

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 41 – 2009

ANALISIS DE COSTOS MARGINALES DE ENERGIA UTILIZANDO EL MODELO DE OPTIMIZACION DE DESPACHO - MODSEI

Preparado por:

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

Bogotá, Agosto 31 de 2009

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA UTILIZANDO EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE DESPACHO MODSEI	2
2.1	MODELO MODSEI	2
2.2	OBJETO DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS	3
2.3	SIMULACIONES REALIZADAS	4
2.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS	5
2.4.1	<i>Generación MODSEI vs Generación Real</i>	5
2.4.2	<i>Nivel del Embalse Agregado: MODSEI vs Real</i>	6
2.4.3	<i>Nivel de Algunos Embalses: MODSEI vs Real</i>	7
2.4.4	<i>Costo Marginal MODSEI vs Precio de Bolsa</i>	10
2.5	REFLEXIONES	11
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	13
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	13
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	13
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	13
3.1.3	<i>Nivel de los Embalses</i>	14
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	15
3.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	15
3.2.2	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	15
3.2.3	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	16
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	17
3.3.1	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	17
3.3.2	<i>Índice de Lerner</i>	18
3.3.3	<i>Índice Residual de Suministro</i>	19
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	20
3.4.1	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	20
3.4.2	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	20
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	22
3.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	22
3.6	MERCADO DE CONTRATOS	23
3.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa</i>	23
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	23
3.7.1	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	24

Resumen Ejecutivo

Este documento presenta en primer lugar, un análisis de los costos marginales de energía, utilizando los resultados del modelo de optimización de despacho MODSEI, recientemente desarrollado por la SSPD con el fin de contar con una herramienta que soporte las funciones de la SSPD y en particular apoyar el trabajo que desarrolla el CSMEM. También, para aportar a los agentes del mercado eléctrico colombiano, una herramienta de planeación de acceso y software libre.

Durante el periodo comprendido entre julio de 2008 y junio de 2009, el CSMEM, tal como lo ha observado en sus informes, encontró en algunos casos un comportamiento elevado de los precios de Bolsa, el cual no parecía tener una justificación clara. El análisis de los resultados del mercado mostró que el precio de la energía, más que se duplicó desde comienzos de diciembre de 2008 hasta fines de junio de 2009.

El reciente estudio realizado por el Dr. Frank A. Wolak a solicitud de la SSPD, entre otros aspectos para analizar la problemática anterior, reveló que durante el periodo de diciembre de 2008 a junio de 2009, los niveles del embalse agregado del SIN, no fueron determinantes en el aumento de los precios de la energía, la reducción de la brecha entre la capacidad disponible total de la generación y la demanda total del sistema, posiblemente ayuda a explicar el comportamiento de los precios de Bolsa, el comportamiento de los precios del gas natural desempeñó un papel en la determinación del patrón de los precios de Bolsa, y finalmente que no se puede descartar el creciente ejercicio unilateral del poder de mercado.

Consecuentemente Wolak en su informe recomendó realizar un análisis más profundo de los resultados del mercado, el cual hace parte de este informe del CSMEM. Con esta orientación, el CSMEM contando con el MODSEI, estimó los costos marginales de referencia del mercado, con base en la información histórica del mismo.

La generación total del SIN, resultado del MODSEI es fundamentalmente igual a la generación total real histórica; sin embargo, la generación hidráulica MODSEI es superior a la generación hidráulica real, lo cual es compensado por una generación térmica real superior a la generación térmica MODSEI. Esto obedece a que el despacho MODSEI corresponde a un despacho ideal, mientras que la generación real ha sido acomodada en el sistema para resolver las restricciones diarias.

La operación de los embalses del SIN obtenida con el MODSEI corresponde muy de cerca con el comportamiento real que tuvieron los mismos. El precio spot tuvo un

comportamiento cercano al referente del costo marginal, excepto en los meses de enero, febrero, mayo y junio de 2009, donde el precio spot alcanzó valores superiores al referente en 40,6%, 23,0%, 27,2% y 44,0% para esos meses respectivamente.

Los casos correspondientes a enero y junio de 2009, con desviaciones del referente que fueron del orden del 40%, podrían estar indicando la presencia de agentes ejerciendo poder de mercado, cuando se presentaron valores promedios diarios del precio de bolsa por encima de \$170/kWh y máximos cercanos a los \$200/kWh.

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

En segundo lugar, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. La generación en julio aumentó un 4.6% con respecto al mes anterior y además mostró un crecimiento del 2.7% con relación a julio del 2008, lo que podría estar indicando una reactivación de la demanda de energía que se encontraba deprimida por las condiciones recesivas de la economía.

Por tercer mes consecutivo los aportes hídricos a los embalses se situaron por debajo del promedio histórico para estos meses, aunque los aportes de julio tienden a ser muy similares a los históricos; esta situación podría guardar alguna relación con el Fenómeno del Niño. El embalse agregado se incrementó a niveles próximos al 70%, los embalses de Chivor y Guavio continuaron con su recuperación alcanzando niveles de 60% y 75 % respectivamente y el embalse del Peñol pasó del 90% al 85% de su capacidad. Esta recuperación es positiva, porque permite reducir la probabilidad de enfrentar restricciones de suministro eléctrico, en un escenario en que se agudice el verano como consecuencia del Fenómeno del Niño.

Durante las primeras dos semanas de julio, el precio promedio en la bolsa fluctuó entre \$110/kWh y \$130/kWh, posteriormente tuvo incrementos fuertes que lo llevaron cerca de los \$160/kWh, cerrando el mes en \$130/kWh. En julio el precio máximo alcanzó \$200/kWh y el mínimo \$40/kWh. En general los precios en el spot estuvieron persistentemente por encima de los patrones históricos, sosteniendo la tendencia del mercado en lo corrido del año y en particular del proceso alcista desatado en mayo. Como lo muestra el análisis de modelación del costo marginal reportado en este

informe, los altos niveles de precios alcanzados, podrían estar asociados en algún grado al ejercicio de poder de mercado.

La escalada que mostró la bolsa en estos últimos meses responde al comportamiento en las ofertas de precios asociadas a los recursos hidráulicos. De hecho, se observa que los precios de oferta de estos generadores han alcanzado los valores promedios de las plantas térmicas, lo que no tiene referente en la historia reciente del mercado.

Como venía ocurriendo en meses anteriores, cuatro agentes del mercado fijaron el precio de bolsa un 85% del tiempo. Para el CSMEM es preocupante constatar la incidencia que tendría en la estructura del mercado, una eventual compra de ISAGEN por parte de EPM; en efecto, la unión de esta capacidad de generación en un solo agente agravaría mucho más los niveles de concentración del mercado eléctrico.

La elasticidad de la demanda es consistente con los bajos índices de Lerner en horas de baja y media demanda, aún sin modificar la curva de demanda residual para descontar el nivel de contratación. Lo anterior se interpreta como que ningún agente puede ejercer unilateralmente poder de mercado; no obstante, la similitud de los precios ofertados en un rango tan amplio de la curva de oferta, no deja de preocupar porque es compatible con los resultados de estrategias cooperativas.

Coherente con el análisis presentado sobre el índice de Lerner, el índice residual de suministro en el periodo de demanda alta muestra también que Emgesa ya alcanza valores inferiores a 1.2 y EPM está cercano al mismo, ratificando esto la existencia de poder de mercado en estas empresas.

Como lo menciona Wolak en su reciente informe, las reconciliaciones se pueden ver como un mecanismo de la mitigación del poder de mercado local. Desde esa perspectiva, Wolak demuestra que estos pagos a los dueños de las unidades de generación, que conocen que tienen probabilidad de ser elegibles a recibir tales pagos, pueden causar alteración en el comportamiento de su oferta, para aumentar los réditos que reciben. Consecuentemente el CSMEM considera pertinente, tal como lo sugiere Wolak, revisar este tema y si es del caso tomar las medidas regulatorias correspondientes.

Tal como el CSMEM lo ha planteado persistentemente en sus análisis sobre el servicio de AGC, así como también lo hace Wolak en su reciente informe para la SSPD, se recomienda analizar la separación de las ofertas para los servicios de control automático de generación (AGC) de las ofertas para el suministro de energía.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Análisis de costos marginales de energía utilizando el modelo de optimización de despacho MODSEI y, b) Análisis de desempeño del MEM.

a) Análisis de costos marginales de energía utilizando el MODSEI

Este documento presenta en primer lugar, el análisis de los costos marginales de energía, utilizando los resultados del modelo de optimización de despacho MODSEI, los cuales fueron obtenidos con la simulación de un año de información histórica del mercado.

Se realiza un análisis del periodo comprendido entre julio de 2008 y junio de 2009, periodo en el cual el CSMEM encontró en algunos casos un comportamiento elevado de los precios de Bolsa, el cual no parecía tener una justificación clara. El informe además destaca algunas de las conclusiones y recomendaciones presentadas por el Dr. Frank A. Wolak a este respecto, en su reciente estudio desarrollado a solicitud de la SSPD.

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 Análisis de Costos Marginales de Energía Utilizando el Modelo de Optimización de Despacho MODSEI

2.1 Modelo MODSEI

El Modelo de Optimización del Despacho de Sistemas Eléctricos Interconectados – MODSEI, tiene por función simular un despacho óptimo de mínimo costo del sistema eléctrico colombiano, incluyendo la interconexión con los países vecinos y permite estudiar la trayectoria de las variables físicas y de las variables económicas relacionadas con la operación del sistema.

Este modelo ha sido desarrollado por la SSPD, con el fin de contar con una herramienta que soporte las funciones de la SSPD y en particular apoyar el trabajo que desarrolla el CSMEM. También, para aportar a los agentes del mercado eléctrico colombiano, una herramienta de planeación de acceso y software libre.

La implementación del modelo incorpora los conceptos de la regulación colombiana y satisface los requerimientos de información detallada para el apoyo de los procesos de toma de decisiones en el ambiente del mercado eléctrico.

El MODSEI permite:

- Simular la operación, de mediano y largo plazo, del Sistema Eléctrico Colombiano utilizando técnicas de optimización estocástica no-anticipativa
- Simular interconexiones entre múltiples sistemas/mercados eléctricos
- Modelar no linealidades relacionadas con embalses de mediana y baja caída, mediante modelos de programación binaria-lineal.
- Resolver los problemas matemáticos mediante el uso de librerías de optimización con licencia GPL/GNU y con librerías comerciales.
- Resolver los problemas matemáticos a través de la web.

Entre los resultados específicos que produce el MODSEI para el mercado mayorista se encuentran los costos marginales del mercado spot bajo la suposición de competencia perfecta, la proyección de precios de Bolsa, y demás información específica de los agentes generadores.

El modelo matemático que soporta la generación de hidrologías sintéticas corresponde a una representación matemática de las series de tiempo estacionales de caudales en

diferentes sitios, la cual preserva para los caudales sintéticos los parámetros temporales y espaciales más importantes, estimados a partir de los registros históricos.

2.2 Objeto de las Simulaciones Realizadas

Durante el periodo comprendido entre julio de 2008 y junio de 2009, el CSMEM, tal como lo ha observado en sus informes, encontró en algunos casos un comportamiento elevado de los precios de Bolsa, el cual no parecía tener una justificación clara. El análisis de los resultados del mercado mostró que el precio de la energía, más que se duplicó desde comienzos de diciembre de 2008 a principios de enero de 2009.

El informe realizado por el Dr. Frank A. Wolak a solicitud de la SSPD¹, entre otros aspectos para analizar la problemática anterior, reveló que durante el periodo diciembre de 2008 a junio de 2009:

- Los niveles del embalse agregado del SIN, no fueron determinantes en el aumento de los precios de la energía, ya que el nivel máximo agregado a finales de 2008, era más alto que el nivel máximo agregado en los últimos tres años, y en junio de 2009, el nivel agregado era más alto que los niveles de todos los años anteriores en esa fecha.
- La reducción de la brecha entre la capacidad disponible total de la generación y la demanda total del sistema, posiblemente ayuda a explicar el comportamiento de los precios de Bolsa, debido a las mayores oportunidades que tienen los generadores para ejercer el poder unilateral de mercado, o a la necesidad de llamar unidades de mayor costo para satisfacer con mayor frecuencia la demanda del sistema.
- El comportamiento de los precios del gas natural desempeñó un papel en la determinación del patrón de los precios de Bolsa.
- No se puede descartar el creciente ejercicio unilateral del poder de mercado.

Consecuentemente, Wolak en su informe recomendó realizar análisis más profundos de los resultados del mercado, los cuales hacen parte de este informe del CSMEM. Con esta orientación, el CSMEM contando con el MODSEI, estimó los costos marginales de referencia del mercado, con base en la información histórica del mismo.

¹ Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry. Frank A. Wolak, July 30, 2009.

El MODSEI entrega a los analistas información acerca de la operación del sistema eléctrico; este modelo matemático simula condiciones cercanas a la realidad del mercado y sus resultados son en general un buen referente del comportamiento del mercado eléctrico.

Con el fin de realizar una simulación lo más cercana posible a la realidad, el CSMEM utilizó como información de entrada, además de los parámetros del SIN, los datos históricos del mercado para el periodo de análisis.

2.3 Simulaciones Realizadas

Normalmente las simulaciones que se efectúan con los modelos de optimización del despacho, deben contener un horizonte de tiempo de simulación de una o dos veces el periodo de regulación correspondiente al embalse con mayor regulación en el sistema. Además se deben especificar las condiciones terminales del sistema al final del horizonte de simulación, las cuales reflejan el nivel final de los embalses.

Ahora bien, teniendo en cuenta que el objetivo de la simulación es obtener estimativos de los costos marginales del periodo julio 2008 – junio 2009, en este caso se utilizaron los datos históricos del mercado en este periodo que corresponde también al horizonte de simulación, para el cual las condiciones iniciales y terminales de los embalses son conocidas.

Se utilizó la siguiente información para los meses del horizonte de simulación:

- Hidrología real.
- Precios históricos de los combustibles.
- El nivel de los embalses en Julio de 2008 y en Junio de 2009.
- La demanda histórica del periodo, representada por 5 bloques típicos de tiempo/nivel, definidos según los criterios usados por XM para simulaciones con el MPODE.
- Restricciones del nivel operativo mínimo y máximo de embalses.
- Sistema concentrado en una sola área para el SIN, sin considerar restricciones eléctricas.

Con el fin de contrastar los resultados del MODSEI con los resultados del modelo más utilizado en el MEM, el MPODE (modelo que utiliza programación dual dinámica

estocástica), el CSMEM solicitó a XM a través de la SSPD efectuar la simulación correspondiente al mismo caso en lo posible.

Sin embargo, teniendo en cuenta que el MPODE para obtener unos resultados adecuados, requiere un horizonte de simulación de al menos tres años o más (el año histórico jul-08 – jun-09 y el resto con proyecciones a partir de este año histórico), frente al MODSEI, esta circunstancia implica dos simulaciones que no corresponden a la misma serie de datos de entrada y consecuentemente, con la información disponible en el momento, el CSMEM se abstiene de presentar conclusiones respecto a los resultados del MPODE.

Con el fin de validar los resultados obtenidos con el MODSEI, a continuación se presentan además de los costos marginales de la energía, los resultados correspondientes a diferentes variables, las cuales son contrastadas con la información histórica disponible del mercado.

2.4 Análisis de Resultados Obtenidos

2.4.1 Generación MODSEI vs Generación Real

El gráfico No 1 muestra que la generación total resultado del MODSEI es fundamentalmente igual a la generación total real histórica; sin embargo, la generación hidráulica MODSEI es superior a la generación hidráulica real en un porcentaje aproximado de 9%, lo cual es compensado con generación térmica real superior a la generación térmica MODSEI.

Esta situación es perfectamente explicable teniendo en cuenta que el despacho realizado por el MODSEI corresponde a un despacho ideal (sin restricciones), mientras que la generación real obedece al despacho real que se efectúa diariamente, el cual necesariamente ha sido acomodado en el sistema para resolver las restricciones. Además, en general es de esperar que las restricciones conlleven a sustitución de generación hidráulica por generaciones térmicas fuera de mérito.

Por otra parte, las diferencias presentadas entre la generación MODSEI y la generación real, tampoco debieran afectar los costos marginales calculados por MODSEI, ya que éste realiza un despacho ideal.

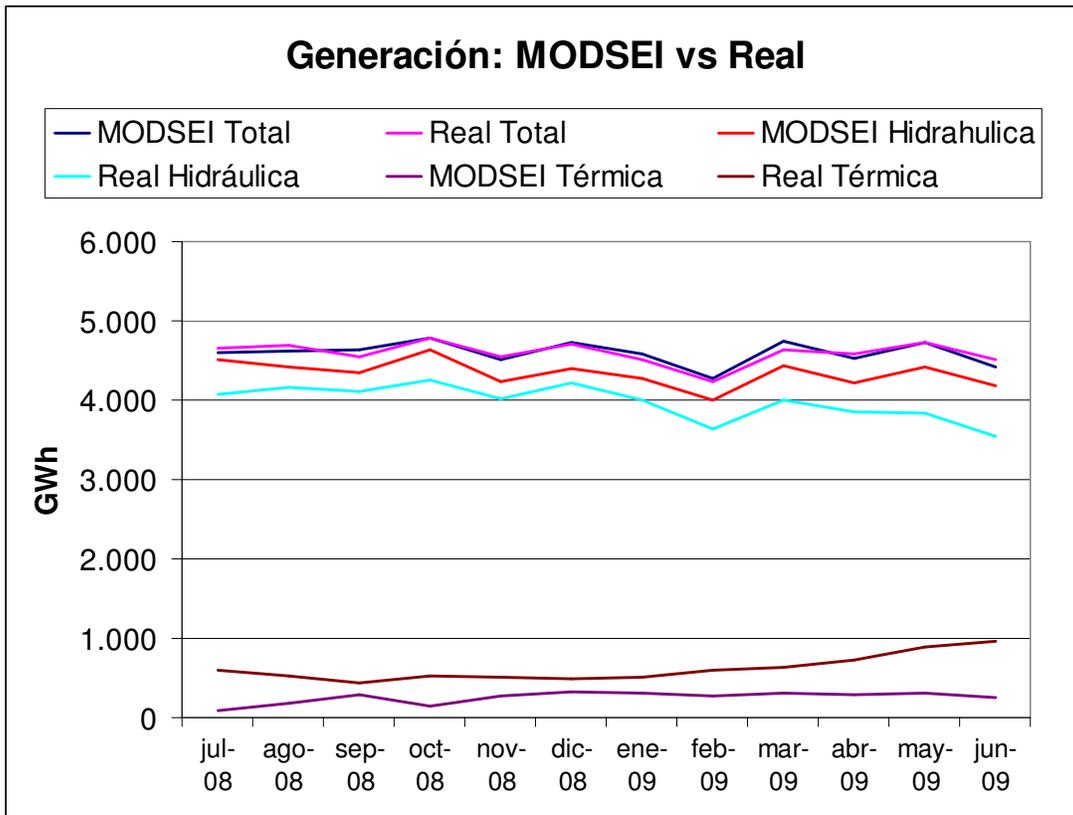


Gráfico No 1

2.4.2 Nivel del Embalse Agregado: MODSEI vs Real

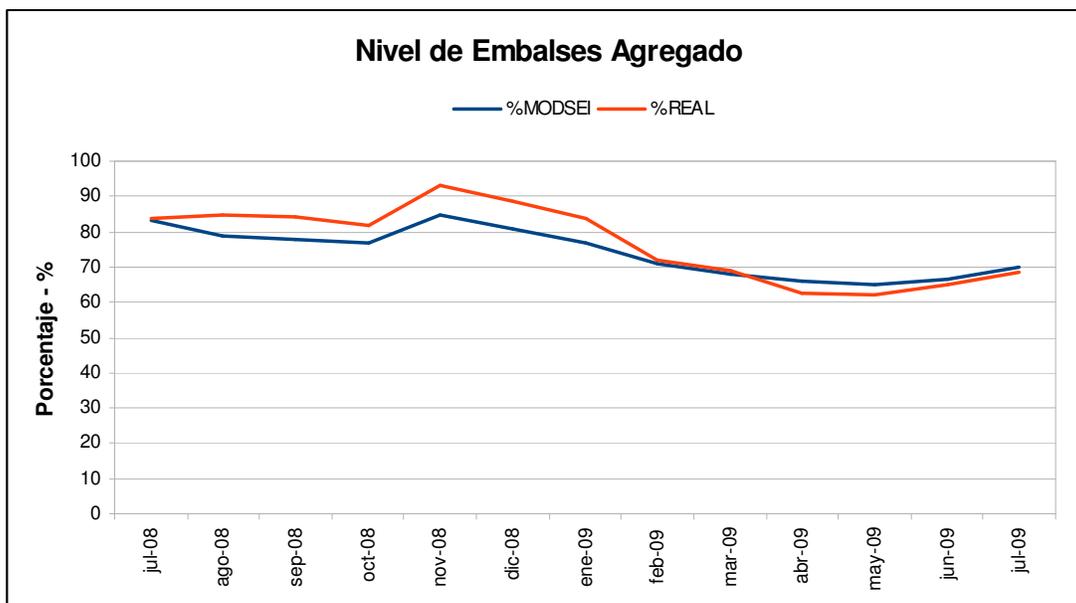


Gráfico No 2

Del gráfico No 2 se puede observar que el nivel del embalse agregado del SIN obtenido con MODSEI es ligeramente inferior al nivel agregado histórico del SIN en el periodo de simulación. Esto claramente es consistente con los resultados presentados en el gráfico No 1, donde la generación hidráulica MODSEI es superior a la generación hidráulica real, lo cual conlleva a resultados MODSEI con mayores desembalses y menor nivel del embalse agregado del SIN.

2.4.3 Nivel de Algunos Embalses: MODSEI vs Real

A manera de ejemplo se presentan en los gráficos No 3, 4, 5, 6, 7 y 8, el comportamiento de algunos de los principales embalses del SIN en MODSEI (Betania, Chivor, Guavio, Peñol, Porce y San Lorenzo), contrastados con el comportamiento real.

En general, se puede observar que para los principales embalses del SIN, la operación óptima de dichos embalses obtenida con el MODSEI corresponde muy de cerca con el comportamiento real que tuvieron los mismos.

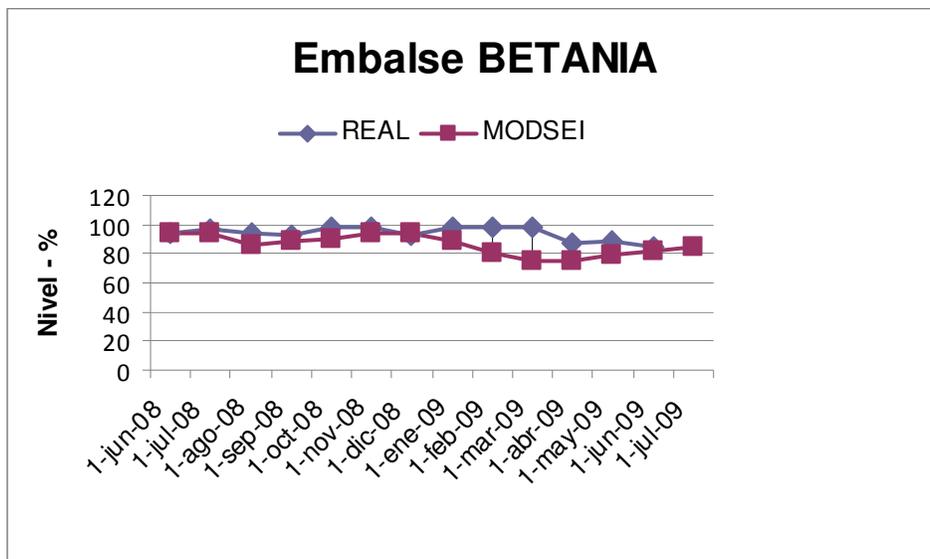


Gráfico No 3

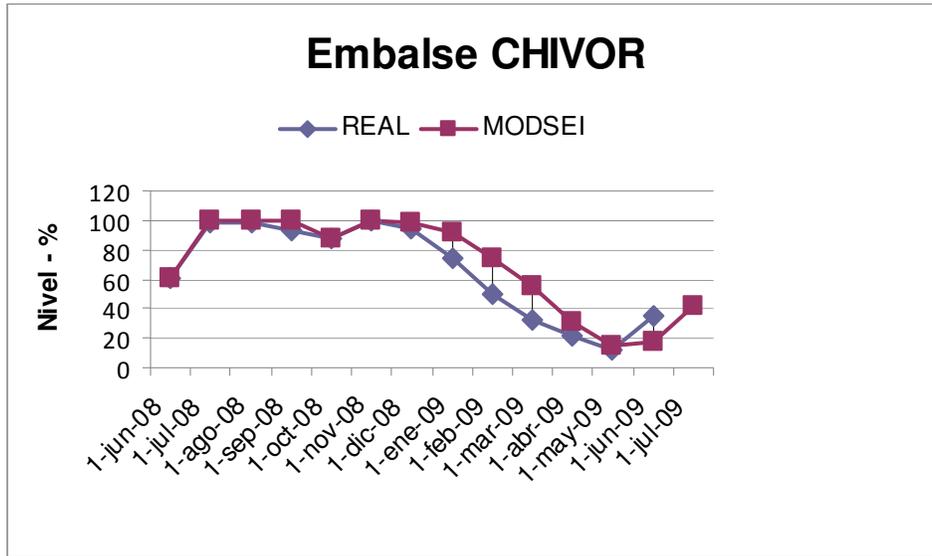


Gráfico No 4

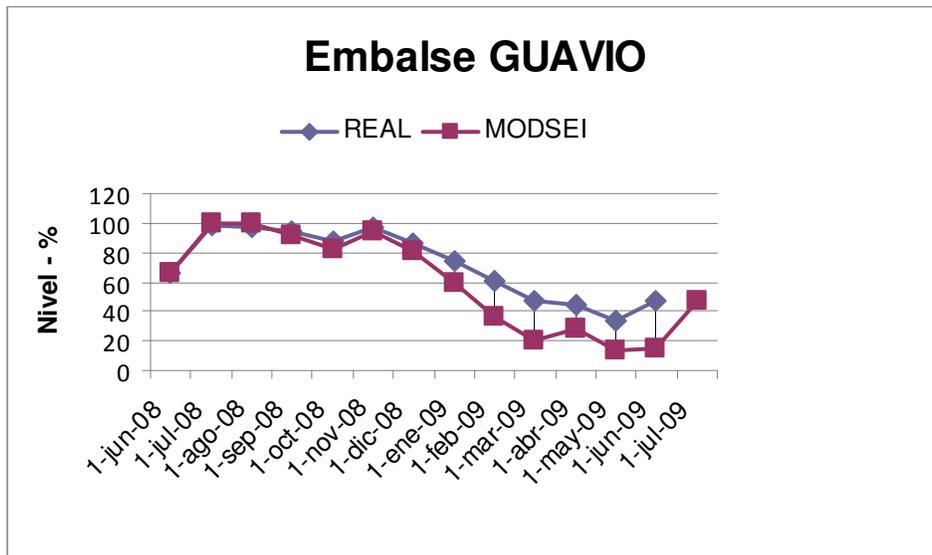


Gráfico No 5

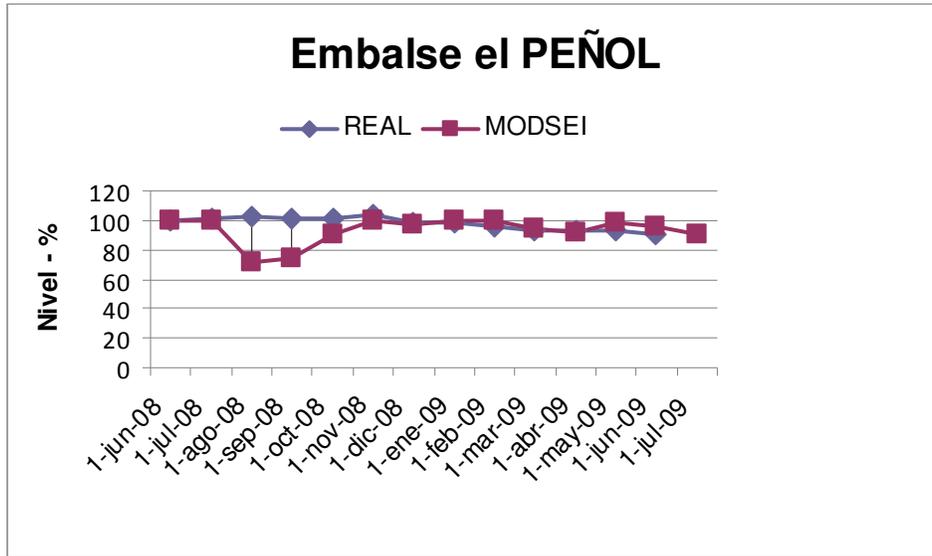


Gráfico No 6

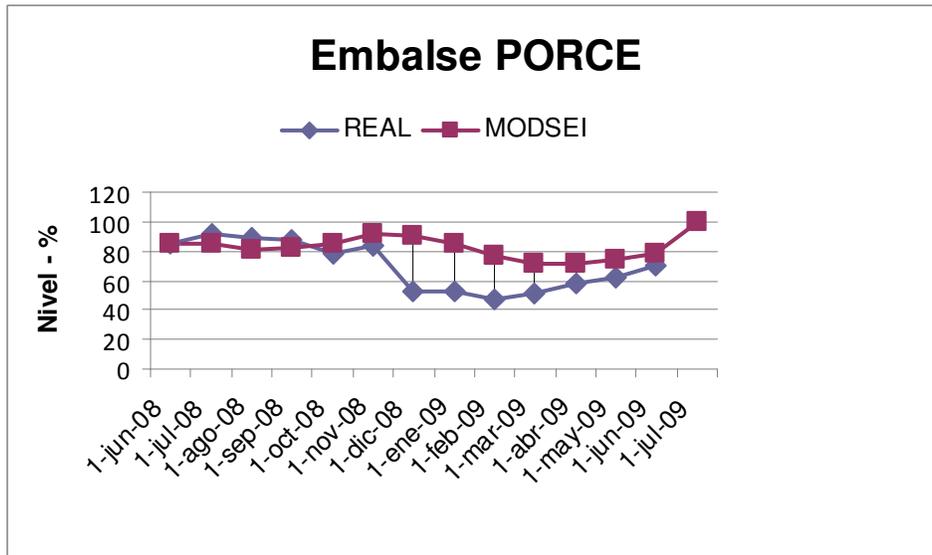


Gráfico No 7

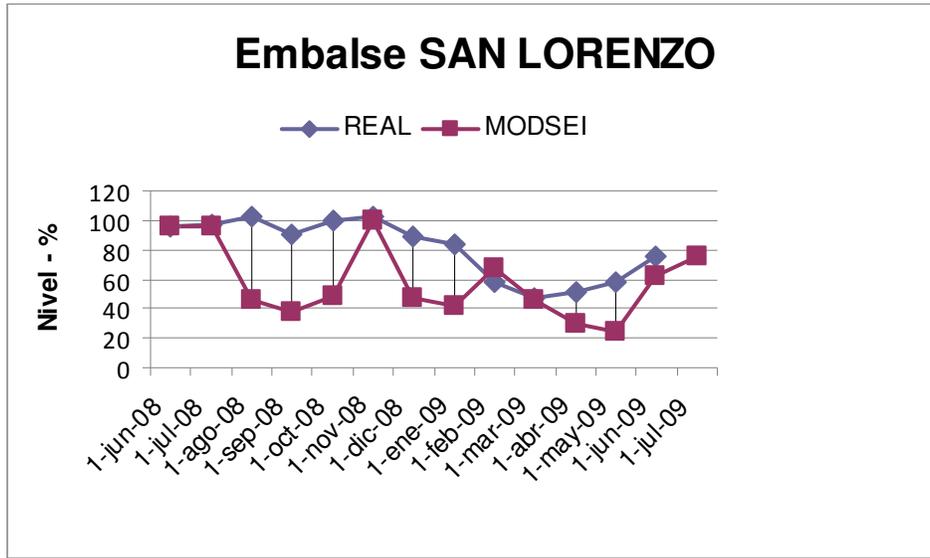


Gráfico No 8

2.4.4 Costo Marginal MODSEI vs Precio de Bolsa

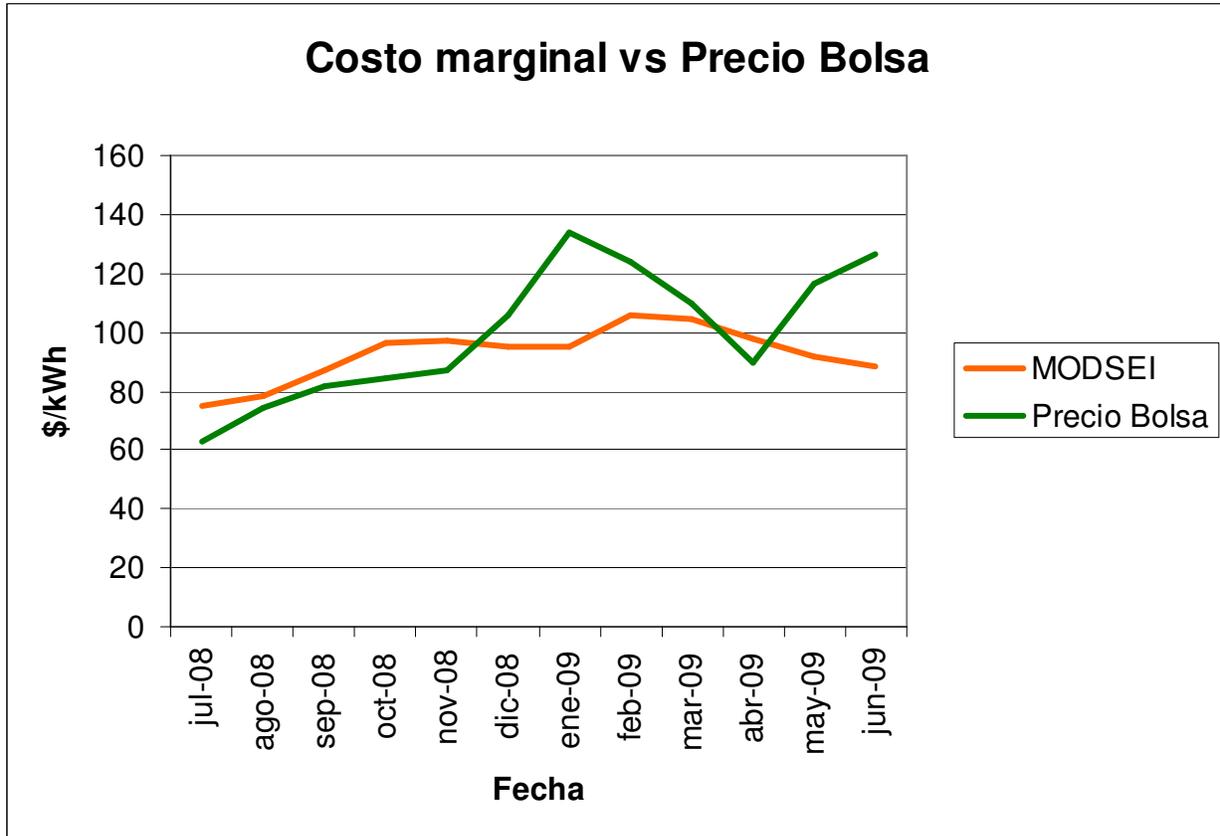


Gráfico No 9

El gráfico No 9 presenta los valores del costo marginal de la energía obtenido en MODSEI para el periodo de simulación, vs el precio de Bolsa histórico promedio mensual para el mismo periodo. Debe mencionarse que para hacer comparativos estos valores, el costo marginal obtenido del MODSEI ha sido adicionado con los componentes del CERE y el FAZNI.

Puede afirmarse que el precio spot tuvo un comportamiento cercano al referente del costo marginal, excepto en los meses de enero, febrero, mayo y junio de 2009, donde el precio spot alcanzó valores superiores al referente en 40,6%, 23,0%, 27,2% y 44,0% para esos meses respectivamente.

2.5 Reflexiones

- Teniendo en cuenta que las simulaciones realizadas corresponden a despachos ideales (sin restricciones eléctricas) y que la generación real del sistema colombiano corresponde al despacho con restricciones eléctricas, es de esperar que existan diferencias entre la generación real del sistema y la generación que arrojan las simulaciones. Esto a su vez implica que los costos marginales de los modelos no necesariamente corresponden en forma exacta a los precios spot del mercado.
- Por lo tanto, cuando se utilizan los resultados de los modelos de simulación como referentes del mercado, estos exigen que se tomen con prudencia, es decir con una holgura lo suficientemente amplia para poder considerar todos los posibles errores involucrados en la simulación, como pueden ser las imperfecciones del modelo en si y de los datos.
- La solidez del análisis presentado con el MODSEI, radica en que la simulación fue realizada utilizando datos históricos y que el comportamiento de los resultados siguió muy de cerca el comportamiento real histórico del sistema y en consecuencia los costos marginales obtenidos en esta forma, para el CSMEM tienen una alta confiabilidad.
- En particular, en cuanto al análisis de costos marginales obtenidos del MODSEI versus el precio de Bolsa histórico, los casos correspondientes a enero y junio de 2009, con desviaciones del referente que fueron del orden del 40% o superiores, podrían estar indicando la presencia de agentes ejerciendo poder de mercado, tal como lo indicó el CSMEM en informes anteriores, así como Wolak en su estudio,

cuando se presentaron valores promedios del precio diario de bolsa por encima de \$170/kWh y máximos cercanos a los \$200/kWh.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	julio-08	junio-09	julio-09	Variacion Julio 09-Junio 09	Variacion Julio 09-Julio 08	Variacion Julio 09-Promedio Ultimo Año
Hídrica	3684.71	3,771.45	3,328.25	3,359.70	0.94%	-10.92%	-8.82%
Térmica	667.44	521.16	960.58	1,094.69	13.96%	110.05%	64.01%
Gas	468.36	383.71	651.70	727.01	11.56%	89.47%	55.22%
Carbón	197.21	137.44	308.88	367.68	19.04%	167.51%	86.44%
Menores	252.89	295.56	214.74	248.68	15.81%	-15.86%	-1.66%
Cogeneradores	5.34	6.73	7.11	13.01	83.08%	93.43%	143.55%
Total	4611.85	4,594.89	4,513.91	4,720.47	4.58%	2.73%	2.36%

La generación en julio aumentó un 4.6% con respecto al mes anterior y además mostró un crecimiento del 2.7% con relación a julio del 2008, lo que podría estar indicando una reactivación de la demanda de energía que se encontraba deprimida por las condiciones recesivas de la economía. La participación hidráulica cayó en 10.9% con relación a julio del año pasado, esta caída de la generación hidráulica fue compensada con un incremento de la participación térmica, la cual creció 110% en comparación a julio de 2008.

3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 10 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

En julio, por tercer mes consecutivo los aportes hídricos a los embalses se situaron por debajo del promedio histórico para estos meses, aunque los aportes de julio tienden a ser muy similares a los históricos. Esta situación podría guardar alguna relación con el Fenómeno del Niño y el calentamiento del Pacífico en la zona tropical. Además, en forma consistente, los vertimientos en los embalses se mantuvieron en niveles marginales.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

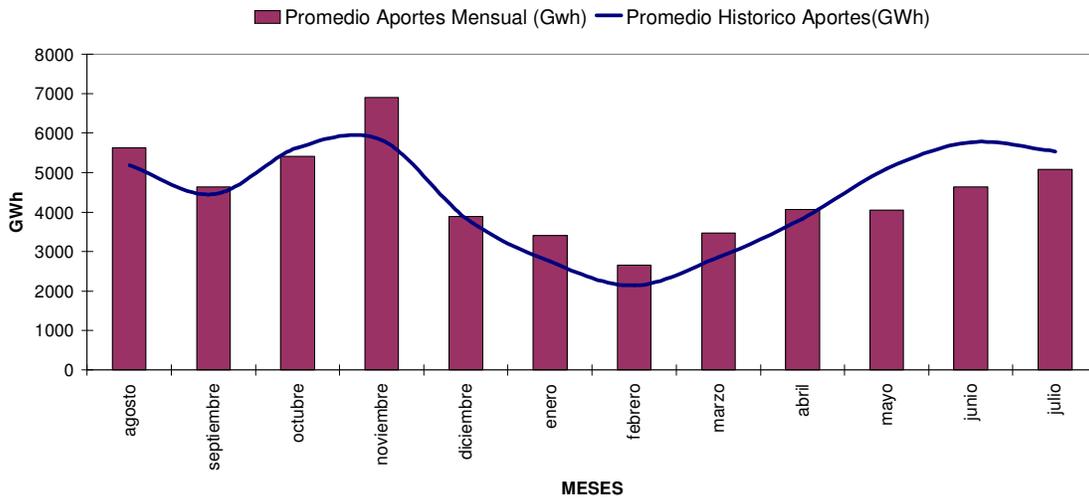


Gráfico No 10

3.1.3 Nivel de los Embales

El gráfico No 11 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario, para los últimos 6 meses.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Febrero a Julio de 2009

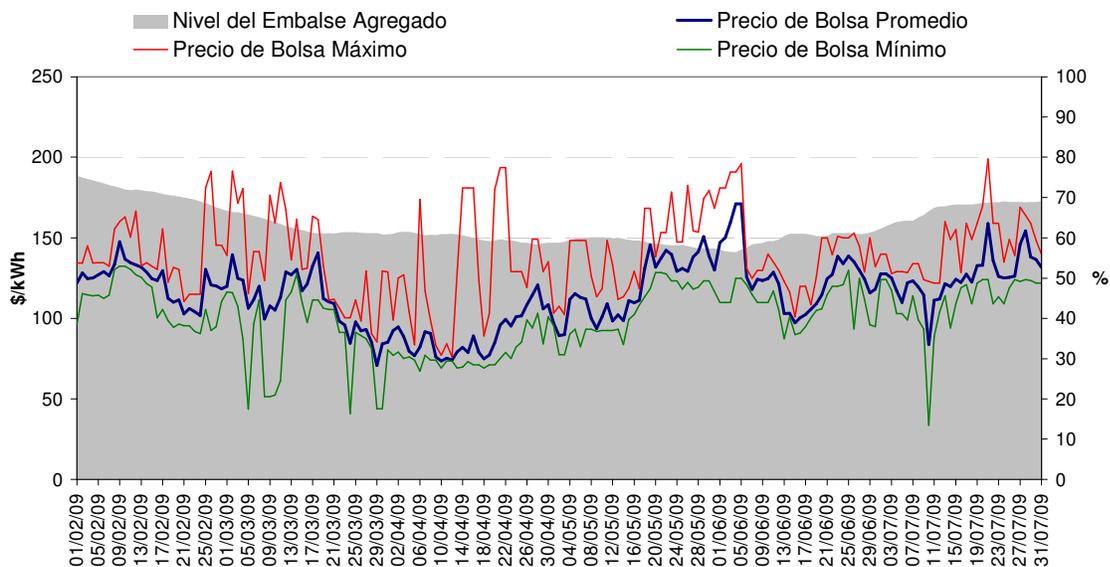


Gráfico No 11

Durante el mes de julio el nivel del embalse agregado se incrementó a niveles próximos al 70%; los embalses de Chivor y Guavio continuaron con su recuperación alcanzando niveles de 60% y 75 % respectivamente y el embalse del Peñol asociado a la planta de Guatapé pasó del 90% al 85% de su capacidad. Esta recuperación es positiva, porque permite reducir la probabilidad de enfrentar restricciones de suministro eléctrico, en un escenario en que se agudice el verano como consecuencia del Fenómeno del Niño.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

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

Como se indica en el gráfico No 11, durante las primeras dos semanas de julio, el precio promedio en la bolsa fluctuó entre \$110/kWh y \$130/kWh, posteriormente tuvo incrementos fuertes que lo llevaron cerca de los \$160/kWh, cerrando el mes en \$130/kWh. En julio el precio máximo alcanzó \$200/kWh y el mínimo \$40/kWh.

La escalada que mostró la bolsa en estos últimos meses responde al comportamiento en las ofertas de precios asociadas a los recursos hidráulicos. De hecho, se observa que los precios de oferta de estos generadores han alcanzado los valores promedios de las plantas térmicas, lo que no tiene referente en la historia reciente del mercado.

3.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

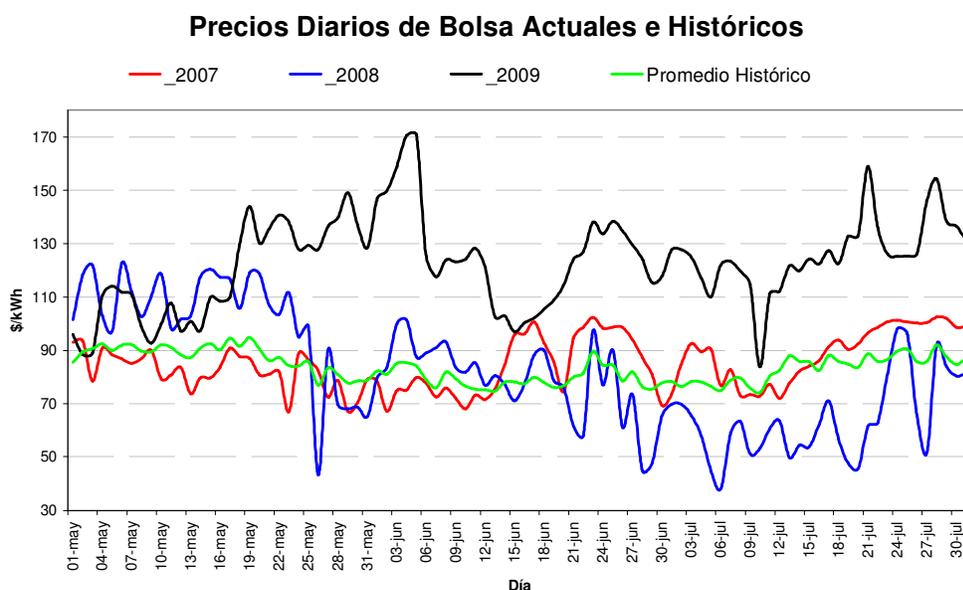


Gráfico No 12

El gráfico No 12 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses y los compara para estos mismos meses, con los valores promedios históricos y los valores de los dos años anteriores, a precios constantes del año 2009.

En julio los precios en el spot estuvieron persistentemente por encima de los patrones históricos, sosteniendo la tendencia del mercado en lo corrido del año y en particular del proceso alcista desatado en mayo. A pesar de la recuperación de los embalses del oriente, el incremento del nivel del embalse agregado del SIN y menores precios para los combustibles de las térmicas, podría pensarse que el incremento de la generación térmica haya sido el factor determinante en el incremento de los precios del spot.

Por otra parte, como lo muestra el análisis de modelación del costo marginal reportado en este informe (sección 2.4.4), los altos niveles de precios alcanzados, podrían estar asociados en algún grado al ejercicio de poder de mercado.

3.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 13 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

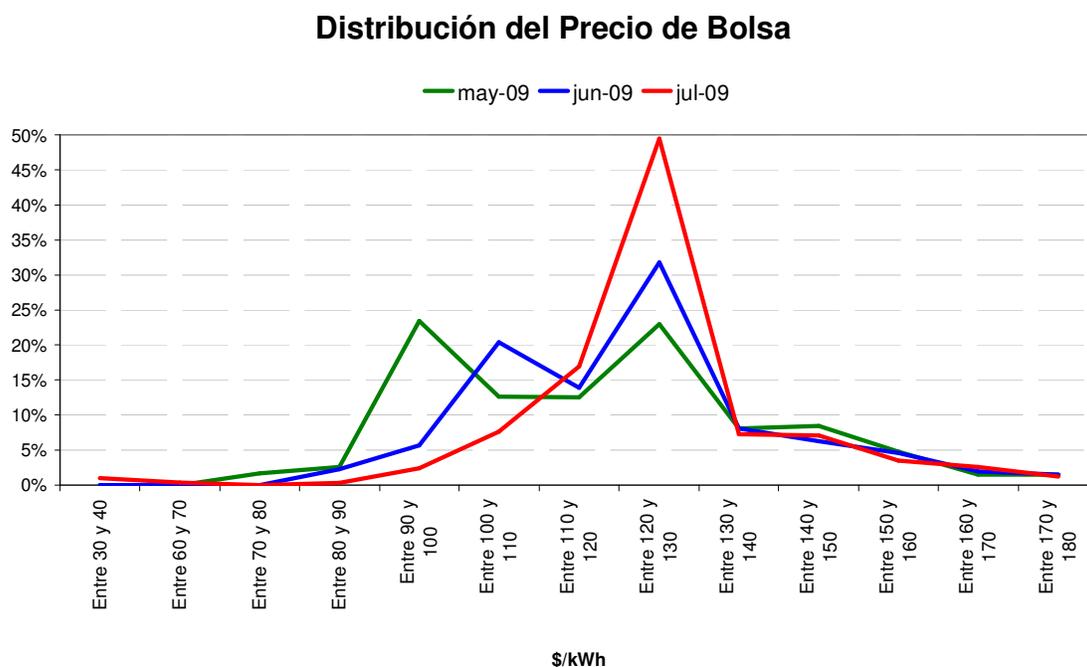


Gráfico No 13

La distribución de precios en julio muestra un desplazamiento a la derecha. Por otra parte, la forma de la función de densidad cambió de dos modas a una ubicada entre \$120/kWh y \$130/kWh, como en los meses anteriores, pero con probabilidades muy bajas para precios por debajo de \$100/kWh y probabilidades altas de encontrar precios por encima de \$130/kWh. Es decir, los precios continuaron en niveles muy elevados incluso en las horas de baja demanda.

3.3 Comportamiento de Ofertas

En julio, como venía ocurriendo en meses anteriores, cuatro agentes del mercado fijaron el precio de bolsa un 85% del tiempo; esta situación corresponde a la distribución de los recursos de generación en el MEM. Para el CSMEM es preocupante constatar la incidencia que tendría en la estructura del mercado, una eventual compra de ISAGEN por parte de EPM. En efecto, la unión de esta capacidad de generación en un solo agente agravaría los niveles de concentración del mercado eléctrico y, probablemente haría que alrededor del 50% del tiempo, un solo agente fijara el precio de bolsa y que en cerca del 80% del tiempo, solo dos agentes explicaran las coincidencias entre oferta y precio de bolsa.

3.3.1 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

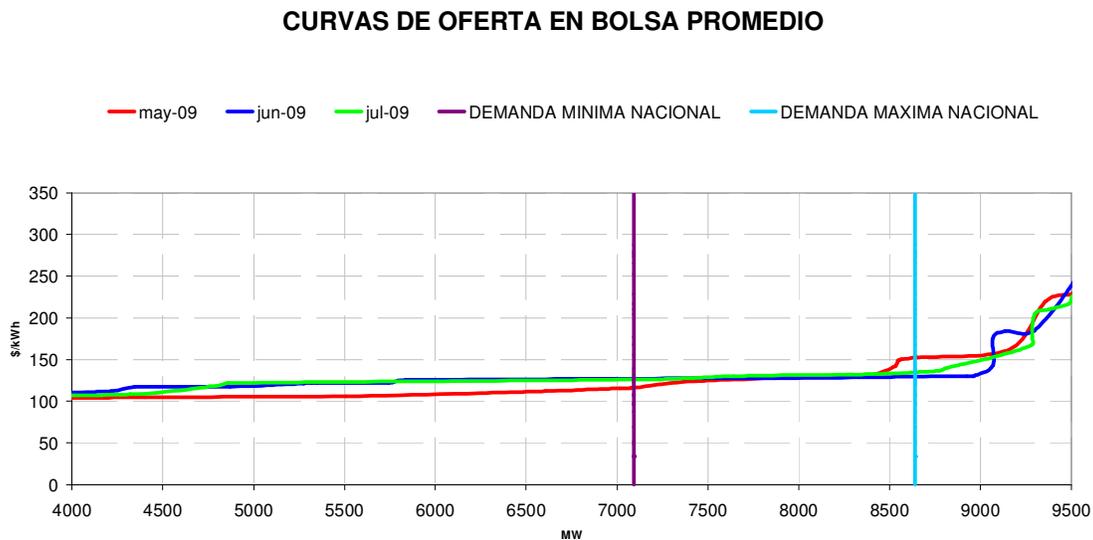


Gráfico No 14

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 julio se mantuvo la elasticidad casi perfecta de la curva de oferta en el rango de 4.0 Gwh a 8.5 Gwh. Esto refleja la oferta de precios elevados y muy similares por parte de un gran número de recursos de generación, incluso en horas de bajo consumo. Para demandas superiores a este último umbral, la función de oferta adquiere nuevamente pendiente, a diferencia de lo observado en el mes de junio.

3.3.2 Índice de Lerner

El gráfico No 15 presenta para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses.

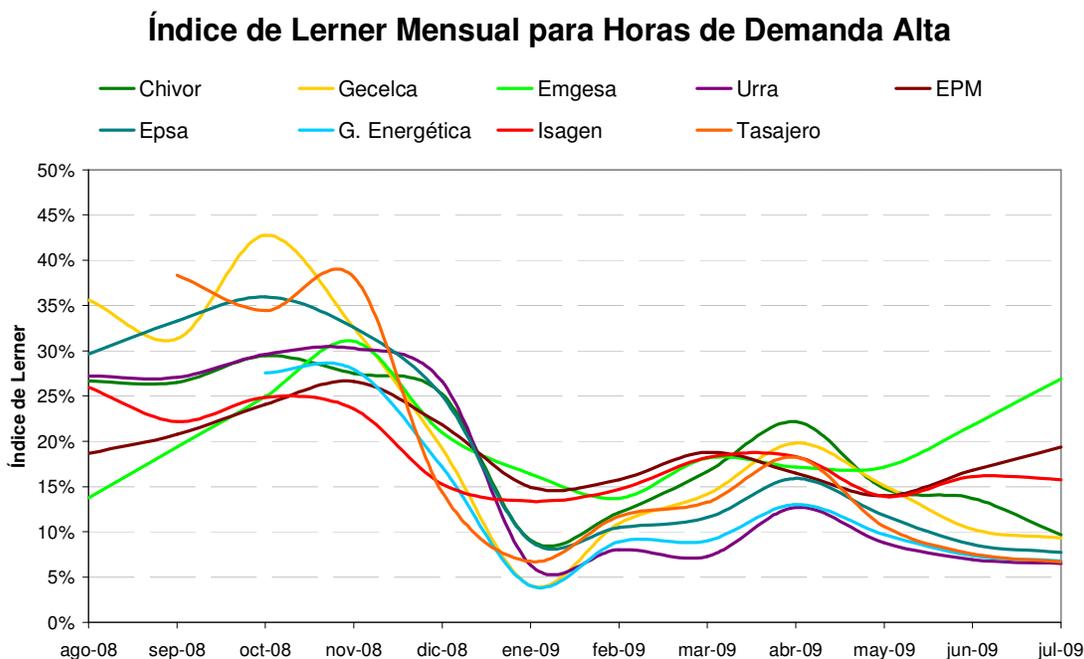


Gráfico No 15

La elasticidad de la demanda en el rango de 4.0 a 8.5 GWh es consistente con los bajos índices de Lerner en horas de baja y media demanda, aún sin modificar la curva de demanda residual para descontar el nivel de contratación. Lo anterior se interpreta como que ningún agente puede ejercer unilateralmente poder de mercado; no obstante,

la similitud de los precios ofertados en un rango tan amplio de la curva de oferta, no deja de preocupar porque es compatible con los resultados de estrategias cooperativas.

En demanda alta, se presentan aumentos y tendencias crecientes del índice de Lerner y del poder de mercado para EPM y especialmente Emgesa, debido al aumento de la pendiente en la curva de oferta por encima de 8.5 Gwh.

3.3.3 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.

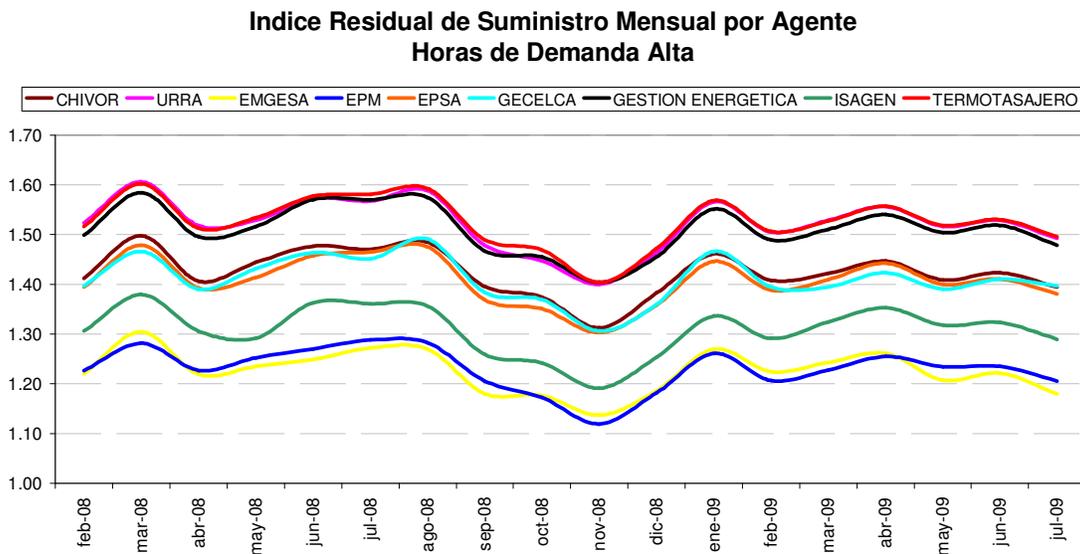


Gráfico No 16

Coherente con el análisis presentado sobre el índice de Lerner, el índice residual de suministro en el periodo de demanda alta muestra también que Emgesa ya alcanza valores inferiores a 1.2 y EPM está cercano al mismo, ratificando esto la existencia de poder de mercado en estas empresas.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 17 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos seis meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

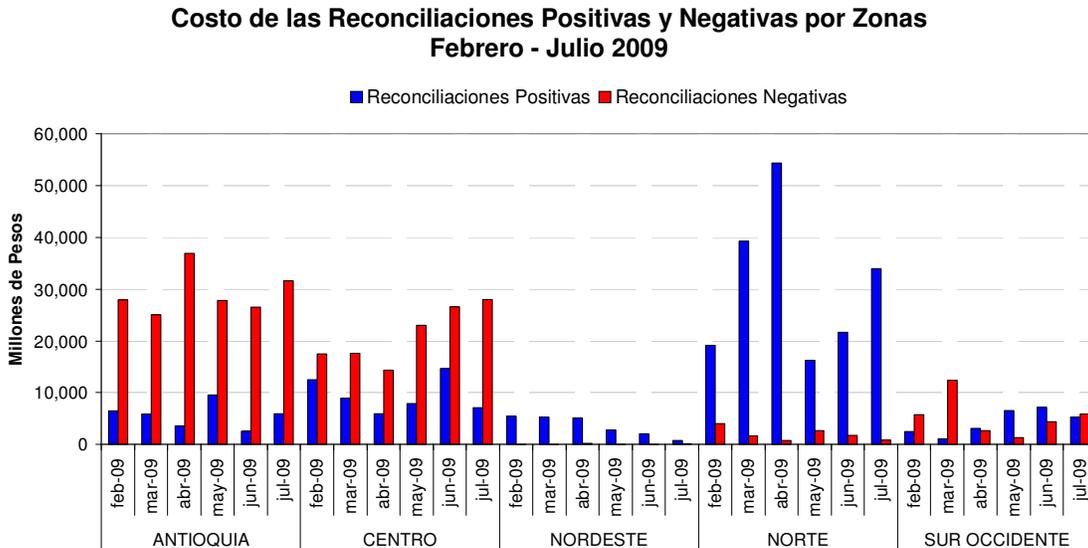


Gráfico No 17

El costo de las reconciliaciones positivas y negativas fundamentalmente refleja el mismo comportamiento de la magnitud de estas reconciliaciones. Se destaca el aumento que viene tomando el costo de las reconciliaciones positivas en la zona Norte, así como el de las reconciliaciones negativas en la zona centro.

3.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 18-a y 18-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.

Tebesa la planta con mayor participación, en julio continuó aumentando sus ingresos por concepto de reconciliaciones positivas, llegando en julio a los \$20.000 millones de pesos.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

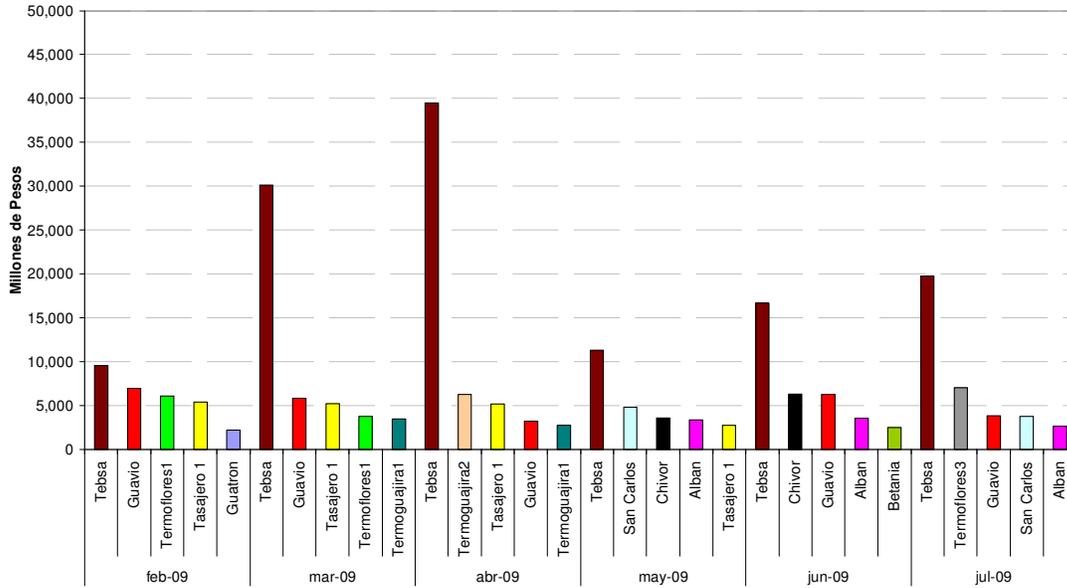


Gráfico No 18-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

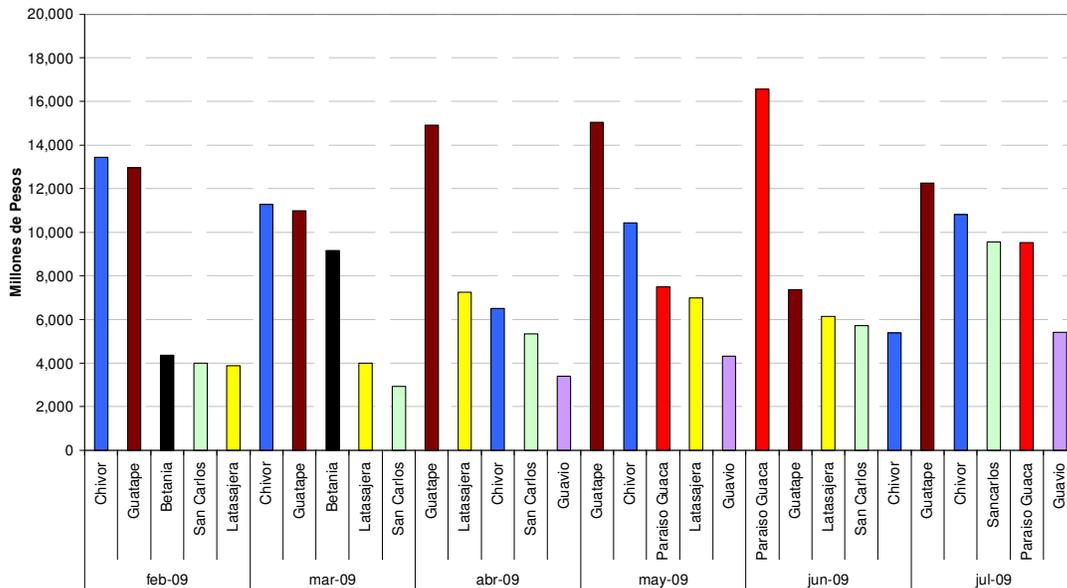


Gráfico No 18-b

En cuanto a las reconciliaciones negativas por planta, Guatapé, Chivor, San Carlos y Guavio aumentaron en forma importante el valor de su participación, mientras que Paraiso-La Guaca la redujo.

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 19 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

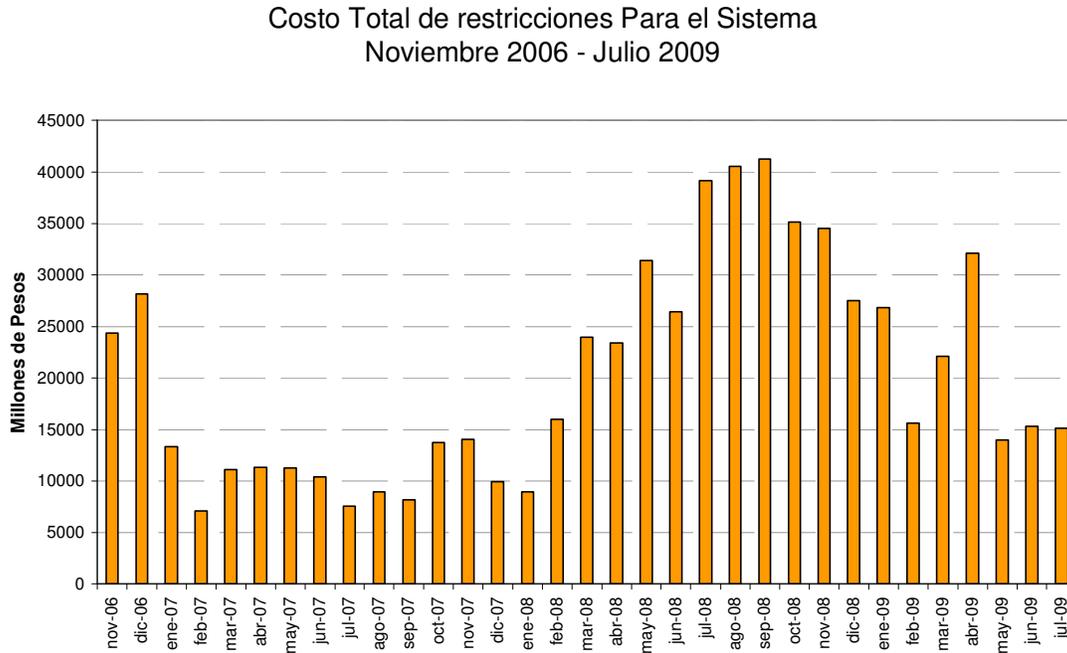


Gráfico No 19

Tal como lo menciona Wolak en su reciente informe, las reconciliaciones se pueden ver como un mecanismo de la mitigación del poder de mercado local. Desde esa perspectiva, Wolak demuestra que estos pagos a los dueños de las unidades de generación, que conocen que tienen probabilidad de ser elegibles a recibir tales pagos, pueden causar alteración en el comportamiento de su oferta, para aumentar los réditos que reciben.

El costo de las restricciones corresponde a la suma total de reconciliaciones debitadas al sistema; si bien es cierto, es bajo con respecto al valor de la energía transada en el sistema, su costo total oscila entre \$15.000 y \$40.000 millones de pesos mensuales, cifra que no es despreciable y consecuentemente el CSMEM considera pertinente, tal como lo sugiere Wolak, revisar este tema y si es del caso tomar las medidas regulatorias correspondientes.

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 20 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes, vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años.

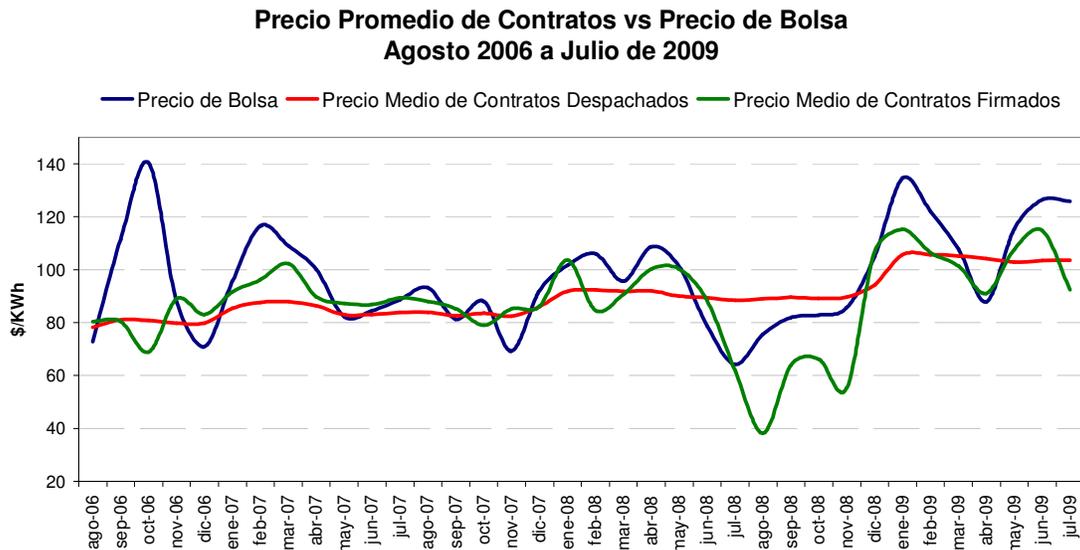


Gráfico No 20

Se observa en el gráfico un cambio a la baja en la tendencia de los precios de los contratos firmados en el mes de julio, mientras el precio de los contratos despachados permanece estable.

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

Tal como el CSMEM lo ha planteado persistentemente en sus análisis sobre el servicio de AGC, así como también lo hace Wolak en su reciente informe para la SSPD, se recomienda analizar la separación de las ofertas para los servicios de control automático de generación (AGC) de la ofertas para el suministro de energía.

3.7.1 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 21 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

Valor del AGC Mensual Agosto de 2006 a Julio de 2009

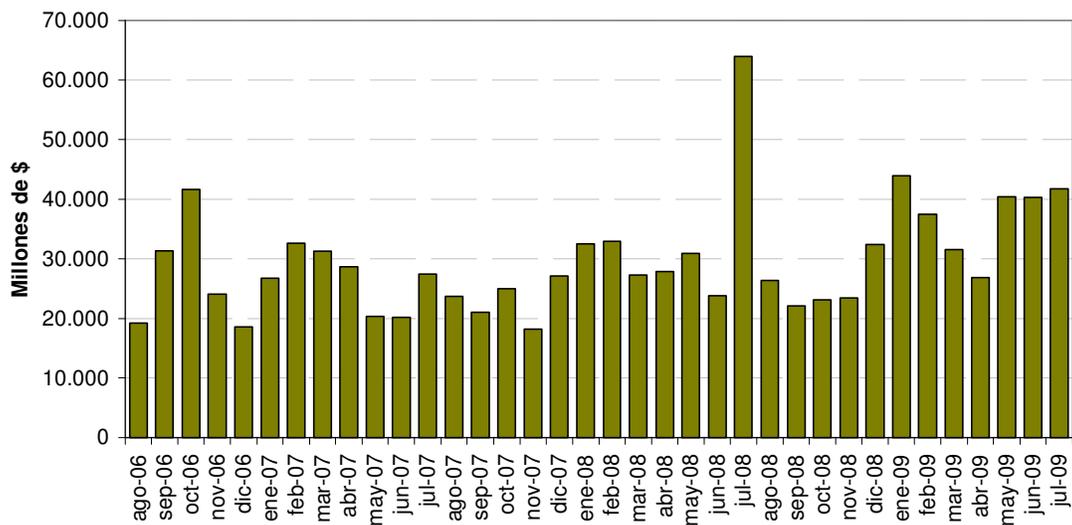


Gráfico No 21