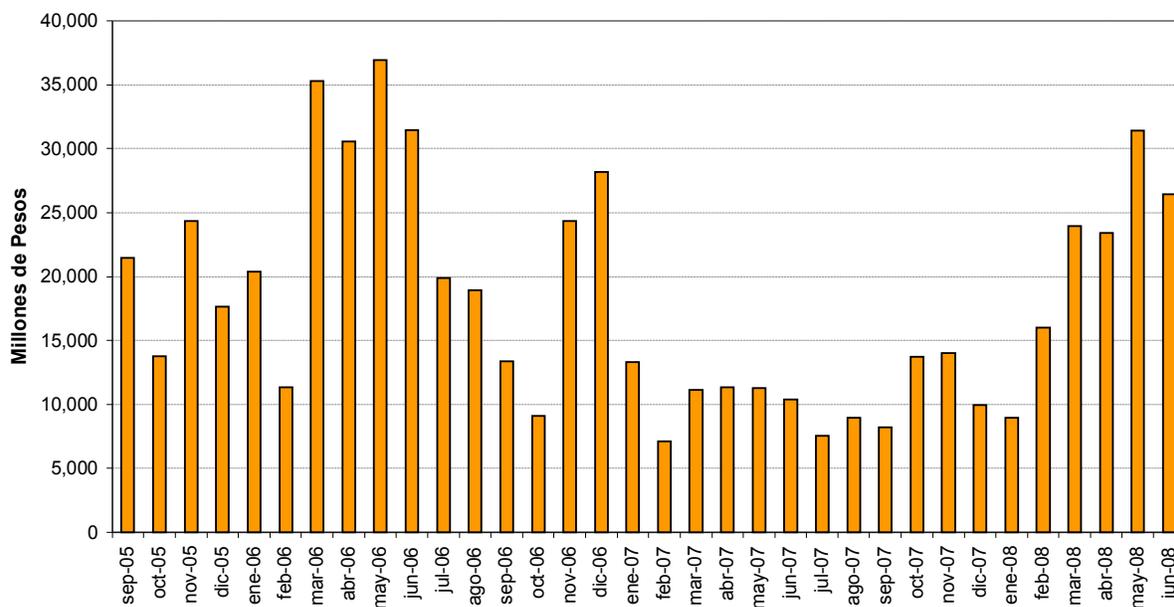


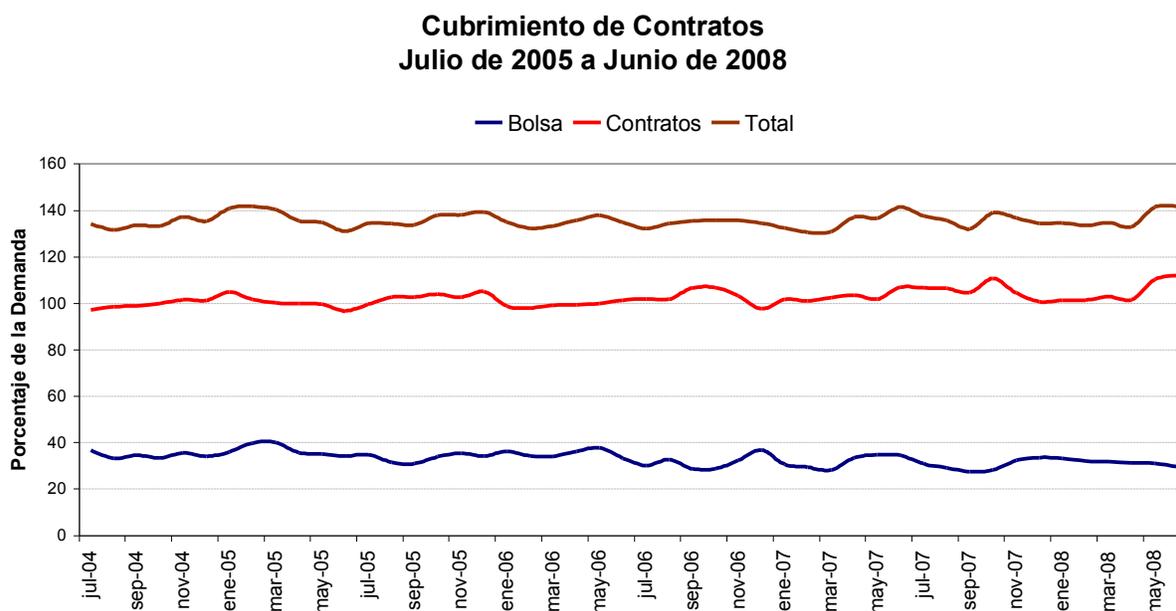
Gráfico No 16

Consistentemente con las restricciones operativas del sistema, relacionadas principalmente con la voladura de torres y las declaraciones de CAOP, ocurridos durante el primer semestre del año 2008, el costo total de las restricciones del sistema se incrementó hasta valores de 31.000 millones de pesos en el mes de mayo, reduciéndose ligeramente durante el mes de junio.

### 3.6 Mercado de Contratos

#### 3.6.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 17 presenta a nivel mensual la evolución de la composición de bolsa vs contratos y el total (bolsa más contratos), como porcentaje de la demanda para el sistema total, para el periodo correspondiente a los últimos 4 años.



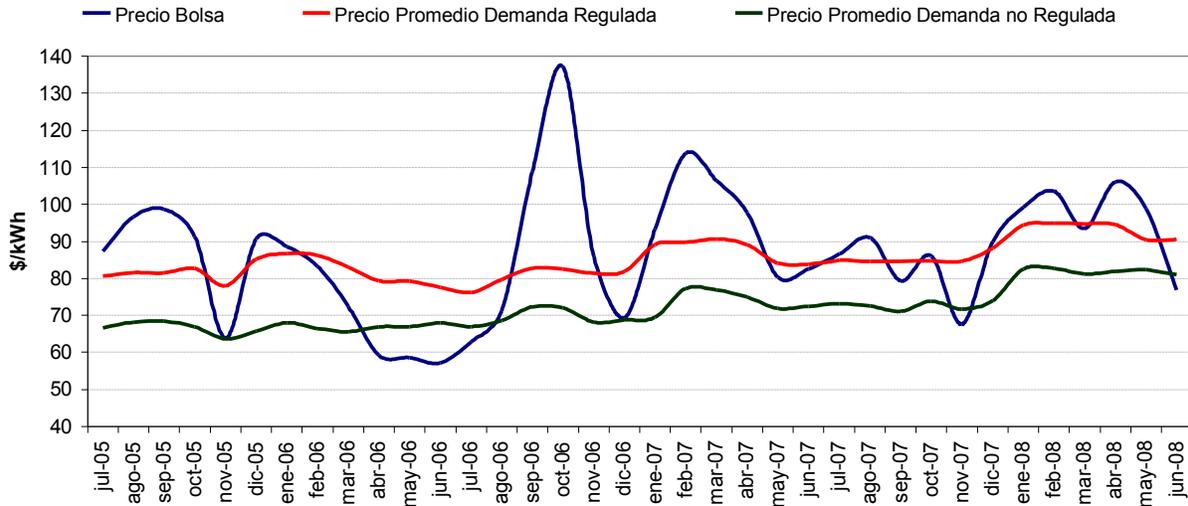
**Gráfico No 17**

Desde el mes de abril se ha venido observando un aumento en las transacciones realizadas en los contratos bilaterales, aumento que en parte ha sido compensado con una disminución de las transacciones en bolsa.

#### 3.6.2 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 18 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, vs el precio de Bolsa, para los últimos 3 años.

## Precio de Contratos por Tipo de Demanda Servida Julio 2005 a Junio de 2008



**Gráfico No 18**

A partir del mes de abril se ha notado una ligera reducción en los precios de la energía que abastecen la demanda regulada, manteniéndose prácticamente constantes los precios para la demanda no regulada.

### 3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

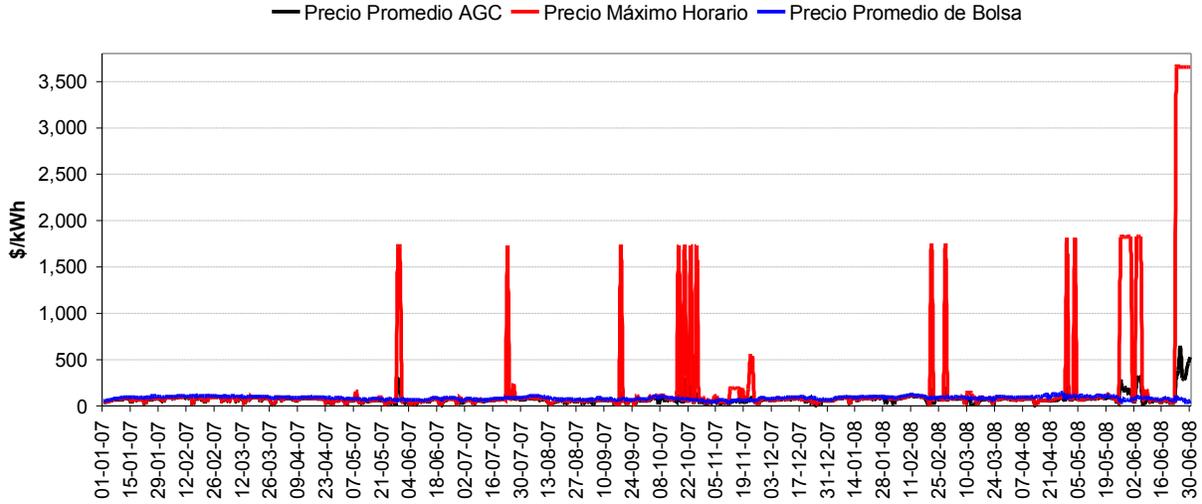
#### 3.7.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 19 presenta a nivel diario, el valor promedio diario y el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC), y el precio promedio diario de Bolsa, en \$/kWh, para los últimos 18 meses.

Durante junio de 2008 se presentaron precios máximos horarios del SRSF con valores de hasta 3.700 \$/kWh, los cuales dado que se sostuvieron durante la última semana del mes, generaron para esos días precios promedios de 500 \$/kWh para el servicio.

Dada la persistente ocurrencia de esta situación, ello amerita una revisión cuidadosa de la metodología para establecer el precio del servicio de regulación secundaria de frecuencia – SRSF, tal que refleje los costos reales del servicio prestado.

## PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA Enero de 2007 a Junio de 2008

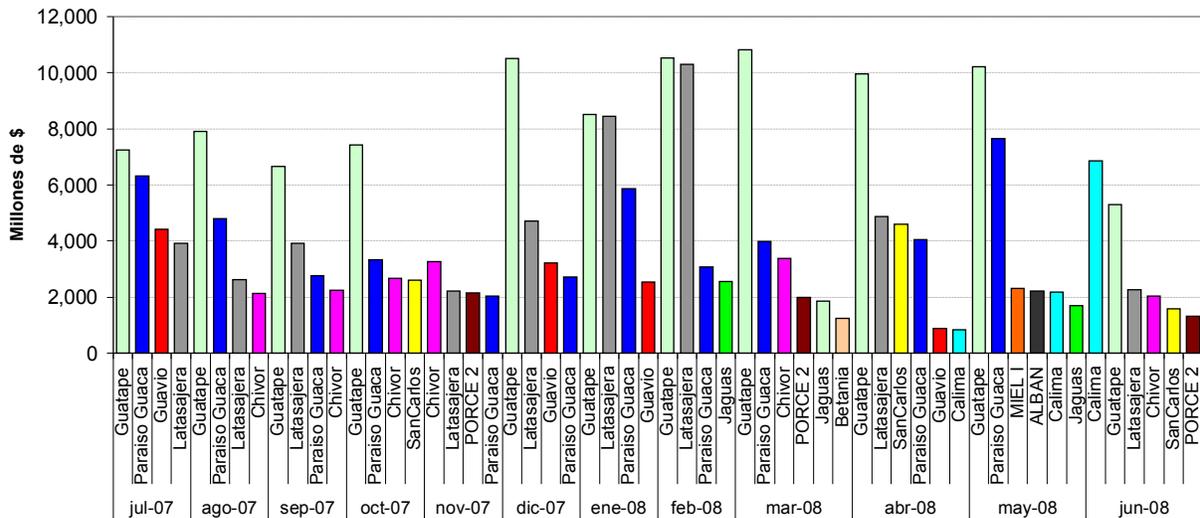


**Gráfico No 19**

### 3.7.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 20 presenta para los últimos doce meses, el valor en pesos del servicio de AGC para las cuatro plantas con mayor participación.

### Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC Julio de 2007 a Junio de 2008



**Gráfico No 20**

En junio las plantas con mayor participación en el SRSF fueron Calima y Guatapé, caracterizándose Calima por una participación alta en el servicio y Guatapé por una reducción importante del mismo.

### 3.7.3 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 21 presenta para el último mes, y para cada planta del SRSF, el valor porcentual de la holgura (HO) programada para AGC en el mes y el valor porcentual del pago recibido por la planta con respecto al costo total del servicio del sistema en el mes.

### Distribución del Servicio de AGC Junio de 2008

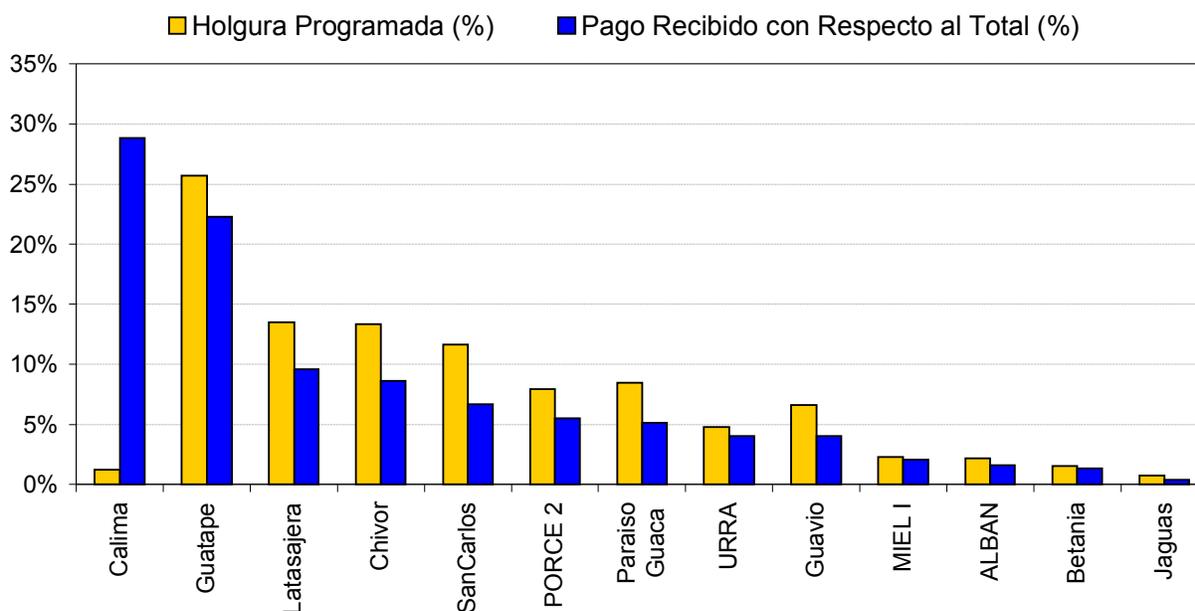


Gráfico No 21

Merece destacarse que Calima que solo suministró alrededor del 1.0% de la holgura total del mes, recibió por ello una remuneración cercana al 29% del total de los ingresos por SRSF. Esto implicó que el resto de plantas que prestaron el SRSF sufrieron una reducción en sus ingresos con respecto a la magnitud de la holgura aportada. Esta inequidad es consecuencia de los precios de oferta exagerados que presenta Calima (ver gráfico No 19), los cuales a su vez también impactan los costos de reconciliaciones y restricciones del sistema.