

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 46 – 2010

CONSIDERACIONES REGULATORIAS, PRECIOS DE BOLSA Y SUBASTA DE GAS

Preparado por:

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

Bogotá, Febrero 10 de 2010

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	CONSIDERACIONES REGULATORIAS, PRECIOS DE BOLSA Y SUBASTA DE GAS.....	2
2.1	CONSIDERACIONES REGULATORIAS	2
2.1.1	<i>Resolución CREG 051 de 2009.....</i>	<i>2</i>
2.1.2	<i>Resoluciones Minminas 18-1654, 18-1686, 18-1739 de 2009.....</i>	<i>3</i>
2.1.3	<i>Resolución CREG 137 de 2009.....</i>	<i>5</i>
2.1.4	<i>Resolución CREG 159 de 2009.....</i>	<i>6</i>
2.2	SUBASTA DE GAS	7
2.3	COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DE BOLSA	8
2.3.1	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	<i>8</i>
2.3.2	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo</i>	<i>9</i>
2.3.3	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	<i>10</i>
2.3.4	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>11</i>
2.3.5	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación Inflexible</i>	<i>12</i>
2.3.6	<i>Precio de Bolsa Diario vs Reconciliaciones Negativas</i>	<i>13</i>
2.3.7	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>15</i>
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	17
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	17
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	<i>17</i>
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>18</i>
3.1.3	<i>Nivel de los Embalses</i>	<i>19</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	19
3.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>19</i>
3.2.2	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	<i>20</i>
3.2.3	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>21</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	22
3.3.1	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	<i>23</i>
3.3.2	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	<i>23</i>
3.3.3	<i>Índice de Lerner.....</i>	<i>24</i>
3.3.4	<i>Índice Residual de Suministro</i>	<i>25</i>
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	26
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>26</i>
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	<i>27</i>
3.4.3	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	<i>27</i>
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	<i>28</i>
3.4.5	<i>Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito.....</i>	<i>30</i>
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	30
3.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones.....</i>	<i>30</i>

Resumen Ejecutivo

Este informe presenta un breve análisis de los principales cambios regulatorios ocurridos en el MEM desde agosto de 2009, con énfasis particular en los que tienen que ver con la intervención del MEM por parte del gobierno nacional.

A este respecto la resolución CREG 051 de 2009, separó las ofertas de precio de los generadores térmicos en ofertas de suministro de energía y ofertas de precio para el arranque y parada de los generadores y consecuentemente cambió la metodología de obtención del despacho ideal con base en una optimización del costo diario de la generación. Esta resolución permitió acotar los precios de oferta de las plantas térmicas para entrar en rangos de precios competitivos e introdujo un cambio en la consideración de las generaciones inflexibles.

Las resoluciones Minminas 18-1654, 18-1686 y 18-1739 del 2009 definen la iniciación del racionamiento programado de gas natural y fijan el orden de atención entre agentes, incluyen como generación de seguridad en el despacho eléctrico del CND, toda la generación de las plantas térmicas de la región Caribe y la toda generación de plantas a carbón del interior del país, despachando tales recursos a su máxima disponibilidad. El CSMEM considera que aunque todavía es prematuro sacar conclusiones definitivas sobre el efecto de las medidas tomadas por el gobierno, presenta algunas reflexiones preliminares al respecto:

- Se ha podido cubrir toda la demanda eléctrica satisfactoriamente, además se espera que el país pueda abastecer adecuadamente la demanda energética durante el periodo restante del fenómeno del Niño.
- Bajo circunstancias de crisis, el mercado por si solo no garantiza el adecuado abastecimiento de la demanda y consecuentemente es necesario tomar medidas preventivas para evitar los desabastecimientos y racionamientos.
- Las medidas preventivas tomadas por el gobierno, si bien aseguraron el abastecimiento, también impidieron probar en toda su extensión la efectividad del Cargo por Confiabilidad.
- Se frenó el deterioro que se venía presentando en el nivel del embalse agregado del SIN.
- Se aseguró el abastecimiento de gas natural a sectores prioritarios como el vehicular, el industrial, el residencial y el sector térmico.
- Se permitió conocer con anticipación que algunas plantas no podían cumplir con la disponibilidad, ni la ENFICC declaradas y se logró adecuarlas para la utilización posterior con combustibles duales.

- Se demostró que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor de gas por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen incentivos para eliminar las restricciones.

La resolución CREG 137 de 2009 busca asegurar la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda, mediante Niveles de Referencia por tipo de tecnología, con base en la realización de análisis energéticos, a partir de los cuales se intervienen las ofertas de los agentes generadores. La aplicación de esta resolución no ha implicado hasta la fecha la intervención de las ofertas de las plantas hidráulicas, pero ha tenido un efecto importante en las plantas térmicas que al ser despachadas por seguridad energética, con altos factores de carga, son remuneradas solamente al precio de la Resolución CREG 034.

La resolución CREG 159 de 2009 eliminó temporalmente, hasta que se suspenda el racionamiento de gas, las restricciones relativas a la confidencialidad de las ofertas de los agentes del MEM. Esta medida que le da transparencia a la información disponible para el mercado, es importante especialmente bajo la presencia del Niño, debido a que la menor cantidad de generación hidráulica implica precios de bolsa más altos y los generadores tienden a ejercitar su poder unilateral de mercado.

Referente a la subasta de gas realizada en diciembre de 2009, contrastan las necesidades del mercado superiores a 350 GBTUD, con la módica cantidad subastada de 32.8 GBTUD, lo cual evidencia un poder de mercado enorme del lado de la oferta. Así mismo, el precio de cierre de la subasta de US\$6,14/MBTU, es el mayor precio alcanzado en todas las subastas realizadas, el cual dobla el precio actual del gas regulado. Todo esto en concepto del CSMEM demuestra como el mecanismo de subastas es una forma de ayudar a un monopolista a extraer el máximo excedente posible del consumidor, de ahí que se mantenga la incertidumbre sobre la producción incremental y la oferta de gas firme que se libera de los contratos vigentes.

Se efectúa también un análisis relativo al comportamiento de los precios de bolsa frente a los cambios regulatorios, el cual no corresponde a las expectativas alcistas derivadas de la presencia del fenómeno del Niño. Tanto el nivel bajo del precio de bolsa, como su variación en diciembre y enero parecen obedecer a las dificultades que han encontrado los generadores para diseñar sus estrategias óptimas de oferta, ante las modificaciones regulatorias del mercado y las condiciones hidrológicas. Con las medidas de emergencia, el espacio de demanda residual para el parque hidráulico se redujo; estos agentes, para evitar cubrir sus ventas en contratos mediante compras en el spot a

precios elevados, buscan generar el máximo posible dentro de las restricciones impuestas transitoriamente al despacho. En estas circunstancias se generan incentivos a reducir sus ofertas, lo que se traduce en precios de bolsa bajos en las horas de menor demanda.

Incide, además en estos precios bajos, el nuevo esquema de despacho en el que el costo de arranque y parada de las plantas térmicas se incluye directamente en el proceso de optimización y por lo tanto se elimina la incertidumbre de estos agentes a la hora de formular sus ofertas. Por otra parte, las ofertas de las plantas despachadas por generación forzada a raíz de los decretos de racionamiento, no se consideran en el cierre de precio de bolsa y su despacho se liquida a costos regulados.

Dado el aumento ocurrido en la generación inflexible que deprime el precio de bolsa y además, dadas las “cuotas” de generación térmica, se aumenta la certidumbre de los agentes sobre eventuales reconciliaciones negativas para los recursos, lo que los invita a trazar estrategias de oferta que exploten al máximo la remuneración en estos eventos, mediante la minimización de los precios de oferta.

Finalmente, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM, los cuales muestran que coherentemente con los resultados de los cambios regulatorios, en diciembre, a pesar de las bajas hidrologías ocurridas con el fenómeno del Niño, el embalse agregado del SIN frenó su deterioro, alcanzando el nivel de 62% y a su vez redujo la probabilidad de racionamiento. Simultáneamente los precios de bolsa promedio, que superan con creces los promedios históricos, se pueden considerar bajos si se tiene como referente el precio de escasez y los bajos aportes hídricos.

Se destaca como a pesar de la gran participación de las térmicas en la generación total de diciembre, fueron las plantas hidráulicas las que marcaron el mayor porcentaje de veces el precio de bolsa. Esto puede encontrar una explicación parcial en el hecho que parte de la generación térmica, como se mencionó, se remunera a precios regulados y sus ofertas no inciden en la definición del precio de bolsa.

A pesar de los mayores precios y el comportamiento atípico de las ofertas durante la presente transición de hidrologías críticas, el poder de mercado se redujo considerablemente, con relación a los niveles históricos. Es probable que esta reducción obedezca a los factores mencionados de cambios regulatorios y generación forzada.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Consideraciones Regulatorias, Comportamiento de Precios de Bolsa y Subasta de Gas, y b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de diciembre de 2009.

a) Consideraciones Regulatorias, Comportamiento de Precios de Bolsa y Subasta de Gas

El CSMEM presenta un breve análisis de los principales cambios regulatorios ocurridos en el MEM desde agosto de 2009 y con énfasis particular en los que tienen que ver con la intervención del MEM por parte del gobierno nacional. Se efectúa también un análisis relativo al comportamiento de los precios de bolsa frente a los cambios regulatorios, el cual no corresponde a las expectativas alcistas derivadas de la presencia del fenómeno del Niño. Por otra parte se comentan los resultados obtenidos en la reciente subasta de gas realizada en diciembre de 2009.

b) Análisis de Desempeño del MEM

Durante los últimos cuatro años, el CSMEM ha desarrollado una serie de indicadores 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, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el mercado secundario de gas. En este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merece destacarse.

2 Consideraciones Regulatorias, Precios de Bolsa y Subasta de Gas

2.1 Consideraciones Regulatorias

2.1.1 Resolución CREG 051 de 2009.

Esta resolución que inició su vigencia a partir de Agosto 1 del 2009, separa las ofertas de precio de los generadores térmicos en ofertas de suministro de energía y ofertas de precio para el arranque y parada de los generadores. Adicionalmente cambia la metodología de obtención del despacho ideal con base en una optimización del costo diario de la generación y consecuentemente define las nuevas reglas para determinar el precio de Bolsa en el MEM.

Esta resolución ha permitido acotar los precios de oferta de las plantas térmicas para entrar en rangos de precios competitivos, de forma tal que no estén distorsionadas por la concentración de todos los costos reconocidos, en un periodo muy corto de despacho, lo cual no necesariamente reflejaba en forma adecuada las condiciones del despacho de las plantas. Además las ofertas térmicas en esa forma, presionaban al alza los precios del mercado e inducían a los generadores hidráulicos a elevar sus ofertas, ya que éstos estimaban un costo de oportunidad mayor de su recurso; también, esta situación podía conllevar una retención financiera de la capacidad disponible y el incentivo de los generadores a vender el gas en el mercado secundario.

La Resolución CREG 051 introdujo un cambio en la forma como se pagan las inflexibilidades, principalmente de las plantas térmicas:

- a) cuando una planta despachada en el día t no alcanza a cubrir el tiempo mínimo de operación y continúa operando bajo tal restricción en el día $t+1$, antes de la resolución la generación remanente en el día $t+1$ se remuneraba como restricción a precio de reconciliación positiva, después de la resolución, se remunera como generación inflexible.
- b) una planta que es despachada el día t y opera hasta la hora 24, por efectos de la resolución, al salir también despachada en mérito en el día siguiente a partir de la hora h , no se apaga y se mantiene operando como inflexible entre la hora 24 del día t y la hora h del día $t+1$, para evitar un nuevo pago del costo de arranque y parada.

Esto trae como consecuencia que para las horas del día t+1, la generación inflexible se remunera a precio de bolsa que puede ser inferior a los costos variables del generador (especialmente en horas de baja y media demanda), conllevando un costo adicional para el generador, que induce a un incremento en su precio de oferta y distorsiona la señal de precios que se envía al mercado. Sumado a lo anterior, la incertidumbre del generador acerca de las horas que la planta saldrá despachada, induce a una sobreestimación de los costos de las inflexibilidades y también podría llevar la planta a una operación continua y prolongada que comprometa su confiabilidad.

2.1.2 Resoluciones Minminas 18-1654, 18-1686, 18-1739 de 2009

Estas resoluciones del Ministerio de Minas y Energía iniciaron su vigencia en el mes de octubre de 2009 y fundamentalmente: a) definen la iniciación del racionamiento programado de gas natural y fijan el orden de atención entre agentes, b) incluyen como generación de seguridad en el despacho eléctrico del CND, toda la generación de las plantas térmicas de la región Caribe y la toda generación de plantas a carbón del interior del país, despachando tales recursos a su máxima disponibilidad.

A mediados del 2009 comenzó a verse claramente en el país la difícil coyuntura energética que llevó a la expedición de las resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía; esta coyuntura se caracterizó básicamente por la presencia confirmada del fenómeno del Niño, el bajo nivel de los embalses y las perspectivas de bajas hidrologías para los meses subsiguientes, las limitaciones de suministro y transporte de gas que estaban ocasionando un proceso de alzas en el precio de bolsa y desabastecimiento de gas natural vehicular e industrial y del sector térmico. A pesar de los precios elevados de la energía, la contribución del parque térmico a la generación se mantenía en niveles bajos y en consecuencia, los embalses descendieron a un ritmo acelerado. Paralelamente, el país mantenía las exportaciones de gas a Venezuela y de electricidad al Ecuador.

El CSMEM considera que todavía es prematuro sacar conclusiones definitivas sobre el efecto de las medidas tomadas por el gobierno y en consecuencia, solamente presenta algunas reflexiones preliminares al respecto.

- La primera y más importante reflexión es que dentro del difícil contexto energético regional, Colombia ha podido cubrir toda su demanda eléctrica satisfactoriamente y con restricciones ha logrado abastecer su demanda de gas natural, mientras países vecinos enfrentan serios racionamientos eléctricos. Además, se espera que con las

medidas tomadas, el país podrá abastecer adecuadamente la demanda energética durante el periodo restante del fenómeno del Niño.

- Bajo circunstancias de crisis, el mercado por si solo no garantiza el adecuado abastecimiento de la demanda y consecuentemente es necesario tomar medidas preventivas para evitar los desabastecimientos y racionamientos. Por otra parte, las medidas preventivas tomadas por el gobierno, si bien aseguraron el abastecimiento, también impidieron probar en toda su extensión la efectividad del Cargo por Confiabilidad.
- Se frenó el deterioro que se venía presentando en el nivel del embalse agregado del SIN y se identificó que en algunos casos la disponibilidad declarada por los agentes era inferior a la disponibilidad real de las plantas.
- En general se aseguró el abastecimiento de gas natural a sectores prioritarios como el vehicular, el industrial, el residencial y el sector térmico.
- Los precios de bolsa han tenido un comportamiento sorprendente en el sentido en que el precio de escasez sólo ha sido alcanzado en un par de horas y además como se analizará posteriormente, en ciertos periodos han presentado reducciones drásticas.
- Si bien las medidas asociadas a la generación forzada de las plantas térmicas, permitieron conocer con anticipación que algunas de ellas no podían cumplir con la disponibilidad, ni la ENFICC declaradas, gracias a ello se logró adecuarlas para la utilización posterior con combustibles duales y actualmente cuentan con una confiabilidad que ha permitido cumplir en forma continua los requisitos de generación de seguridad energética.
- Se sabía que el sistema de transporte y suministro de gas estaba sobrecontratado y que no sería capaz de responder ante un escenario máximo de demanda. La coyuntura también demostró que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen incentivos para eliminar las restricciones y consecuentemente debe enfatizarse que los contratos deben estar orientados es a cumplir con las obligaciones energéticas pactadas.
- De esta crisis surgen algunos temas que conviene analizar detenidamente como: a) Se sancionó a algunas plantas duales con problemas en la generación, eliminando

su derecho a la remuneración por cargo de confiabilidad, b) Los mayores costos de generación con líquidos, derivados de los incumplimientos en el mercado de gas, se asignaron a la demanda; conviene reflexionar si en estos casos parte del costo lo deben asumir directamente las fuentes del incumplimiento de los contratos de gas.

- Se puede afirmar que durante las difíciles condiciones generadas por el fenómeno del Niño, el país ha sido abastecido de electricidad adecuadamente y que si bien se han presentado imperfecciones en el MEM, será posible corregirlas y salir fortalecidos de esta coyuntura, con la participación de todos los agentes del mercado.

2.1.3 Resolución CREG 137 de 2009.

Esta resolución, con el fin de asegurar la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda, creó los Niveles de Referencia por tipo de tecnología, a partir de los cuales se intervienen las ofertas de los agentes generadores; adicionalmente impone restricciones a las exportaciones de electricidad y modifica el reglamento de las garantías para el Cargo por Confiabilidad.

Con las difíciles circunstancias que presentó el MEM en sus embalses, así como el comportamiento de la generación hidrotérmica, a partir de las condiciones operativas de algunas plantas hidroeléctricas y con la información histórica de los aportes de caudales de los embalses del SIN, el modelo para calcular la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, estimaba que el nivel mínimo del embalse era inferior al requerido para cumplir la ENFICC declarada, poniendo en riesgo de incumplir la Energía Firme respaldada por la respectiva planta de generación y afectar la confiabilidad del SIN. En consecuencia, la CREG decidió fijar niveles de referencia asociados a la ENFICC de las plantas, por debajo de los cuales se intervienen las ofertas de estos generadores.

Aparentemente las plantas hidráulicas tuvieron una estrategia de oferta que responde a decisiones financieras y de percepción de riesgos y prefirieron asumir la eventualidad de incumplimiento futuro en las obligaciones de energía en firme, que enfrentar con certeza una pérdida actual por la compra de los faltantes entre despacho y contratos.

La CREG para verificar que no se degrade la confiabilidad en el abastecimiento de la demanda y activar mecanismos para mantener el nivel de confiabilidad del sistema, determinó efectuar el seguimiento del MEM, con base en la realización de análisis

energéticos, aplicables durante el racionamiento programado de gas natural y la presencia del fenómeno del Niño.

La aplicación de esta resolución no ha implicado hasta la fecha la intervención de las ofertas de las plantas hidráulicas. Por otra parte, ha tenido un efecto importante en las plantas térmicas que al ser despachadas por seguridad energética, con altos factores de carga, son remuneradas solamente al precio de la Resolución CREG 034, bajo circunstancias en las cuales dichas plantas tenían expectativas de precios y márgenes de utilidad superiores.

El CSMEM considera que si bien las medidas tomadas han cumplido a cabalidad los objetivos fundamentales que se buscaban respecto a la confiabilidad del sistema, por otra parte se observa que los precios de energía en bolsa de Energía, como se verá en la sección 2.3, no reflejan el uso que se le está dando a los recursos en el SIN, ni tampoco la condición de escasez hidrológica generada por el fenómeno del Niño.

2.1.4 Resolución CREG 159 de 2009.

Esta resolución eliminó temporalmente, hasta que se suspenda el racionamiento de gas, las restricciones relativas a la confidencialidad de las ofertas de los agentes del MEM.

La oportuna publicación de la información del mercado, especialmente bajo la presencia del Niño, es de importancia debido a que la menor cantidad de agua disponible para producir electricidad, implica precios de bolsa más altos porque aumenta la producción térmica y los generadores tienden a ejercitar su poder unilateral de mercado. Bajo estas circunstancias un análisis riguroso del funcionamiento del MEM debe estar basado en el escrutinio público, el cual requiere el acceso oportuno a la información del mercado.

Un retraso entre el momento en que la información se produce y la fecha de su publicación, tiene un costo potencial enorme para los consumidores. Si la información del mercado se publica con retraso, se generan transferencias sustanciales de rentas de los consumidores a los productores, las cuales ocurren antes que los eventos del mercado se puedan analizar en forma rigurosa y se sujeten al escrutinio público.

El CSMEM considera que el acceso a las ofertas de precio por parte de los agentes, permite que se presente una mayor competencia, lo cual trae como consecuencia una mejor eficiencia en el despacho y el mercado.

2.2 Subasta de Gas

Con el fin de comparar los resultados de la última subasta de gas realizada en diciembre de 2009, la Tabla No 1 resume los principales parámetros de las cinco subastas de gas natural llevadas a cabo exitosamente.

Esta última subasta de gas está asociada a la nueva planta de tratamiento LTO-II en Cusiana, la cual tendrá un potencial de producción de 70 MPCD de gas.

De la Producción Disponible para Ofertar en Firme (PDOF), correspondiente a los campos del Casanare, Ecopetrol excluyó las cantidades de energía promedio año requeridas para su propio consumo, las cuales oscilan entre 2 GBTUD en el 2009 a 19 GBTUD en el 2015. Una vez excluidas las cantidades de energía requeridas por Ecopetrol para su propio consumo, la Producción Disponible para Ofertar en Firme a Subastar de los campos del Casanare de la planta LTO-II, de propiedad de Ecopetrol, es de 32.8 GBTUD¹, valor que correspondió a la cantidad de gas subastada.

Tabla No 1

SUBASTAS DE GAS					
Fuente	Gibraltar	Creciente 1	Creciente 3	Don Pedro	Cusiana - LTOII
Agente	Ecopetrol	Pacific Stratus	Pacific Stratus	Hocol	Ecopetrol
Fecha		oct-07	may-08	mar-08	dic-09
Tipo Subasta	Indefinida	Ascendente	N.A	Inglesa	Ascendente
Tipo Actividad	Sobre cerrado	Abierta	No aplica	Abierta	Abierta
Producto	Indefinido	Definido	Definido	Definido	Definido
Suministro	Firme	Firme	Firme	Firme	Firme
Duración	>10 años y <15 años	1 año (dic/07)	1 año (dic/08)	2 años	ago/10 - jun/15
Cantidad	33 GBTUD	35 GBTUD	16 GBTUD	6 GBTUD	32.8 GBTUD
Cantidad Minima		2.5 GBTUD	16 GBTUD	6 GBTUD	2 GBTUD
Contrato	TOP	TOP al 100%	TOP al 100%	TOP al 100%	TOP al 95%
Formación Precio	Indefinida	Discriminatoria	N.A	Uniforme	N.A.
Precio Base	Res CREG 119 2005	US\$2,80/MBTU	US\$5,05/MBTU	US\$ 3,70/MBTU	US\$ 3,40/MBTU
Participantes	7				
Precio Cierre		US\$ 3,75/MBTU	US\$5,75/MBTU	US\$ 6,03/MBTU	US\$ 6,14/MBTU
Inicio de Entrega		ene-08	ene-09	jul-08	ago-10
Ganador	Gas Natural	Gecelca 29,4 GBTUD, Petroquímica 5,6 GBTUD	EPM	Ecopetrol	Isagen 19,0 Mansarovar 6,8 Gas Natural 4,0 Petrobras 3,0

¹ Reglamento de la Subasta, ECOPEPETROL, Diciembre de 2009.

Con anterioridad a la ejecución de la subasta y de acuerdo a los procedimientos establecidos en la regulación, Ecopetrol solicitó los requerimientos del mercado sobre dicho gas, habiendo obtenido las siguientes solicitudes de compra: 238 GBTUD en agosto de 2010, 259 GBTUD en el 2011, 326 GBTU en el 2012, 337 GBTUD en el 2013, 340 GBU en el 2014 y 368 GBTUD en junio de 2015.

Contrastan las necesidades del mercado superiores a 350 GBTUD, con la módica cantidad subastada de 32.8 GBTUD, lo cual evidencia un poder de mercado enorme del lado de la oferta.

Así mismo, el precio de cierre de la subasta de US\$6,14/MBTU, es el mayor precio alcanzado en todas las subastas realizadas, el cual dobla el precio actual del gas regulado.

En concepto del CSMEM, el mecanismo de subastas es una forma de ayudar a un monopolista a extraer el máximo excedente posible del consumidor. De ahí que solo se oferten cantidades reducidas de gas y se mantenga la incertidumbre sobre la producción incremental y la oferta de gas firme que se libera de los contratos vigentes. No hay razón económica para ayudar a un monopolista a extraer rentas, lo normal es regular el precio.

2.3 Comportamiento del Precio de Bolsa

2.3.1 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 1 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes del año 2009 y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

El precio de bolsa, como respuesta a las bajas hidrologías y a la entrada forzada de recursos de generación costosos, tuvo un crecimiento sostenido y muy marcado entre marzo y octubre del 2009. Se observa además que el comportamiento del embalse durante los últimos meses ha modificado drásticamente los patrones de la historia reciente del MEM. La relación negativa entre precio de bolsa y nivel de embalse dejaron de operar desde junio de 2009.

El máximo nivel del embalse agregado del SIN, normalmente se presenta en el mes de noviembre; para el año 2009 a raíz del fenómeno del Niño, fue apenas del 70%, inferior

en alrededor de 15 puntos porcentuales con respecto a los máximos alcanzados desde el 2005. Por otra parte, en respuesta a los decretos de racionamiento de gas natural y al aporte de generación térmica forzada, la caída en el nivel del embalse ha sido mucho más lenta que en años anteriores, lo cual permite que el nivel del embalse agregado tenga cierta holgura para superar los meses críticos de verano, sin enfrentar un racionamiento de energía.

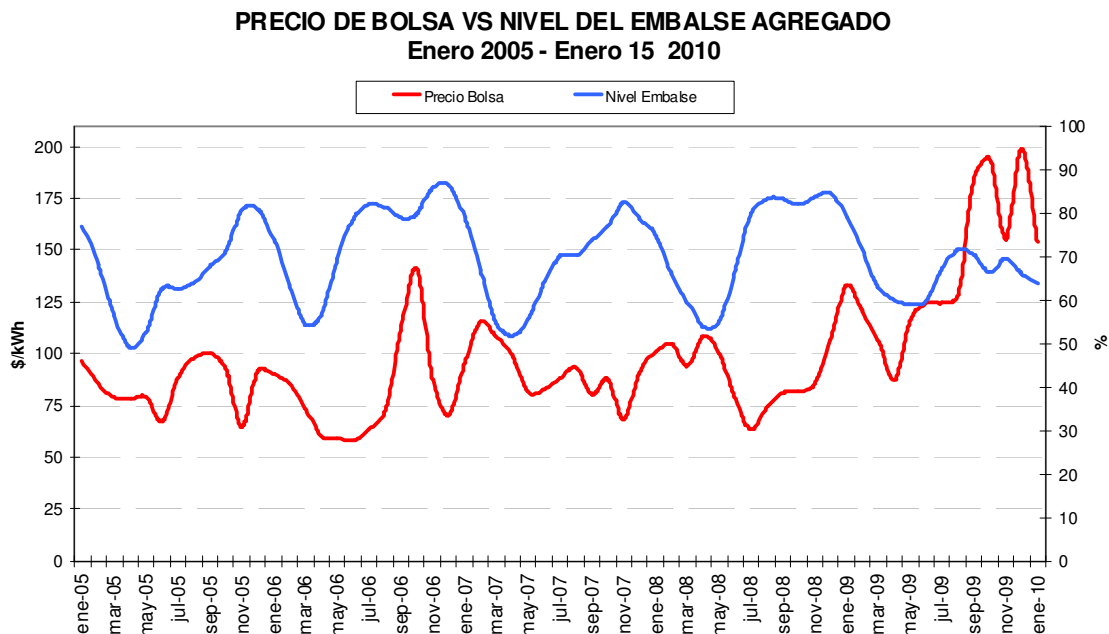


Gráfico No 1

2.3.2 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo

El gráfico No 2 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos 5 meses. En este gráfico, la generación térmica a gas incluye también la generación con combustibles líquidos.

Es claro como a partir de octubre, en respuesta a los decretos de racionamiento de gas natural y al aporte de generación térmica forzada, la generación térmica aumentó considerablemente lo cual está asociado principalmente al aumento de la generación a gas, reduciendo a su vez la cantidad de generación hidráulica del sistema. La generación térmica llegó a sobrepasar la cantidad de generación hidráulica durante las

dos primeras semanas de octubre de 2009, situación que también viene ocurriendo desde comienzos de diciembre.

**PRECIO DE BOLSA VS GENERACIONES POR TIPO
Agosto - Enero 15 2009**

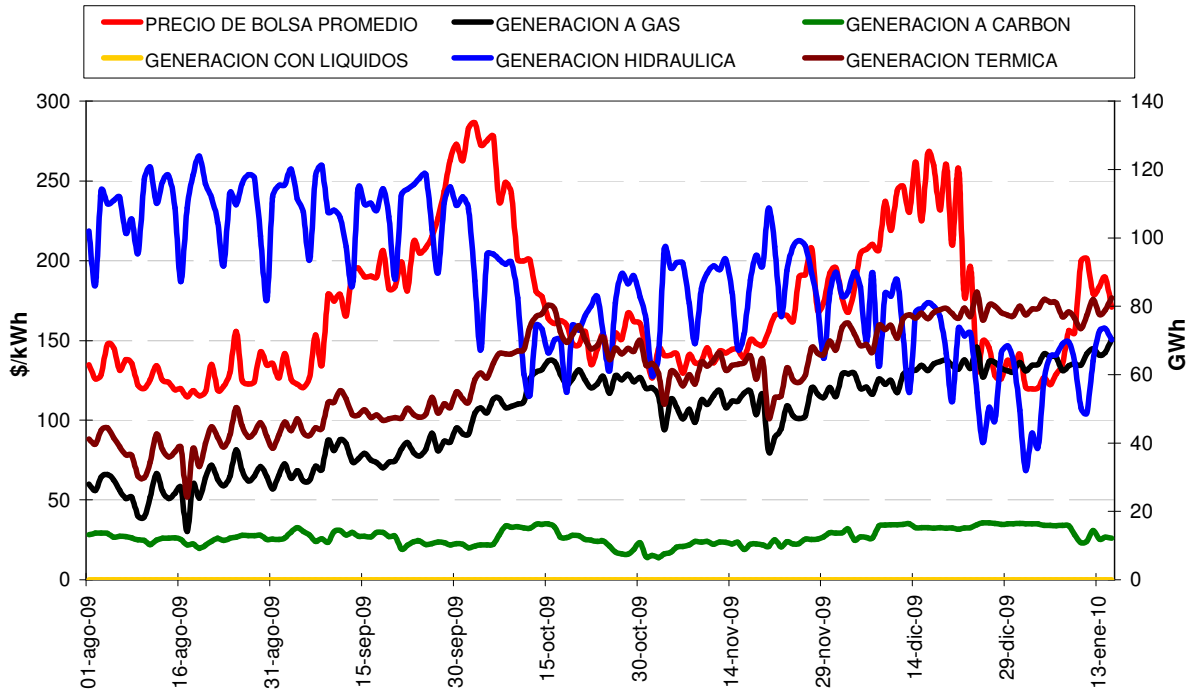


Gráfico No 2

Es interesante ver también que la generación térmica tiene un componente de generación con combustibles líquidos a partir de la entrada en vigencia de las medidas de racionamiento de gas natural; dicha generación permitió afirmar la confiabilidad de algunas plantas a gas y además viabilizó exportaciones moderadas de energía al Ecuador.

2.3.3 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 3 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

Se observa desde el 2005 una débil correlación entre el precio de bolsa y el costo del gas natural. Esta relación desapareció e incluso se invirtió en los últimos meses cuando

una reducción en el precio de gas en boca de pozo se acompañó de un fuerte incremento en el precio de bolsa. La razón detrás de esta dinámica se encuentra en las bajas hidrologías, en los cambios regulatorios introducidos para manejar la emergencia y en el papel de otros combustibles, como los líquidos, en la formación del precio de bolsa.

**PRECIO DE BOLSA VS PRECIO GAS NATURAL
Enero 2005 - Enero 15 2010**

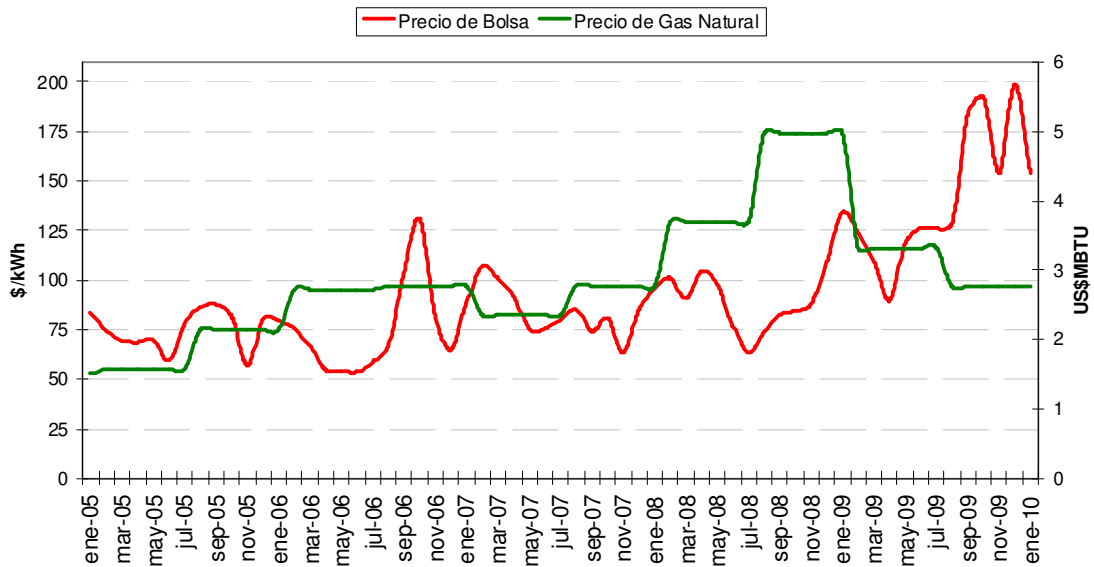


Gráfico No 3

2.3.4 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 4 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema, contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual, para los últimos 5 años.

El margen de reserva ha mostrado una pendiente negativa sostenida desde el 2005, como resultado de una capacidad disponible estática y una demanda creciente. No obstante, en los últimos meses del 2009 se presentó una caída abrupta en respuesta a la indisponibilidad temporal de varios recursos de generación y un repunte en la demanda de energía eléctrica. En enero se superó la coyuntura y la reserva retornó al 50% que corresponde a la tendencia de largo plazo. La estrechez en el margen entre oferta y demanda, sin duda contribuye a explicar el alza de precios de finales de 2009. En otras palabras, a la relativa insuficiencia de energía (bajos aportes) se sumó la estrechez de capacidad.

DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL Enero 2005 - Enero 15 2010

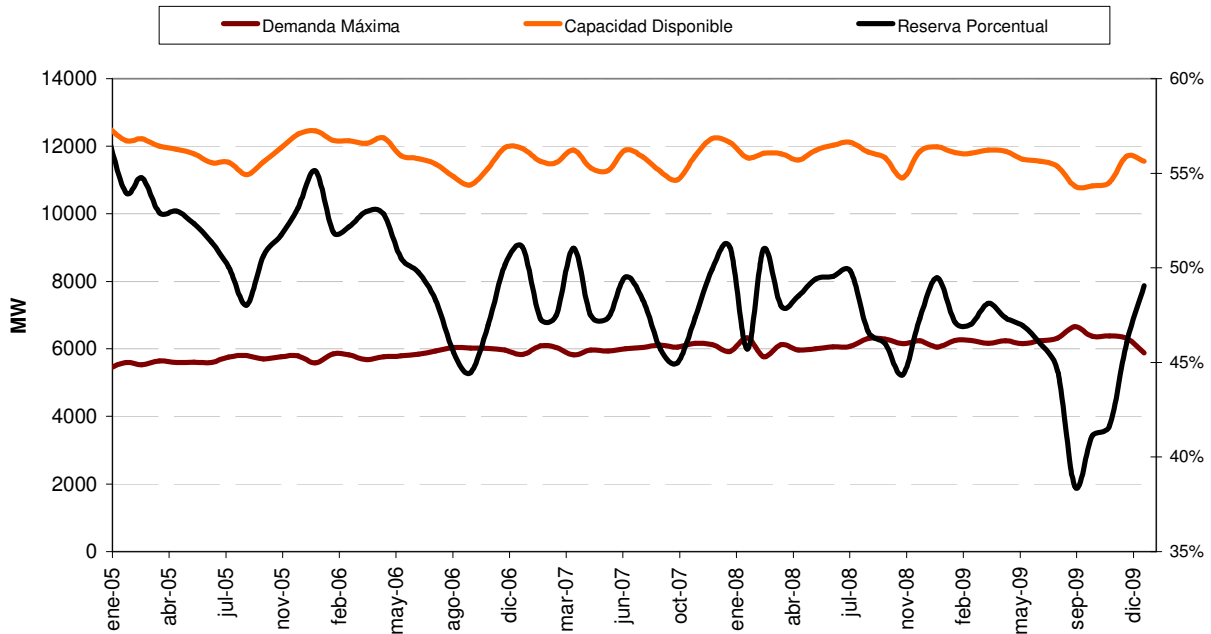


Gráfico No 4

2.3.5 Precio de Bolsa Diario vs Generación Inflexible

El gráfico No 5 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación inflexible diaria expresados como porcentaje de la demanda, para los últimos 5 meses.

Las modificaciones regulatorias al mercado que fueron analizadas en la sección anterior, han implicado la aparición de generaciones inflexibles adicionales, que antes de la Resolución CREG 051 no ocurrían. La generación inflexible es una generación fuera de mérito que requiere ser despachada, la cual para efectos del despacho ideal se descuenta de la demanda del sistema y se paga a precio de bolsa. Al reducir la demanda del sistema, tiene por efecto final, también una reducción del precio de bolsa.

Se observa en el gráfico, como los tres periodos de disminución sustancial del precio de bolsa ocurridos en agosto, octubre-noviembre y finales de diciembre de 2009, corresponden con un aumento de la generación inflexible, reducción que se presenta más acentuada en diciembre.

PRECIO DE BOLSA VS INFLEXIBILIDADES
Agosto - Diciembre 2009

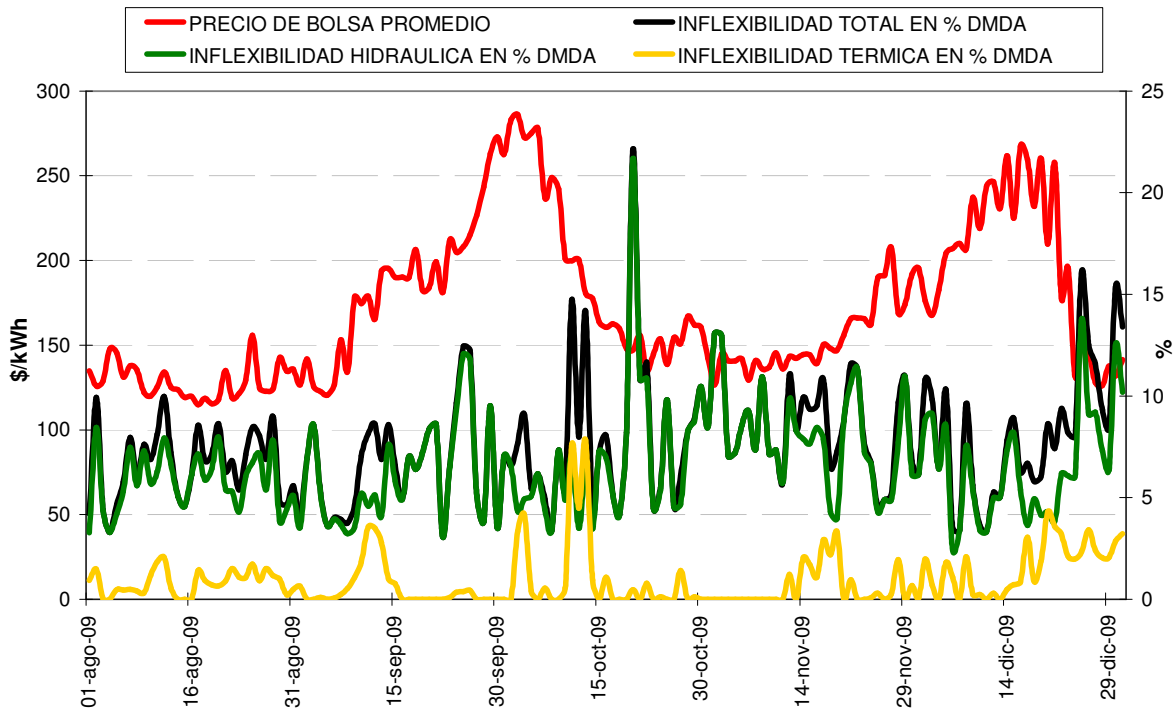


Gráfico No 5

Teniendo como referente el precio de escasez y los bajos aportes hidrológicos a los embalses del SIN, se puede considerar que desde el mes de agosto de 2009 y con excepción de los dos periodos de incremento sustancial, han existido precios de bolsa bajos, los cuales han podido estar influenciados entre otros factores, por el aumento de las generaciones inflexibles, producto de los cambios regulatorios.

2.3.6 Precio de Bolsa Diario vs Reconciliaciones Negativas

El gráfico No 6 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra la magnitud de las reconciliaciones negativas expresadas como porcentaje de la demanda, para los últimos 5 meses.

Por efecto del aumento de la generación térmica forzada, se produce aumento en la generación hidráulica desplazada, la cual corresponde a reconciliaciones negativas. El efecto de los cambios regulatorios, no solo impacta las reconciliaciones negativas de tipo hidráulico, sino que también los despachos altos de plantas de generación térmica a gas, en ocasiones por restricciones, inducen una reducción en la nominación del gas

requerido por tales plantas, lo cual finalmente tiene por efecto la reducción de su generación real, que también se traduce en reconciliaciones negativas.

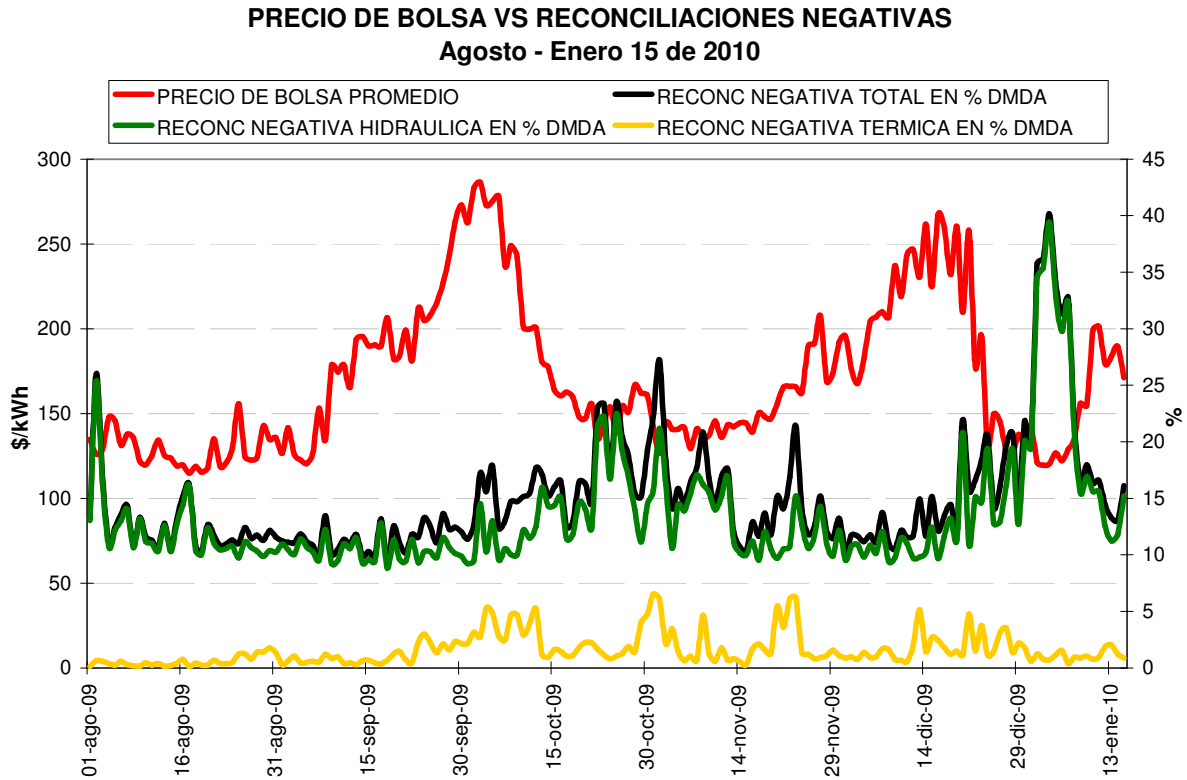


Gráfico No 6

Las reconciliaciones negativas son generaciones que estando en mérito, son desplazadas haciendo que su generación real sea inferior a la generación ideal y en general su efecto sobre el precio de bolsa es su disminución. Además, la regulación incentiva a que los precios de oferta para las reconciliaciones negativas, sean los menores posibles, obteniendo de esta forma la mayor remuneración. Como se anota en el análisis de desempeño del mercado, esta es la razón por la cual, durante las actuales circunstancias críticas de Niño, se presentan con frecuencia ofertas del orden de \$30/kWh.

Como puede observarse en el gráfico, durante finales de octubre y principios de noviembre, así como a finales de diciembre de 2009, se presentaron aumentos importantes de la magnitud de las reconciliaciones negativas, las cuales corresponden con disminuciones sustanciales del precio de bolsa.

Se concluye entonces que dado el precio de escasez y los bajos aportes hidrológicos a los embalses del SIN, la existencia de precios bajos de bolsa, ha estado influenciada entre otros factores, por el aumento de las reconciliaciones negativas, producto de los cambios regulatorios.

2.3.7 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 7 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para el periodo agosto 2009 – enero de 2010.

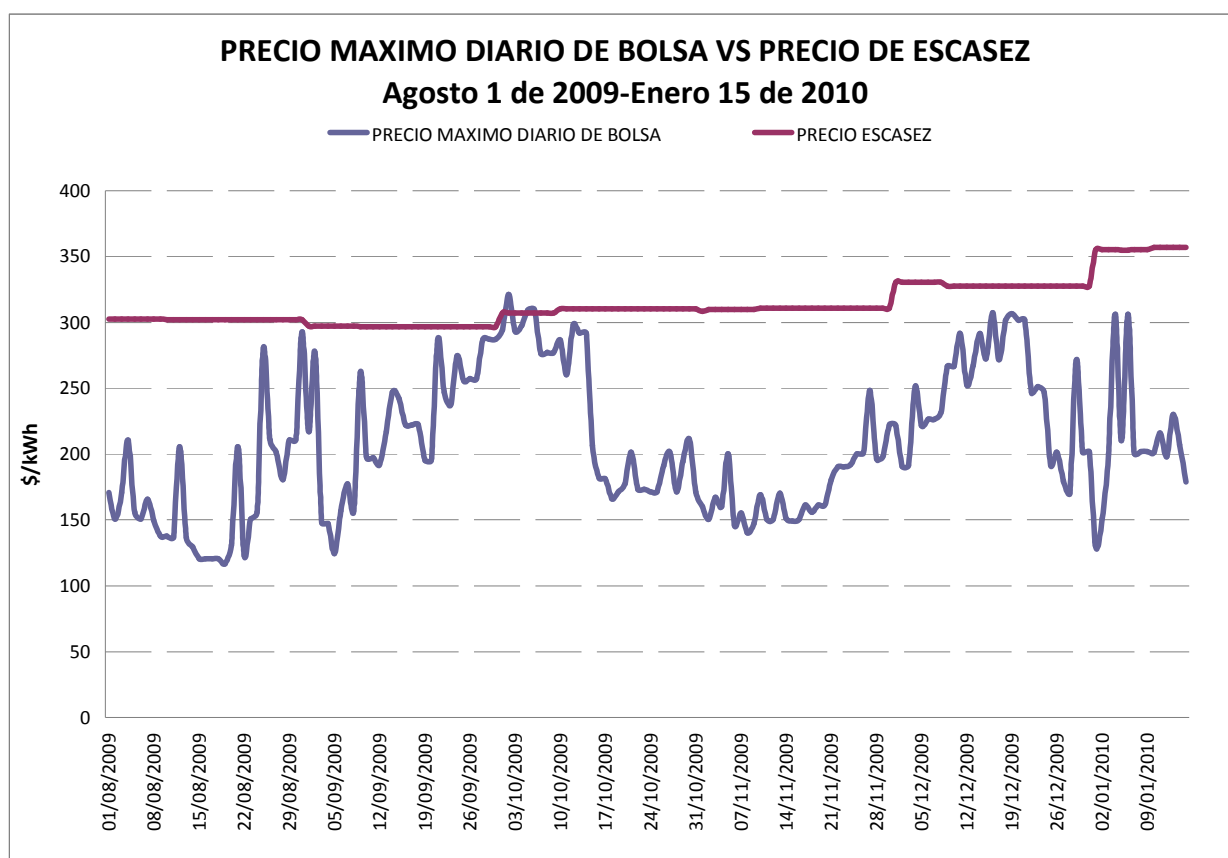


Gráfico No 7

En los meses de agosto, septiembre y comienzos de octubre, donde la hidrología de Niño comenzó a presentar efectos importantes en el nivel de embalse agregado del SIN y antes que el gobierno tomara las medidas conocidas con respecto al despacho de plantas, los precios máximos de bolsa aunque fueron altos, solo sobrepasaron el precio de escasez en dos días del mes de octubre, corroborando la apreciación que el precio de escasez operó como techo para los precios de oferta.

Tanto el nivel bajo del precio de bolsa, como su variación en diciembre y enero parecen obedecer a las dificultades que han encontrado los generadores para diseñar sus estrategias óptimas de oferta, ante las modificaciones regulatorias del mercado y las condiciones hidrológicas. Con las medidas de emergencia, el espacio de demanda residual para el parque hidráulico se redujo; estos agentes, para evitar cubrir sus ventas en contratos mediante compras en el spot a precios elevados, buscan generar el máximo posible dentro de las restricciones impuestas transitoriamente al despacho. En estas circunstancias se generan incentivos a reducir sus ofertas lo que se traduce en precios de bolsa bajos en las horas de menor demanda.

Incide, además en estos precios bajos, el nuevo esquema de despacho en el que el costo de arranque y parada de las plantas térmicas se incluye directamente en el proceso de optimización y por lo tanto se elimina la incertidumbre de estos agentes a la hora de formular sus ofertas, en el sentido de desconocer el número de horas en que debían diluir sus gastos de AOM.

Por otra parte, las ofertas de las plantas despachadas por generación forzada a raíz de los decretos de racionamiento, no se consideran en el cierre de precio de bolsa y su despacho se liquida a costos regulados. Finalmente, dado el aumento ocurrido de la generación inflexible que deprime el precio de bolsa y además, dadas las “cuotas” de generación térmica, se aumenta la certidumbre de los agentes sobre eventuales reconciliaciones negativas para los recursos, lo que los invita a trazar estrategias de oferta que exploten al máximo la remuneración en estos eventos, mediante la minimización de los precios de oferta.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 8 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años. En este gráfico y en tabla No 2, la generación térmica a gas incluye también la generación con combustibles líquidos, debido a que la información oficial de estas generaciones en forma separada aún no es pública.

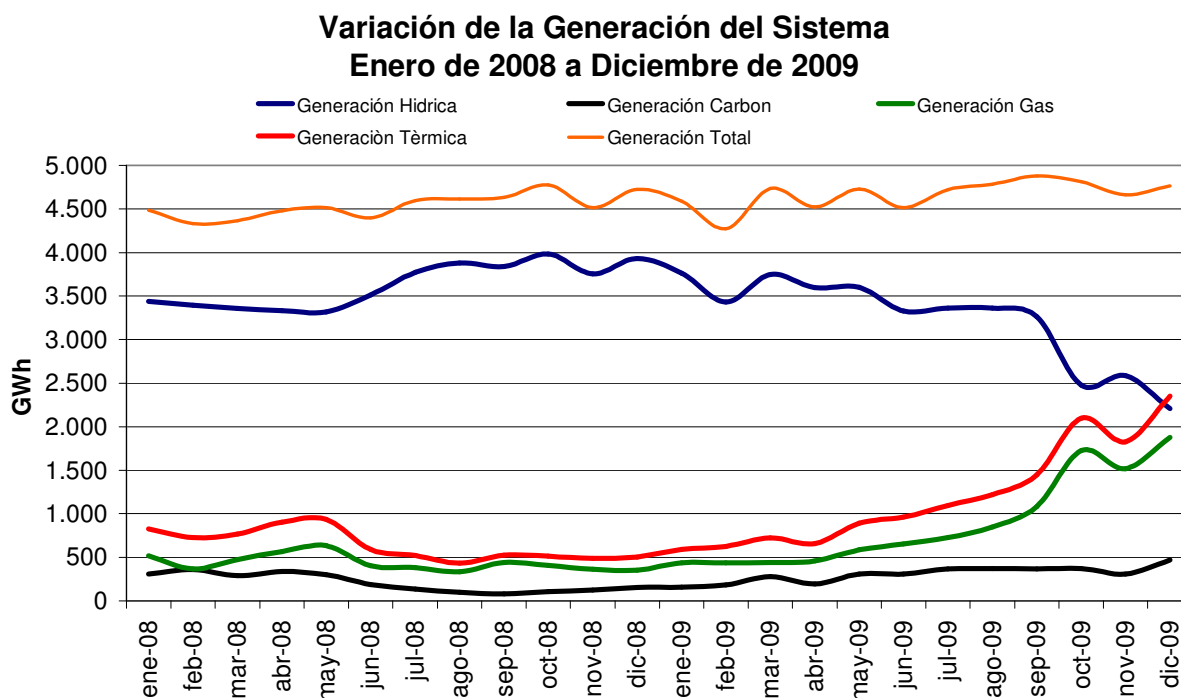


Gráfico No 8

Se observa en diciembre el gran esfuerzo que ha realizado el parque térmico para generar a niveles sin precedentes y contribuir a ahorrar reservas de agua para enfrentar el verano 2009-2010.

Como lo muestra la tabla No 2, la demanda de energía en diciembre respecto al promedio del año 2009 creció en 2.11%, un ritmo que se puede considerar moderado si se tienen en cuenta las condiciones recesivas de la economía colombiana durante el año. Además, en diciembre la generación térmica superó la hidráulica.

Tabla No 2

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	diciembre-08	noviembre-09	diciembre-09	Variacion Noviembre 09- Diciembre 09	Variacion Diciembre 08- Diciembre 09	Variacion Ultimo Año- Diciembre 09
Hídrica	3226.15	3,933.83	2,584.39	2,206.36	-14.63%	-43.91%	-31.61%
Térmica	1207.31	506.06	1,827.93	2,349.74	28.55%	364.32%	94.63%
Gas	898.74	353.28	1,517.17	1,879.75	23.90%	432.09%	109.16%
Carbón	307.48	152.78	310.75	469.98	51.24%	207.62%	52.85%
Menores	221.50	280.62	237.64	194.63	-18.10%	-30.64%	-12.13%
Cogeneradores	8.85	4.78	12.43	12.76	2.64%	166.94%	44.23%
Total	4665.47	4,725.29	4,662.61	4,764.01	2.17%	0.82%	2.11%

3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 9 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

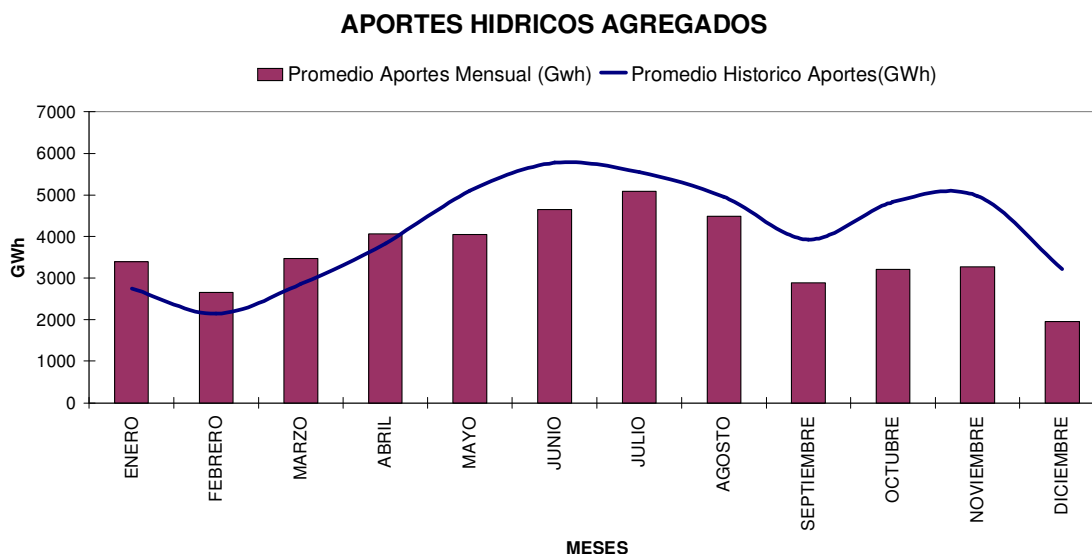


Gráfico No 9

Diciembre registró aportes muy por debajo de la media histórica, sosteniendo el comportamiento observado desde mayo y acentuando la intensidad del fenómeno del Niño.

3.1.3 Nivel de los Embalses

Se observa en el gráfico No 10 que a pesar de las bajas hidrologías ocurridas con el fenómeno del Niño, gracias al impacto favorable de las medidas adoptadas por el gobierno nacional en términos de ahorro de reservas en los embalses, el embalse agregado del SIN frenó su deterioro, alcanzando el nivel de 62% y su vez redujo la probabilidad de racionamiento.

En particular, los niveles de los embalses de Guavio y Chivor son los más bajos con niveles del orden de 60% de su capacidad, mientras que Guatapé y Betania tienen niveles superiores al 80%.

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 10 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.

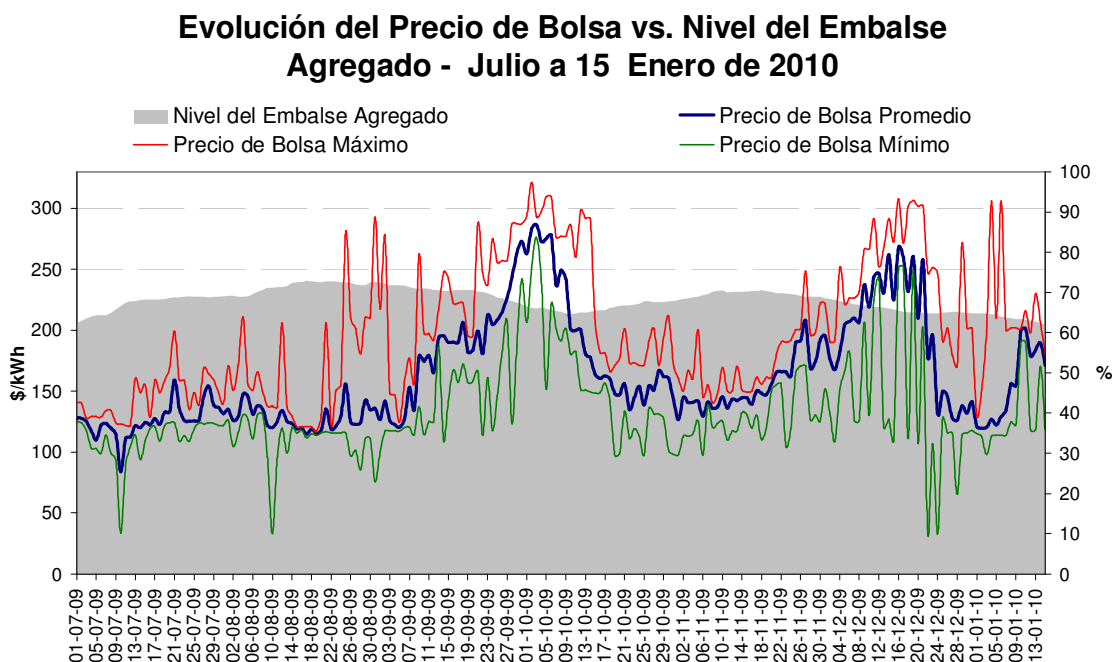


Gráfico No 10

En los últimos 4 meses, el precio de bolsa promedio ha mostrado fuertes oscilaciones en el rango de \$130/kWh y \$280/kWh. Los precios de bolsa promedio, que superan con creces los promedios históricos para diciembre y enero, se pueden considerar bajos si se tiene como referente el precio de escasez y los bajos aportes hídricos.

Los precios de bolsa durante las primeras dos semanas de diciembre y los primeros días de enero se caracterizaron por niveles altos y una gran dispersión. El precio promedio se ubicó cerca de los \$200/kWh, con diferencias entre horas de baja y alta demanda que llegaron a superar los \$150/kWh. El precio máximo parece acotado por el precio de escasez, en cerca de 300 \$/kWh. El precio mínimo, por su parte y en medio de la estrechez de aportes y reservas hídricas, llegó durante algunos días a fijarse cerca del mínimo permitido por la regulación.

Como fue mencionado anteriormente, el comportamiento del precio de bolsa parece explicarse en las dificultades que han encontrado los agentes para diseñar sus estrategias óptimas de oferta ante los cambios regulatorios y las condiciones hidrológicas.

3.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

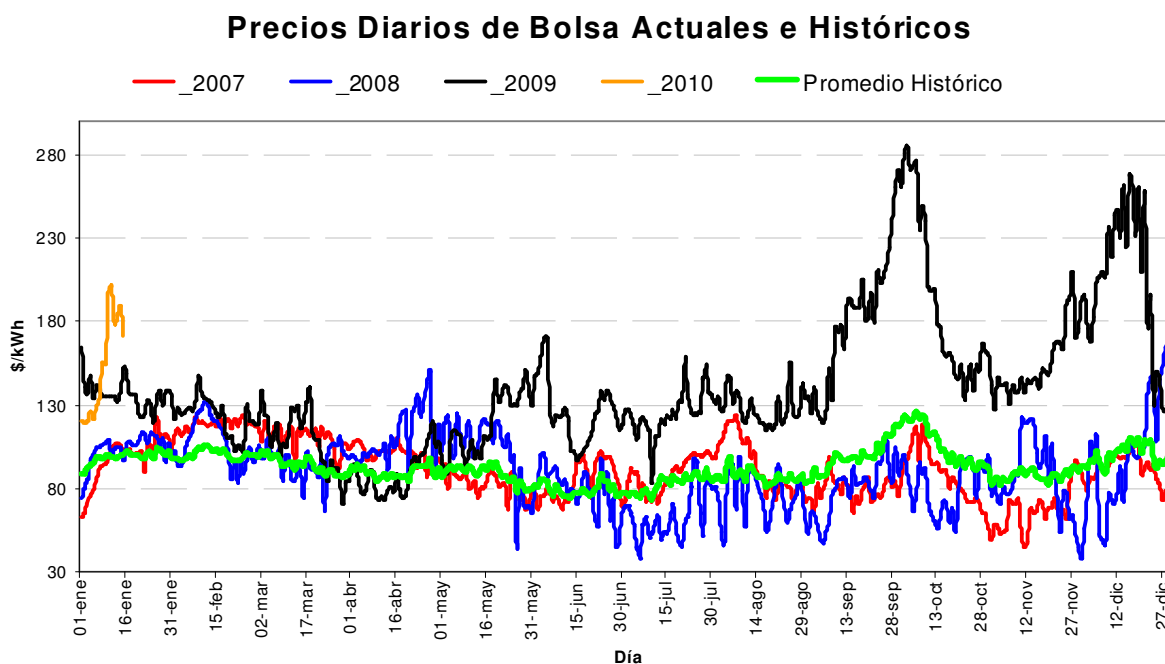


Gráfico No 11

El gráfico No 11 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 años y los compara con los valores promedios históricos a precios constantes del año 2009.

Como se observa en el gráfico, la evolución del precio de bolsa durante todo el 2009 ha superado cualquier referente histórico. Este comportamiento sin lugar a dudas encuentra explicación en el fenómeno del Niño; no obstante, es importante analizar hacia el futuro que otros factores estructurales como la reducción en el margen de reserva y los problemas de abastecimiento de gas, pueden contribuir a sostener los precios en niveles elevados, una vez se normalicen las condiciones hidrológicas.

3.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 12 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

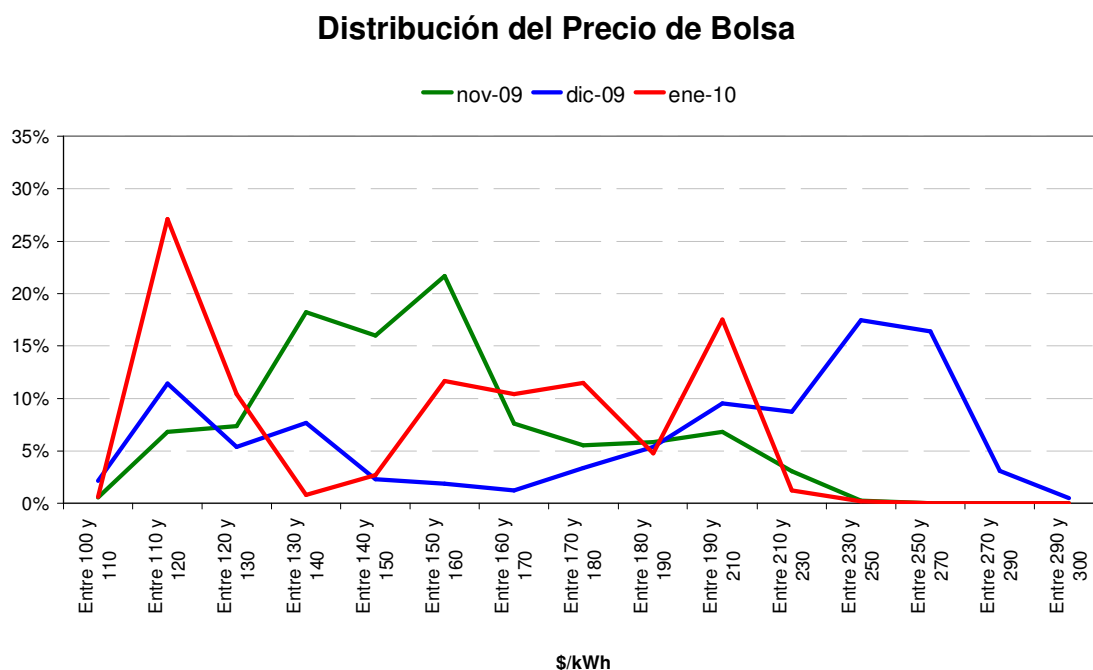


Gráfico No 12

Se observa claramente como en diciembre la distribución de precios se desplazó a la derecha, con el centro nodal en \$250/kWh. De igual forma, se presenta alguna concentración en precios bajos, correspondientes a horas de baja demanda. Enero de 2010 presenta una modificación en la distribución de los precios de bolsa, con un

desplazamiento de la curva hacia la izquierda indicando la reducción de precios y una concentración de los precios para horas de baja demanda en \$120/kWh.

3.3 Comportamiento de Ofertas

En diciembre Isagen desplazó a Emgesa de su papel como agente con el mayor número de coincidencias en la formación de precios, que venía sosteniendo desde hace varios meses. Sin duda la planta con mayor contribución a este comportamiento fue San Carlos, que mostró un alto porcentaje de coincidencias en diferentes horas del día y niveles de precios y en alguna medida Termocentro.

Se destaca como a pesar de la gran participación de las térmicas en la generación total de diciembre, fueron las plantas hidráulicas las que marcaron el mayor porcentaje de veces el precio de bolsa. Esto puede encontrar una explicación parcial en el hecho que parte de la generación térmica, como se mencionó, se remunera a precios regulados y sus ofertas no inciden en la definición del precio de bolsa.

El comportamiento de las ofertas de Porce, San Carlos, Jaguas, Albán y Guatapé parece validar la hipótesis, según la cual los generadores hidráulicos buscan maximizar sus despachos para reducir al mínimo su exposición a la bolsa, para cubrir las ventas de contratos. Estos agentes con alta frecuencia, sitúan sus ofertas al mínimo precio permitido o en valores cercanos. Se exceptúan de este patrón Guavio y Chivor, que han sostenido ofertas elevadas presumiblemente por la marcada intensidad del verano en la cordillera oriental. En el caso de San Carlos, no obstante las bajadas de precio han sido esporádicas y en general buscó estar en el vecindario de precios que despejó el mercado, lo que explica el elevado número de coincidencias.

Sorprenden los bajos niveles y la estabilidad de las ofertas de la mayoría de las térmicas. Estos agentes, presumiblemente por la cotización basada exclusivamente en costos variables (el costo fijo lo cubre el sistema, independientemente de las horas despachadas), han mostrado un comportamiento menos especulativo que en el pasado.

3.3.1 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 13 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, de todas las plantas y el precio de escasez, para los últimos 24 meses.

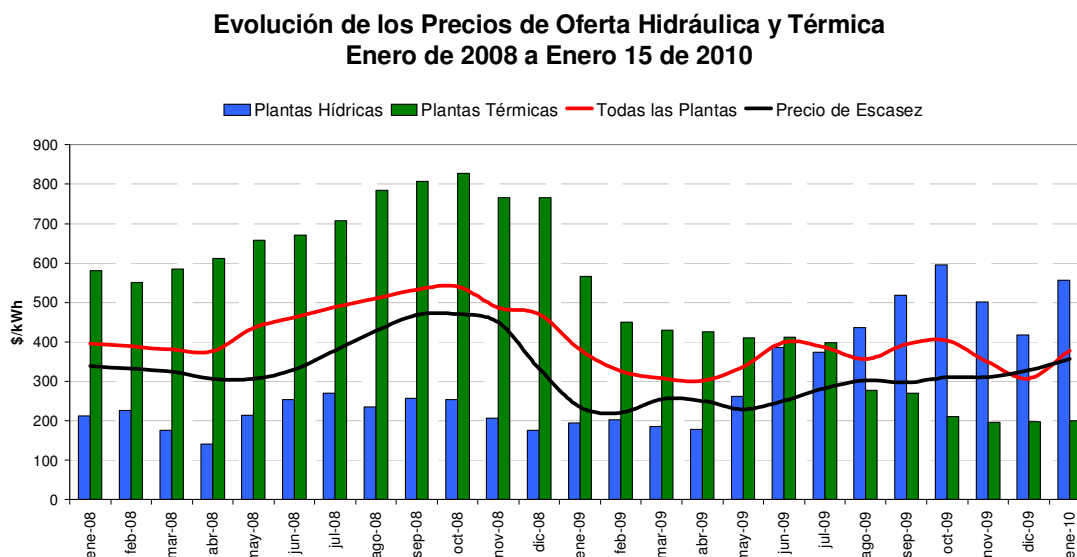


Gráfico No 13

Se constata la estabilidad que han adquirido las cotizaciones térmicas en la bolsa y la fuerte variabilidad de las ofertas hidráulicas, mientras el precio de escasez presenta una tendencia al alza con una pendiente moderada. Debe mencionarse también, que las ofertas térmicas a partir de agosto de 2009 no contienen los costos de arranque y parada, las cuales se presentan separada e independientemente para periodos de tres meses.

3.3.2 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 14 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

En diciembre la función promedio agregada de oferta volvió a adquirir cierta pendiente, sobre todo en los rangos de bajo consumo. A pesar del desplazamiento hacia arriba de la curva (mayores precios), para horas de baja y alta demanda y como se ha discutido,

se constata una reducción de precios. En la nueva función se observan escalones en las cercanías de la demanda alta y baja lo que aumenta la probabilidad de poder de mercado para determinadas condiciones de demanda.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

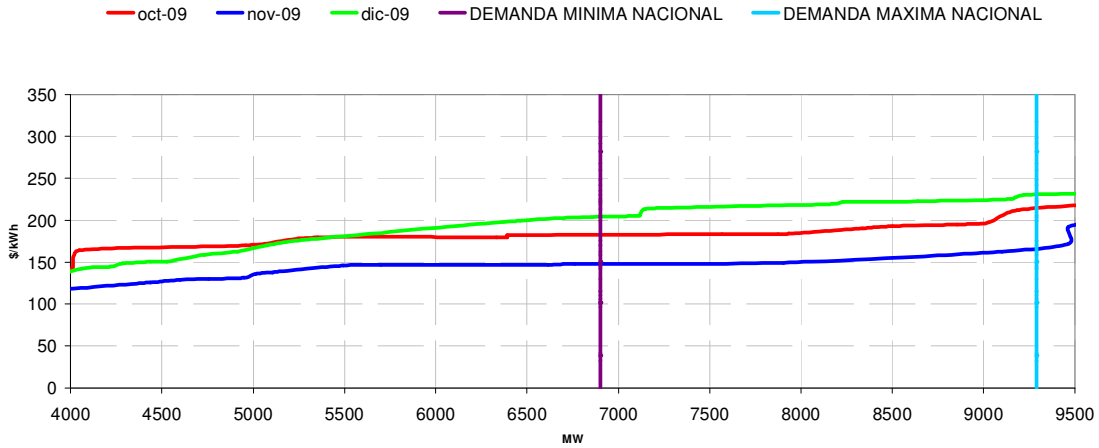


Gráfico No 14

3.3.3 Índice de Lerner

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

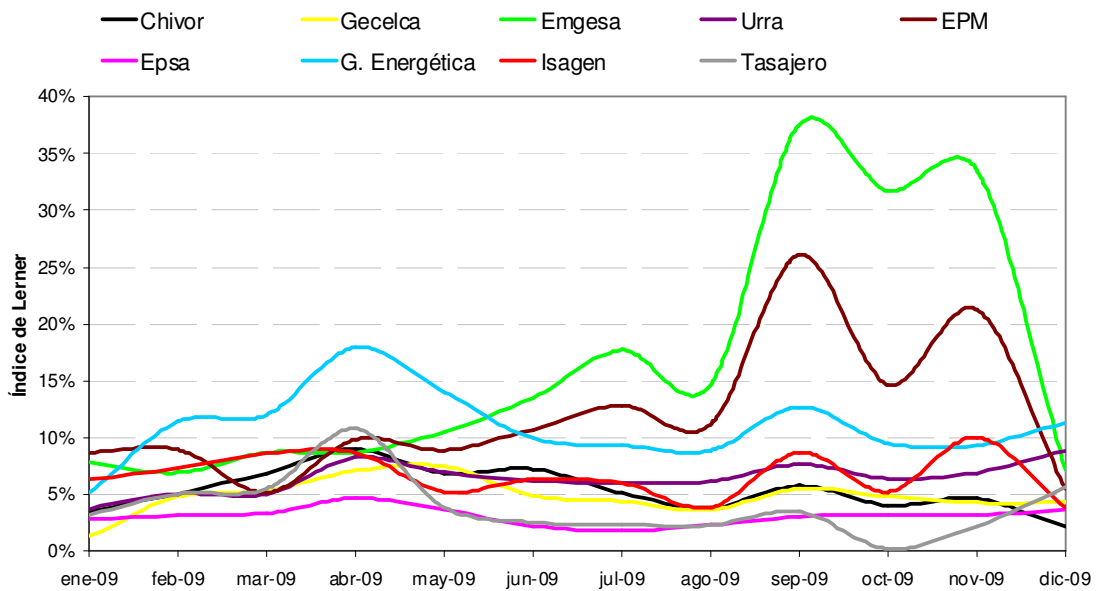


Gráfico No 15-a

Los gráficos No 15-a y 15-b presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para los periodos de demanda alta y baja respectivamente, en los últimos doce meses. **En este cálculo, la demanda residual excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis.**

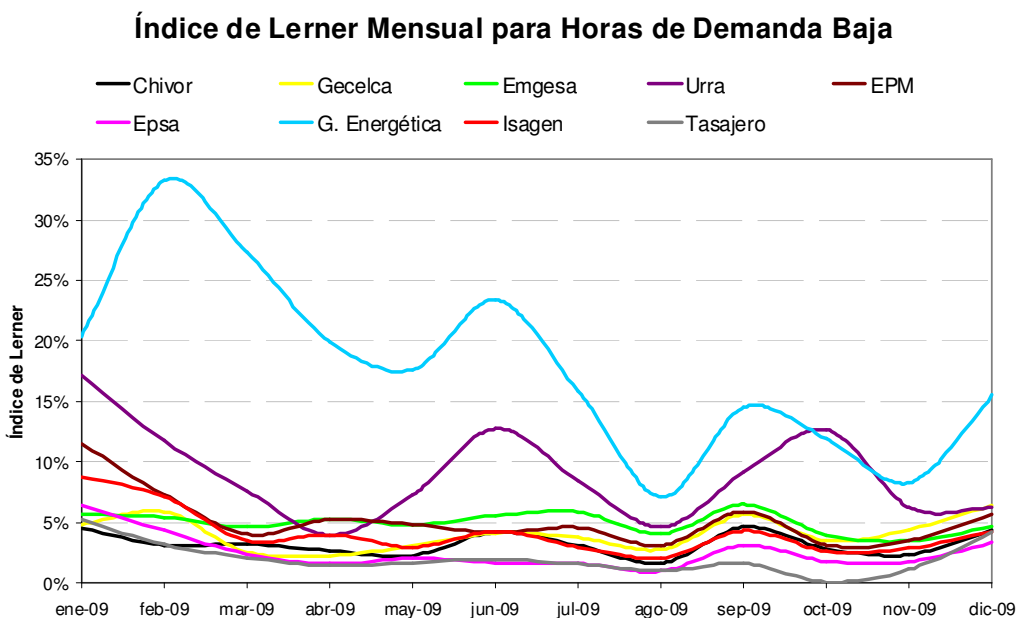


Gráfico No 15-b

A pesar de los mayores precios y el comportamiento atípico de las ofertas durante la presente transición de hidrologías críticas, el poder de mercado se redujo considerablemente, con relación a los niveles históricos. Es probable que esta reducción obedezca a los factores mencionados de cambios regulatorios y generación forzada.

3.3.4 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 16 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.

En diciembre de 2009 y enero de 2010 el índice residual de suministro para demanda alta, presentó valores superiores a 1.20 para todos los agentes del mercado, corroborando de esta forma el comportamiento del índice de Lerner para igual periodo

de tiempo y la consecuente disminución del poder de mercado por parte de todos los agentes.

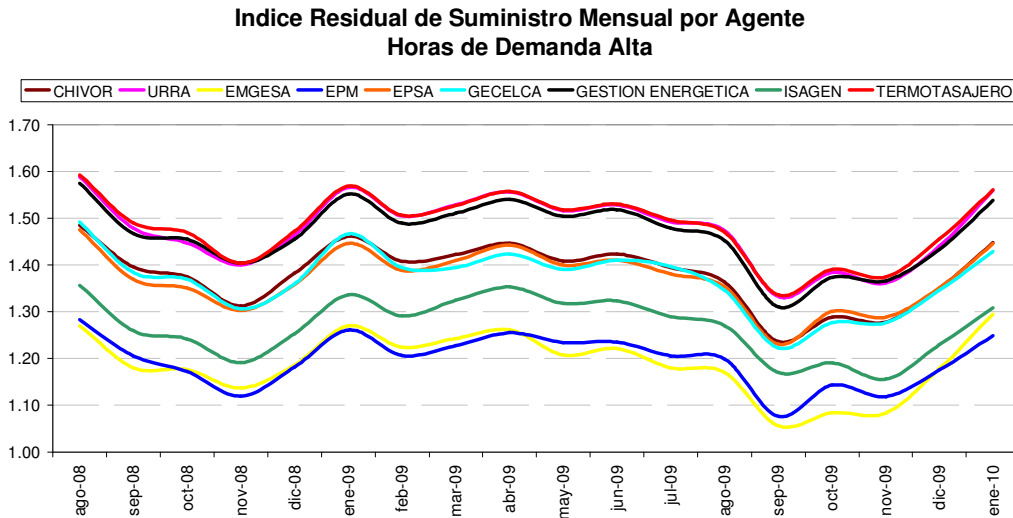


Gráfico No 16

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 17 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

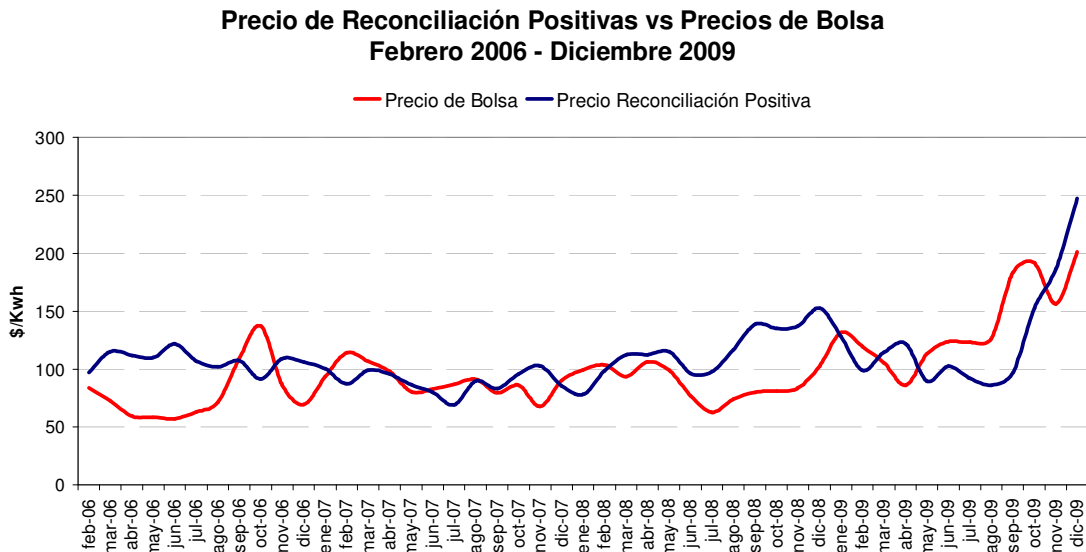


Gráfico No 17

A partir de la intervención del mercado, el precio promedio de las reconciliaciones positivas presenta un incremento fuerte que las lleva a superar el precio de bolsa en \$50/kWh.

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 18 presenta la magnitud en MWh 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.

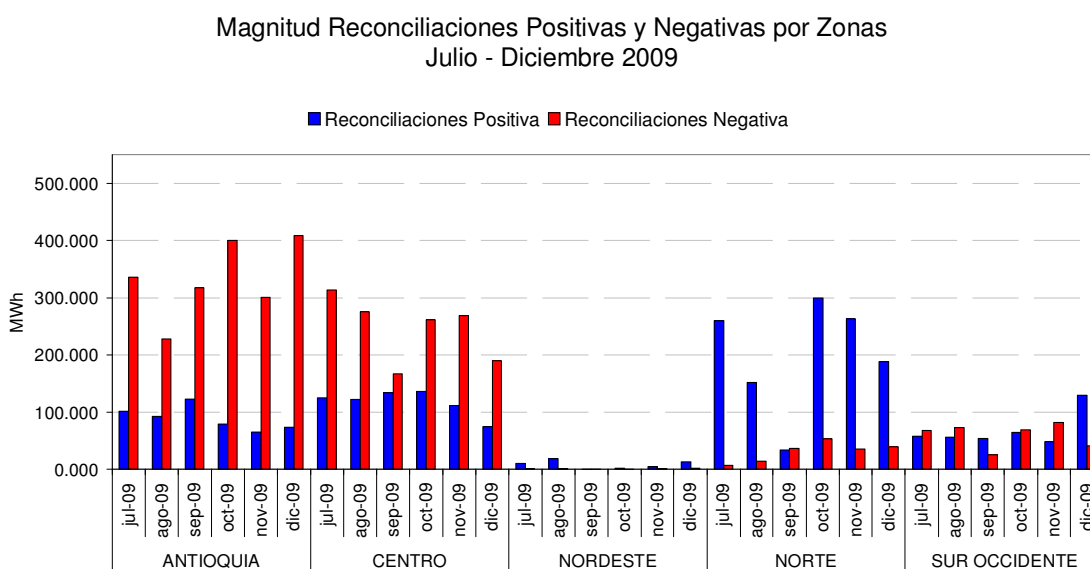


Gráfico No 18

En diciembre la magnitud de las reconciliaciones positivas en la zona Suroccidente tuvo un crecimiento importante, mientras se redujo en las zonas Centro y Norte; de otra parte, las reconciliaciones negativas estuvieron caracterizadas por un incremento en la zona Antioquia.

3.4.3 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 19 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos seis meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

**Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Julio - Diciembre 2009**

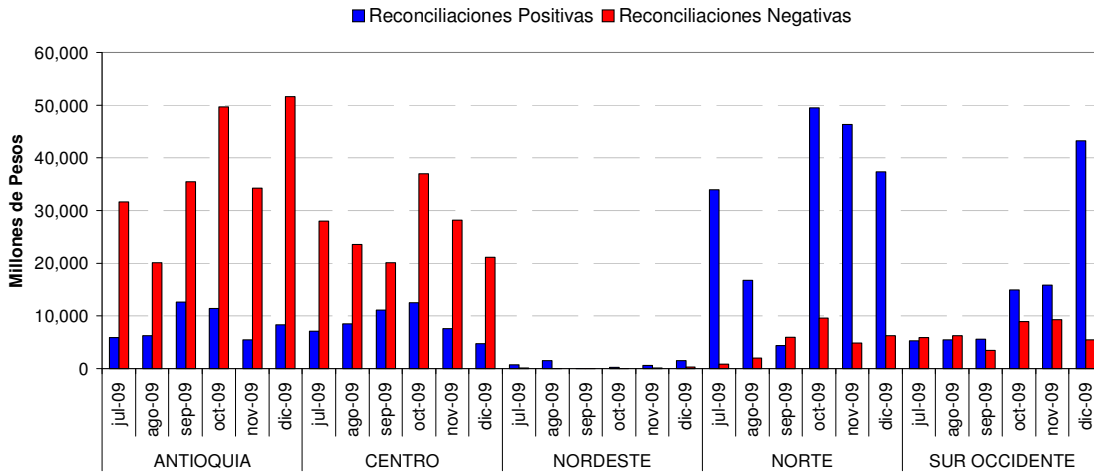


Gráfico No 19

Consistente con el crecimiento de la magnitud de las reconciliaciones por zonas, en diciembre los costos totales de reconciliaciones positivas alcanzaron valores importantes en las zonas Norte y Suroccidente; también éstas fueron sobrepasadas por el valor de las reconciliaciones negativas en la zona Antioquia.

3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 20-a y 20-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.

Merece destacar la alta participación en las reconciliaciones positivas que obtuvo Termoencali, como consecuencia de la generación con combustibles líquidos, fundamentalmente para exportar energía al Ecuador. De otra parte, en cuanto a las plantas que compiten en el MEM, Proeléctrica ha sido líder en la captación de reconciliaciones positivas desde el momento en que ocurrió la intervención del MEM. Respecto a la participación en las reconciliaciones negativas, Guatapé en diciembre incrementó en forma considerable sus ingresos por este concepto.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

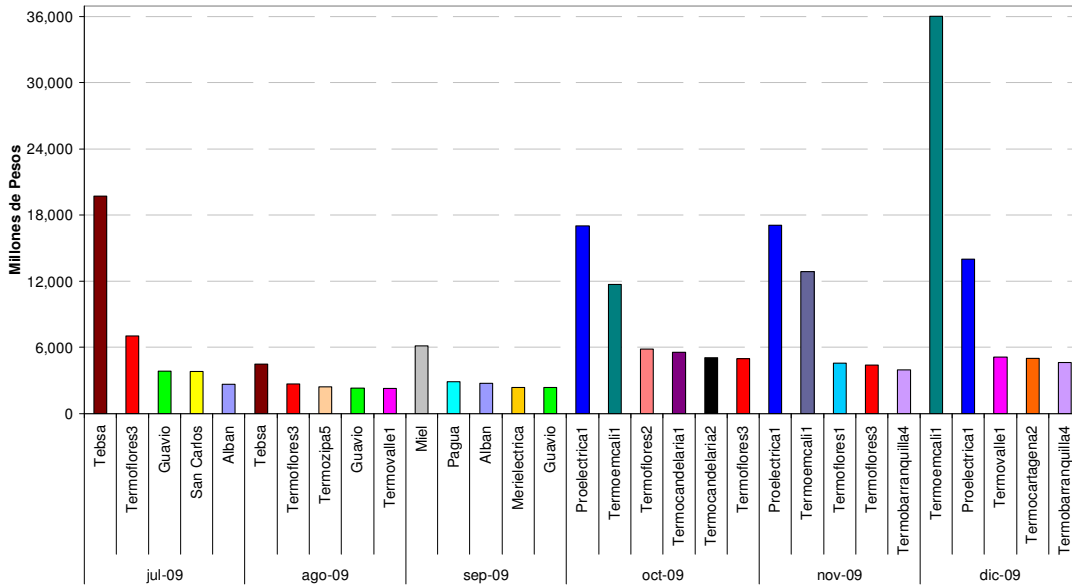


Gráfico No 20-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

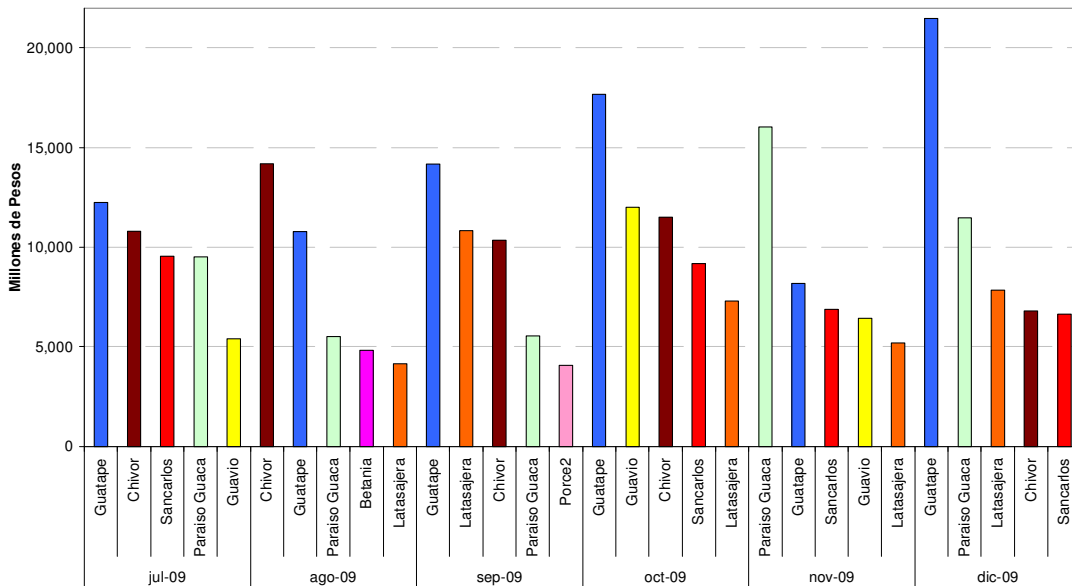


Gráfico No 20-b

3.4.5 Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 21 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

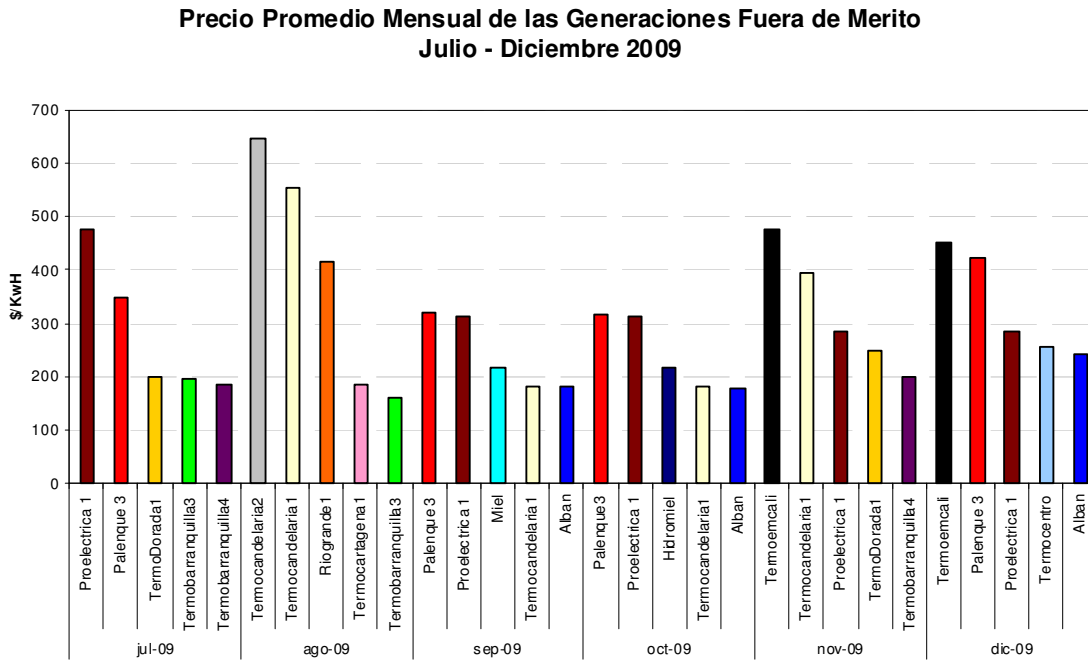


Gráfico No 21

En diciembre Termoencali y Palenque sobrepasaron en promedio los \$400/kWh para sus generaciones fuera de mérito, con valores inferiores a \$300/kWh les siguieron en orden de importancia Proeléctrica, Termocentro y Alban.

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 22 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

El costo total de las restricciones en el SIN durante diciembre de 2009, alcanzó su máximo valor, superando inclusive los costos incurridos en el periodo julio - septiembre del 2008, en el cual la red de transmisión había reducido su fortaleza debido principalmente a los mantenimientos de las subestaciones San Carlos y Chivor.

Costo Total de restricciones Para el Sistema
Abril 2007 - Diciembre 2009

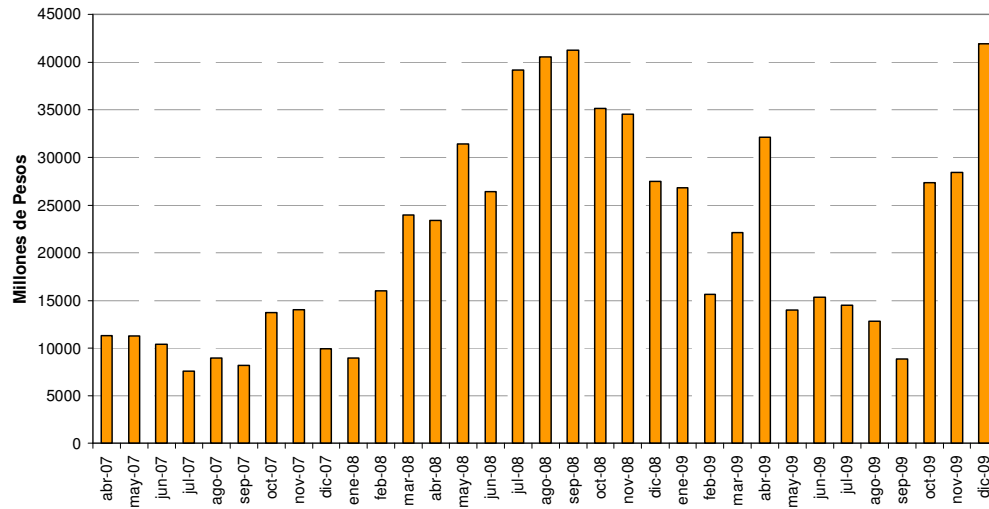


Gráfico No 22