

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 67 – 2012**

### **UN NUEVO ENFOQUE ECONOMETRICO PARA ANALIZAR EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGIA**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Marzo 23 de 2012**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>UN NUEVO ENFOQUE ECONOMETRICO PARA ANALIZAR EL MEM</b>	<b>2</b>
2.1	RESUMEN DEL MARCO CONCEPTUAL	2
2.2	PARAMETRIZACIÓN DEL MODELO	5
2.2.1	Habilidad	5
2.2.2	Incentivo	6
2.2.3	Oferta	6
2.3	MÉTODO DE ESTIMACIÓN	7
2.4	RESULTADOS	8
2.4.1	Casos Analizados	8
2.4.2	Relación Precios de Oferta vs Índices de Habilidad e Incentivo	14
2.4.3	Ejercicio de Precio de Térmicas	18
2.5	CONCLUSIÓN	19
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM</b>	<b>24</b>
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	24
3.1.1	Generación del Sistema	24
3.1.2	Demanda del Sistema	24
3.1.3	Exportaciones e Importaciones de Energía	25
3.1.4	Aportes Hídricos Agregados	26
3.1.5	Vertimientos	27
3.1.6	Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible	27
3.1.7	Desviación del Despacho Programado Respecto al Ejecutado	28
3.1.8	Nivel de los Embalses	30
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	30
3.2.1	Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado	30
3.2.2	Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado	31
3.2.3	Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos	32
3.2.4	Precios de Bolsa Horarios vs Generación	32
3.2.5	Distribución del Precio de Bolsa	33
3.2.6	Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural	34
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	35
3.3.1	Agentes Marcadores del Precio	35
3.3.2	Plantas Marcadoras del Precio	36
3.3.3	Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad	37
3.3.4	Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología	37
3.3.5	Índice de Lerner Mensual	38
3.3.6	Índice Residual de Suministro	40
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	41
3.4.1	Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa	41
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	42
3.5.1	Costo Total Diario de Restricciones	42
3.5.2	Costo Mensual de Restricciones	42
3.5.3	Costo de Restricciones por Causa	43
3.6	MERCADO DE CONTRATOS	44
3.6.1	Cubrimiento de Contratos	44
3.6.2	Precio Promedio de Contratos	45
3.6.3	Distribución del Precio de Contratos	46
3.6.4	Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida	46
3.6.5	Duración de Contratos Vigentes	47

3.6.6	<i>Porcentaje de Demanda Futura Contratada</i> .....	48
3.6.7	<i>Exposición de Comercializadores al Mercado Spot</i> .....	48
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA .....	49
3.7.1	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i> .....	49
3.7.2	<i>Servicio de AGC por Planta</i> .....	50
3.7.3	<i>Costo Mensual del Servicio de RSF</i> .....	50
3.8	INDICADORES OPERATIVOS .....	51
3.8.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente</i> .....	52
3.8.2	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente</i> .....	52
3.8.3	<i>Consignaciones de Emergencia en Generación y Transmisión</i> .....	53

## Resumen Ejecutivo

En una consultoría contratada por la SSPD en el 2010, el profesor Frank Wolak desarrolló un modelo econométrico que busca determinar si el comportamiento de los generadores en sus estrategias de oferta, se ajusta a las predicciones de su modelo teórico. El modelo está diseñado específicamente para tratar con las características específicas del mercado mayorista de energía eléctrica colombiano, en donde el mayor determinante del precio de bolsa es el nivel de embalse y las ofertas se presentan para cubrir un período diario de despacho.

El modelo explica los precios de oferta para 5 agentes en el período 2005 – 2011, a partir del índice de habilidad, que mide la capacidad del generador de incidir en los precios de bolsa y del índice de incentivo, que mide la conveniencia para el agente de presionar al alza el precio del spot. El modelo controla la endogeneidad entre el precio del agua y el precio de bolsa, mediante efectos fijos.

Se encontró que el modelo no se ajusta a la teoría cuando se analiza el período completo. No obstante, si se excluye el período de intervención del mercado, se encuentra una relación estadísticamente sólida entre los indicadores de habilidad e incentivo y el precio de oferta de los agentes. El modelo parece robusto, porque los resultados estadísticos se desvanecen durante el periodo del Niño, cuando las reglas del mercado se vieron suspendidas. Bajo la normatividad de la intervención, los preceptos teóricos detrás del modelo no tienen porque cumplirse.

Se realizó un ejercicio complementario para probar si el comportamiento de las ofertas asociadas a los recursos térmicos, es compatible con un mercado en competencia donde los agentes son tomadores de precios. Se corrió una regresión en panel de datos para el mismo período a nivel de planta, donde los precios de oferta se explican con el nivel de embalse. El coeficiente de esta variable es negativo y altamente significativo, lo que resta validez a la hipótesis según la cual, los agentes térmicos basan sus ofertas exclusivamente en el costo marginal, como lo harían en un mercado competitivo. Se concluye entonces, que estos agentes perciben algún grado de poder de mercado y que presionan el precio al alza con sus ofertas, cuando el agua en los embalses es relativamente escasa.

Con este informe el CSMEM busca difundir el uso de esta herramienta para profundizar en el mecanismo de formación de precios en el mercado eléctrico colombiano. En ningún caso se están presentando juicios de valor ni señalando conductas restrictivas

de la competencia. De hecho, el modelo teórico de Wolak parte del comportamiento racional de los agentes, cuyo objetivo es maximizar las utilidades.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en los meses de enero y febrero. En febrero la generación de energía eléctrica se incrementó 4% con relación a los registros del mismo mes en el 2011, no obstante, la variación año completo acumulado de la generación muestra una disminución del 4.9%. Las exportaciones a Ecuador que habían vuelto a superar el nivel de 200 GWh mes, a partir de noviembre de 2011 presentan una reducción drástica hasta niveles marginales.

El crecimiento interanual de la demanda para febrero fue de 6.3%, el cual obedece en buena parte a que febrero de 2012 contiene un día más que febrero de 2011, además Cerromatoso en febrero de 2011 estaba bajo mantenimiento y su carga presentaba una reducción del 50% aproximadamente. La incidencia de estos factores lleva a un crecimiento real de la demanda inferior al 2.6%, menor que el crecimiento agregado de la economía estimado en 5,9%. Ello podría implicar que el consumo eléctrico se ha vuelto inelástico con respecto al PIB, o han incidido factores no estructurales tales como diferencias en temperaturas entre estos dos períodos.

Los aportes hídricos totales representaron 112% de la media histórica del mes de febrero, inferiores a los registrados en febrero de 2011 bajo el efecto de la Niña. Los vertimientos fueron muy bajos y se concentraron en el embalse de Playas; al final del mes el nivel del embalse agregado alcanzó el 72% de la capacidad útil del SIN, muy superior al nivel de febrero de los años anteriores.

El sistema eléctrico ha contado con niveles de reserva de potencia que no se observaban desde el 2008, alcanzando un margen por encima del 28%, el cual es elevado si se considera la historia reciente. En principio, márgenes adecuados de reserva se deben asociar a precios bajos en el spot.

Respecto al despacho del SIN, el día 19 de febrero a la hora de máxima demanda ocurrió una desviación de 1.100 MW, que representa un error superior al 12%, fuera de los límites esperados del error de predicción de la carga.

A partir de la segunda quincena de febrero se presentó un crecimiento sostenido en el precio de bolsa tanto en horas de baja demanda como en horas pico, que superó los registros del promedio histórico. Se rompe de esta forma un ciclo iniciado desde el último trimestre de 2011, en el cual la demanda baja se atendía al precio mínimo

permitido por la regulación. En horas de alta demanda se observaron precios elevados en el spot.

Si bien el precio regulado del gas de Guajira se encuentra en niveles elevados que solo se modifican semestralmente, las plantas térmicas actualmente pueden estar obteniéndolo a un precio considerablemente menor. Por un lado, las plantas térmicas no acudieron a las subastas de suministro y por lo tanto, su referente no es el precio Guajira, sino el del mercado secundario. Por otra parte, el precio que se alcanzó en las contrataciones bilaterales para los próximos 2 años, está entre US\$3/MBTU y US\$4/MBTU, este precio puede estar por encima para térmicas que tenían contratos con Cusiana, pero implica una reducción para el parque térmico, cuyo combustible se referenciaba en Guajira.

La mayoría de las plantas hidroeléctricas elevaron sus precios de oferta en forma paralela con la reducción de sus embalses. Se observaron aumentos de precios de oferta aún en plantas cuyos embalses entran a la época de invierno con niveles altos. En general la energía térmica se cotizó a niveles altos en la bolsa, las plantas a gas situaron sus ofertas alrededor de \$200/kWh, lo que puede estar indicando que las reducciones del precio del gas no regulado del pie de monte llanero, aún no se han transferido a un mercado líquido secundario de gas natural y de menores precios.

En conjunto Isagen, EPM, Emgesa, Colinversiones y Chivor marcaron el precio el 97% del tiempo. El grado de poder de mercado de los agentes en febrero de 2012 no parece excesivo y de hecho presenta una reducción con los niveles observados en diciembre y enero.

En el periodo diciembre de 2011 – febrero 2012, el precio promedio de las reconciliaciones positivas aumentó considerablemente, debido a los efectos causados por la indisponibilidad de circuitos a la Costa Caribe y la necesidad de generar con combustibles líquidos a causa del daño presentado en el gasoducto de Promigas.

En los meses de noviembre, diciembre de 2011 y enero de 2012, existió un cargo en el costo de las restricciones proveniente de los ajustes para compensar los costos extras de la generación, por la sustitución con combustibles líquidos, del gas no suministrado por Ecopetrol a las plantas térmicas, en el evento del Niño 2010. Además, en febrero se incluyó un alivio al costo de las restricciones correspondiente al pago por parte de EPM, de la garantía del Cargo por Confiabilidad del proyecto Porce IV.

Los costos de las restricciones asociadas con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN, a partir de febrero se redujeron en un 50%, mostrando recuperación de la robustez del STN. Las restricciones originadas en redespachos, se han venido incrementando, encontrando su máximo valor en enero de 2012, como consecuencia principalmente de los redespachos por incumplimiento en las ofertas de disponibilidad de algunos agentes térmicos a gas.

Las transacciones en bolsa como porcentaje de la demanda del sistema se han incrementando, aumentando la exposición al riesgo de los agentes comercializadores, pero al mismo tiempo, también han aumentado las transacciones en contratos bilaterales y el tiempo de duración de ellos a 33 meses. De especial atención es el caso de las Empresas Municipales de Cali que alcanza una exposición a la bolsa superior al 60%.

# 1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Un nuevo enfoque econométrico para analizar el MEM, b) Análisis de desempeño del MEM durante los meses de enero y febrero del 2012.

## **a) Un Nuevo Enfoque Econométrico para Analizar el MEM**

Este informe analiza el modelo econométrico desarrollado por Frank Wolak, que busca determinar el comportamiento de los generadores en sus estrategias de oferta en el MEM, donde el mayor determinante del precio de bolsa es el nivel de embalse y las ofertas se presentan para cubrir un período diario de despacho.

El modelo explica los precios de oferta para 5 agentes a partir del índice de habilidad, que mide la capacidad del generador de incidir en los precios de bolsa y del índice de incentivo, que mide la conveniencia para el agente de presionar al alza el precio del spot. También se analiza si el comportamiento de las ofertas asociados a los recursos térmicos, es compatible con un mercado en competencia donde los agentes son tomadores de precios.

## **b) Análisis de Desempeño del MEM**

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM están relacionados 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, el comportamiento operativo de los equipos de generación y transmisión y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante los meses de enero y febrero de 2012, un comportamiento que merece destacarse.

## 2 Un Nuevo Enfoque Econométrico para Analizar el MEM

En el segundo semestre del 2010, el profesor Frank Wolak<sup>1</sup> planteó un novedoso enfoque econométrico para medir la relación entre las estrategias de oferta de los agentes y el poder de mercado. El modelo se diseñó para incorporar las características específicas del mercado mayorista en Colombia: ofertas diarias para determinar el precio en el spot y el costo de oportunidad del agua como principal determinante del precio de mercado. Estos dos elementos hacen que el mercado colombiano siga un comportamiento muy particular que no se ajusta a modelos más generales desarrollados para explicar otros mercados.

En particular, en la mayoría de los mercados en países desarrollados, las ofertas se presentan en intervalos más cortos de tiempo y el principal conductor del precio de la electricidad está dado por el precio de los combustibles fósiles. Esta diferencia impone retos en la modelación de los mercados, porque en los sistemas predominantemente hidráulicos el precio del recurso se forma endógenamente. El precio de la energía eléctrica depende de la valoración del agua y esta a su vez es función del precio de la energía. En los mercados térmicos, en contraste, el precio de los insumos es exógeno, porque los combustibles se utilizan en varios usos alternativos.

El CSMEM ha considerado importante reestimar el modelo de Wolak por varias razones. En primer lugar, es importante difundir el trabajo entre los distintos analistas del sector, la academia y las entidades de regulación y formulación de políticas. Con el tiempo, este modelo puede constituir una herramienta útil para simular el comportamiento de los agentes ante distintos entornos. Por otra parte, las simulaciones iniciales de Wolak no cubrieron la totalidad del período de intervención del mercado durante el fenómeno del Niño pasado. Parece interesante verificar, si efectivamente el modelo puede capturar la variación en el comportamiento de los generadores cuando se suspenden las reglas de mercado. Por lo anterior, en este informe se presenta el modelo y se realizan nuevas estimaciones econométricas para el período 2005 – 2011.

### 2.1 Resumen del Marco Conceptual

---

<sup>1</sup> Wolak, Frank (2010). “*Market performance in the Colombian wholesale electricity market and the recent el Nino event*”. Documento presentado a la SSPD en Octubre de 2010.

La estimación se basa en desarrollos teóricos anteriores de Wolak (2000, 2003a y 2007). Al momento de estructurar su oferta de precio, cada agente enfrenta una curva de demanda residual, definida como la cantidad de energía que puede situar en el mercado a cada nivel de precios, dada la demanda total y la agregación de las ofertas presentadas por sus competidores.

$$DR(P_{ih}) = Q^d - SO(P_{ih})$$

Donde:

- DR(p) es la demanda residual del agente i, a la hora h, dado un precio p.
- Qd es la demanda total del mercado.
- SO(p) oferta total excluida la oferta del agente i, a la hora h.

En un ambiente de certidumbre, siguiendo un resultado estándar de la microeconomía<sup>2</sup>, el agente fijará su oferta de precios en aquel punto en el que el “mark up” expresado como proporción del precio, sea igual al inverso de la elasticidad de la demanda residual. El inverso de la elasticidad de la demanda, es equivalente al índice de Lerner, mediante el cual el CSMEM cuantifica mensualmente la evolución del poder de mercado de las firmas.

Entre menor sea la elasticidad de la curva de la demanda residual que enfrenta el agente, mayor será su capacidad de elevar los precios y márgenes. Con una demanda residual elástica, un intento en aumentar los precios se traduce en una pérdida más que proporcional en ventas, con lo cual reduce sus ingresos. Desde este punto de vista, para que un agente tenga la habilidad de incidir en los precios del mercado, debe enfrentar una curva de demanda residual inelástica en algún grado.

No obstante, los agentes no conocen la estructura de la demanda residual, porque esta depende de las ofertas enviadas por sus rivales, a las cuales no tiene acceso al momento de enviar su oferta. Wolak muestra que en este juego repetido, donde los mismos agentes se encuentran día tras día en la bolsa, cada uno es capaz de inferir la función de distribución de las demandas residuales y con base en estas, diseñar su función de oferta. En particular, la función de oferta corresponderá a la senda de optimizaciones dadas posibles realizaciones de la demanda residual. Como se ilustra a continuación, la función de oferta pasará por P1 y P2, que representan dos posibles puntos de optimización asociados a dos realizaciones probables de la demanda residual.

---

<sup>2</sup> Las condiciones de primer orden para el problema de maximización de un monopolista indican que la máxima utilidad la obtienen en el punto en que el ingreso marginal iguala al costo marginal. En este caso, no se trata de un monopolista, pero cada agente enfrenta una situación semejante ante su propia curva de demanda residual.

$$\frac{P_1 - C_1}{P_1} = -\frac{1}{\varepsilon_1} \quad \frac{P_2 - C_2}{P_2} = -\frac{1}{\varepsilon_2}$$

Con estos elementos Wolak construye el indicador de habilidad para su modelo econométrico. A través del inverso de la elasticidad, se mide la capacidad que tiene cada agente de afectar el precio de bolsa. Si enfrenta una demanda residual muy elástica, su habilidad es nula. Si la demanda es inelástica, el agente puede afectar el precio de bolsa con su estrategia de oferta. La relación entre el precio de oferta y la elasticidad en la fórmula presentada es no lineal, puesto que el precio aparece en el numerador y en el denominador del índice de Lerner. A partir de la definición de elasticidad expresada en términos de la demanda residual (DR)

$$-\frac{1}{\varepsilon_1} = \frac{DR(P_{ih})}{P_{ih}} * \frac{1}{DR'(P_{ih})} \rightarrow P_{ih} = C_1 - \frac{DR(P_{ih})}{DR'(P_{ih})}$$

se deriva una relación entre el precio de bolsa y el poder de mercado, basado en el concepto de la semi-elasticidad ( $\eta_{ih}$ ), que expresa el incremento del precio de mercado (\$/kWh) que se obtiene como resultado de una reducción de 1% en el output ofertado por el agente. Con este procedimiento se logra una relación lineal entre el precio de oferta y el inverso de la semi-elasticidad. De esta forma, en las estimaciones econométricas, se buscará validar la hipótesis según la cual el poder de mercado que ostente cada agente incide en el nivel de precios de su oferta. La semi-elasticidad se estima para cada hora y agente y se denomina el índice de habilidad.

$$\eta_{ih} = -\frac{1}{100} \frac{DR(P_{ih})}{DR'(P_{ih})} \rightarrow P_{ih} = C_1 + 100\eta_{ih}$$

El indicador de habilidad permite establecer si el agente, a una hora específica, tiene la capacidad de alterar los precios en la bolsa. Sin embargo, este indicador no entrega información acerca del interés del agente por utilizar ese poder de mercado. Si un agente tiene un porcentaje bajo de su capacidad vendido en contratos bilaterales de largo plazo, está interesado en que el precio de bolsa aumente para generar un mayor volumen de utilidades asociado a las ventas en el spot. Si en contraste, el agente ha vendido bajo contratos una cantidad de energía que excede su capacidad de generación, estará interesado en que el precio del spot se reduzca. En efecto, bajo esta condición, el agente tiene que comprar en bolsa para honrar sus contratos y puede incurrir en pérdidas, si el precio de mercado es mayor al que ha pactado su energía en el largo plazo. Por lo anterior, Wolak deriva las condiciones de primer orden de

optimalidad en una función de utilidades que incorpora las ventas en contratos. Demuestra matemáticamente que la demanda residual se desplaza en forma paralela y hacia a la izquierda en el equivalente a la energía pactada bajo contratos bilaterales.

$$\eta_{ih}^c = -\frac{1}{100} \frac{DR^c(P_{ih})}{DR^{c'}(P_{ih})} = \eta_{ih} * \frac{DR(P_{ih}) - Q_c}{DR(P_{ih})} \rightarrow P_{ih} = C_1 + 100\eta_{ih}^c$$

El indicador de incentivo está dado por el inverso de la semi-elasticidad considerando las ventas bajo contratos ( $\eta_{ih}$ ). Como se mencionó, entre menor sea el nivel de contratación, mayor será el incentivo del agente por presionar los precios de bolsa al alza. En consecuencia, se debe esperar que las ofertas del agente presenten una correlación positiva con el indicador de incentivo.

El marco conceptual expuesto es muy poderoso porque relaciona directamente el comportamiento maximizador de utilidades de los agentes con sus estrategias de oferta al mercado, considerando la simultaneidad de las interacciones entre todos los participantes. En este contexto es importante hacer énfasis en que los valores que adquieran los indicadores de incentivo y habilidad no se deben interpretar bajo consideraciones normativas.

Con el ejercicio econométrico se busca caracterizar el comportamiento del mercado y no calificar como negativo los comportamientos o posiciones que adquieran los agentes en determinado período. De hecho, el modelo se deriva de la racionalidad de los jugadores y del equilibrio que implica la búsqueda de maximización de utilidades. En ningún momento el modelo y sus recomendaciones buscan que los agentes actúen en contra de la racionalidad económica.

## 2.2 Parametrización del Modelo

En esta sección se explican los procedimientos empleados para construir las variables que intervienen en el modelo. El ejercicio se realizó para el período 1 de enero de 2005 y 30 de septiembre de 2011. Se estimaron los indicadores para la hora de baja demanda (4 am), demanda media (12 am) y alta (7 pm)<sup>3</sup>. El ejercicio se llevó a cabo para Chivor, Colinversiones, Emgesa, EPM e Isagen.

### 2.2.1 Habilidad

---

<sup>3</sup> Los índices de incentivo y habilidad fueron calculados por Alexis Maluendas. Por su parte, Alvaro Barbosa calculó los precios de oferta. La econometría estuvo a cargo de Francisco Perdomo.

Para estimar el índice de habilidad es necesario calcular la demanda residual que enfrenta cada agente en cada una de las horas analizadas. El CSMEM calcula mensualmente la demanda residual por agente para estimar el índice de Lerner. No obstante, para este ejercicio y con el fin de comparar los resultados reportados por Wolak, la pendiente de la curva de demanda residual no se estimó mediante una regresión, como lo hace habitualmente el Comité, sino por medio de la elasticidad arco, evaluada en un intervalo definido por +/- 10% del precio que limpió el mercado en esa hora.

Se construye el intervalo y se toman como referentes los puntos de la función de demanda residual (P, Q) más cercanos a los límites de la banda. En particular, la pendiente de la demanda residual se define como la relación entre incrementos de precios e incrementos de cantidades, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DR'(P_{ih}) = \frac{\Delta P_{ih}}{\Delta Q} = \frac{(1.1 * p) - (0.9 * p)}{DR(1.1 * p) - DR(0.9 * p)}$$

La cantidad de referencia para estimar la semi-elasticidad (DR) se obtuvo de la energía que entrega el agente en el mercado en la hora analizada (despacho ideal).

### **2.2.2 Incentivo**

El indicador de incentivo se obtiene en forma similar. Es decir, se calcula la demanda residual y la pendiente con el procedimiento descrito en la sección anterior. No obstante, en este caso, la demanda residual se netea de la energía contratada por el agente. Se tomó la energía efectivamente despachada en contratos en la hora de análisis, con el objeto de no incluir contratos de respaldo entre generadores.

En este procedimiento la metodología se desvía ligeramente del planteamiento de Wolak, en el sentido en que no considera las ventas a los usuarios finales del mercado regulado. Lo anterior porque en Colombia, el retail está separado de la actividad de generación y los distribuidores deben adquirir la energía para usuarios finales en la bolsa o en contratos, bajo procedimientos regulados. En Estados Unidos los generadores pueden atender a sus clientes en el retail con su propia generación.

### **2.2.3 Oferta**

En Colombia, las ofertas no se presentan por agente, sino por planta. Por otra parte, las ofertas no son horarias sino diarias. Con esta configuración del mercado, no es

evidente la aplicación de un modelo que considera funciones de oferta óptimas de cada agente en cada hora. El enfoque de Wolak a este respecto es interesante. Puesto que la demanda agregada del mercado varía hora a hora, ante una oferta constante de todos los agentes durante el día, cada jugador enfrentará una demanda residual diferente en cada hora. De esta manera, el agente utiliza sus distintos recursos de generación para competir en el mercado que se le ofrece en las distintas horas del día.

Por ejemplo, con las ofertas de precios de plantas hidráulicas cuyos embalses estén en niveles altos, puede competir en los mercados de baja demanda que caracterizan a las horas de la noche y la madrugada. Para la demanda media, en horas del día no pico, puede ofertar precios con sus recursos hídricos con mayores restricciones de embalse y atender las horas de máxima demanda con las plantas térmicas. Este ejemplo muestra que aunque se presente una única oferta durante todo el día, el agente en su estrategia de precios para los distintos recursos, busca estructurar un vector óptimo de precios que constituye la función de oferta que maximiza las ganancias, considerando las condiciones del mercado en cada hora.

Wolak propone una metodología para derivar la oferta, que se basa en considerar para cada hora, una sola planta dentro del abanico de recursos del agente: aquella que entró en merito y presenta la menor diferencia con respecto al precio que limpió el mercado a esa hora. De esta forma, con un algoritmo que selecciona la planta que cumple con los atributos descritos, se obtiene el precio de oferta para esa hora (el precio de oferta de la planta seleccionada) y la cantidad ofertada (la cantidad de energía de esa planta que absorbe el mercado en meritos para esa hora).

### **2.3 Método de Estimación**

Se realizaron dos estimaciones independientes, para cada uno de los 5 agentes analizados en las horas de demanda alta, media y baja, correspondientes a la ecuación de habilidad y la ecuación de incentivo. El precio de oferta constituye la variable dependiente y está explicada por una constante, el índice de habilidad e incentivos, respectivamente (ecuaciones 1 y 2) y una dummy que controla el comportamiento de otras variables que inciden en el precio de mercado, en la respectiva hora.

Dada la endogeneidad del valor del agua en la formación del precio de bolsa, Wolak optó por construir un set de efectos fijos que capturen las condiciones específicas que enfrentó el mercado en cada uno de los períodos incluidos en el horizonte de análisis. Esta dummy, captura todas las variables que no se explican con el poder de mercado o los incentivos de los agentes para presionar el precio de bolsa. Una de las

consecuencias de este tratamiento econométrico, es que la dummy asociada al período debe ser perfectamente colineal con otras variables que explican las oscilaciones del mercado, como el nivel de embalse, los aportes hídricos y los precios de los combustibles. Los efectos fijos están capturando todos aquellos factores que no se consideran explícitamente en el modelo. De esta forma se resuelve el problema de endogeneidad con respecto al costo de oportunidad del agua y precio de oferta.

$$P_{jhd m}(oferta) = \alpha_{jhd m} + \beta_j * \eta_{jhd m} + e_{jhd m}; \forall h = \{4,12,19\} \quad (1)$$

$$P_{jhd m}(oferta) = \gamma_{jhd m} + \mu_j * \eta_{jhd m}^c + v_{jhd m}; \forall h = \{4,12,19\} \quad (2)$$

## 2.4 Resultados

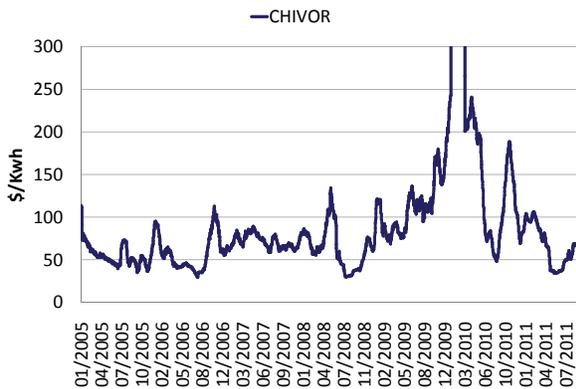
### 2.4.1 Casos Analizados

En los siguientes gráficos se busca sintetizar el comportamiento de las variables del modelo para cada uno de los agentes. Chivor es un caso atípico porque participa en el mercado con un solo recurso y por lo tanto no puede optimizar simultáneamente su estrategia para diferentes horas. Por otra parte, como esta empresa no cuenta con plantas térmicas, es más averso a asumir riesgos en contratos, porque no puede respaldar la energía vendida a futuro con generación térmica en épocas de sequías. En estas circunstancias, le puede resultar muy costoso exponer un porcentaje elevado de su capacidad en contratos bilaterales.

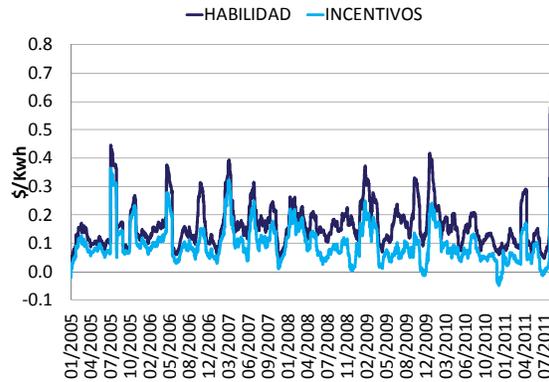
Se observa que para Chivor los indicadores de habilidad e incentivo son más volátiles para demandas media y alta. Es en estas horas del día en que Chivor tiene un mayor poder para incidir en el precio de bolsa y también un mayor incentivo. El indicador muestra claramente que durante el período más seco del Niño pasado, Chivor a pesar de tener niveles bajos de contratación, presentó en horas de alta demanda incentivos negativos, es decir, interés en sostener los precios bajos. Esta observación es consistente con la motivación de la intervención del mercado, según la cual, los agentes hidráulicos presionaron a la baja el precio spot, evitando alcanzar el umbral de escasez.

Se observa que la correlación entre los dos índices es positiva. No obstante, cuando el índice de incentivo se torna negativo, la correlación se invierte. Esta característica se deriva de la construcción misma del indicador y por lo tanto es común a todos los agentes.

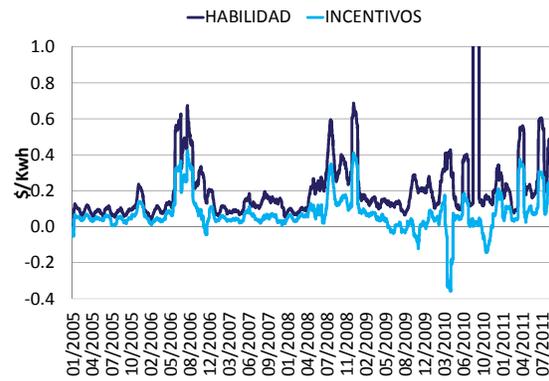
**Gráfico No 1.**  
**Precio de Oferta Chivor**



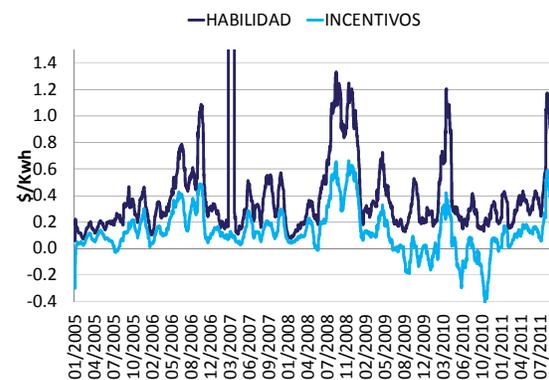
**Indicadores Chivor - Hora Baja**



**Indicadores Chivor - Hora Media**



**Indicadores Chivor - Hora Alta**

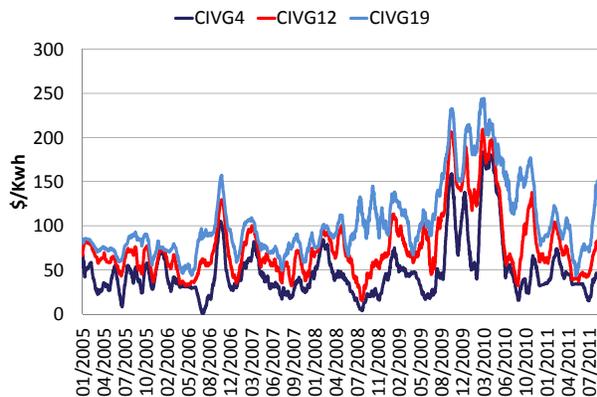


Es interesante observar las variaciones en las estrategias de oferta que han caracterizado el comportamiento de Colinversiones desde el 2005. En algunos períodos, la dispersión entre los precios de oferta entre horas de alta y baja demanda, es reducida. En otros, se distancian considerablemente. Por ejemplo, previo a la sequia

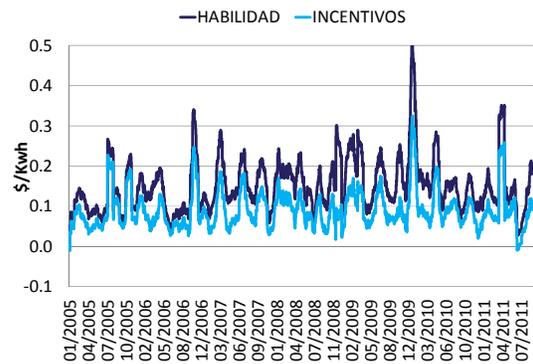
del 2009, el diferencial de precios para las distintas horas era considerable. En agosto de 2009 los precios subieron en todos sus recursos, reduciendo la dispersión. Una vez se restablecen las hidrologías favorables, algunos recursos bajan rápidamente y otros sostienen cierta inercia en niveles altos de precios, con lo cual se vuelve a abrir la diferencia. Salvo en horas de demanda alta, Colinversiones presenta índices de incentivos sistemáticamente positivos. Por otra parte, su habilidad para afectar los precios del spot es elevada, particularmente en las horas de alta demanda.

**Gráfico No 2.**

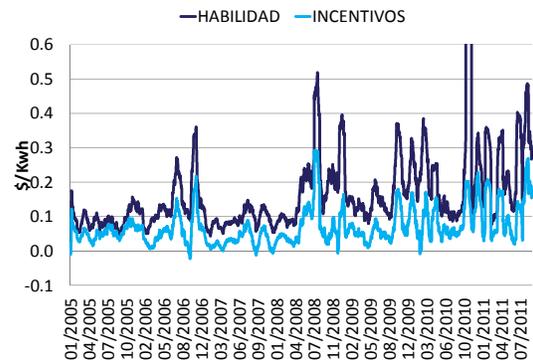
**Precio de Oferta Colinversiones**



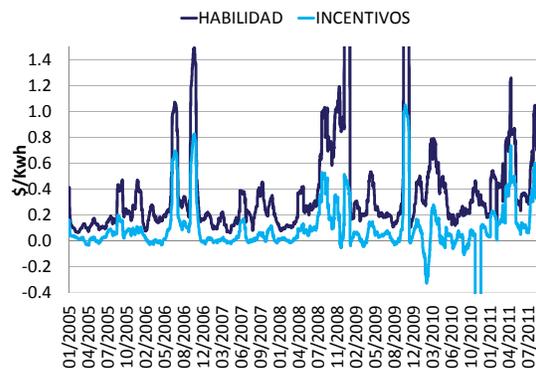
**Indicadores Colinversiones - Hora Baja**



**Indicadores Colinversiones - Hora Media**



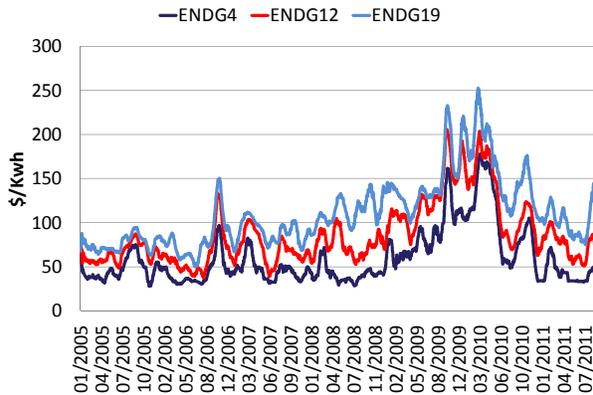
**Indicadores Colinversiones - Hora Alta**



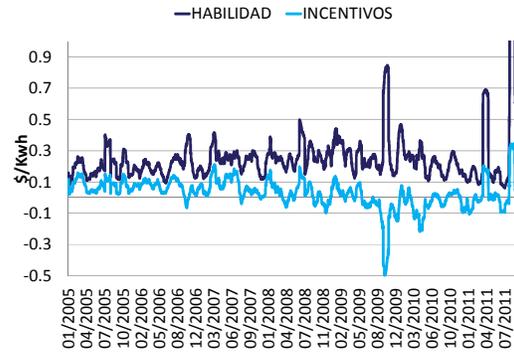
La evolución de los precios de Emgesa muestra una mayor diferenciación en su estrategia horaria. La dispersión del precio de oferta entre horas de baja y alta demanda es amplio y relativamente constante en el período analizado. En este caso, la empresa parece tener habilidad para incidir en los precios de baja demanda, pero no incentivos para hacerlo. En contraste, la empresa obtiene ganancias si logra presionar el precio al alza en horas de demanda media.

**Gráfico No 3.**

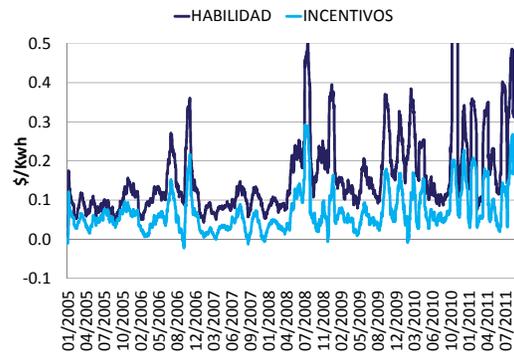
**Precio de Oferta Emgesa**



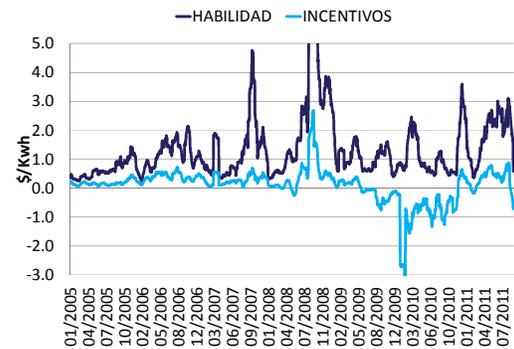
**Indicadores Emgesa - Hora Baja**



**Indicadores Emgesa - Hora Media**



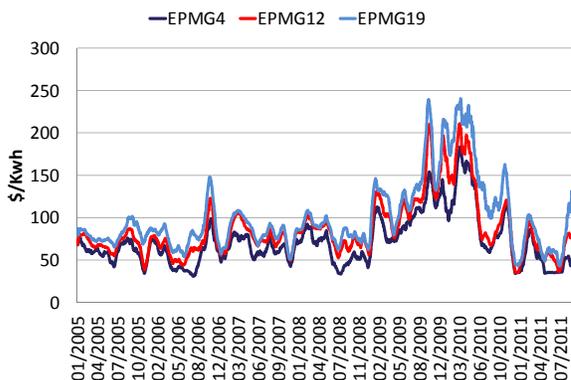
**Indicadores Emgesa - Hora Alta**



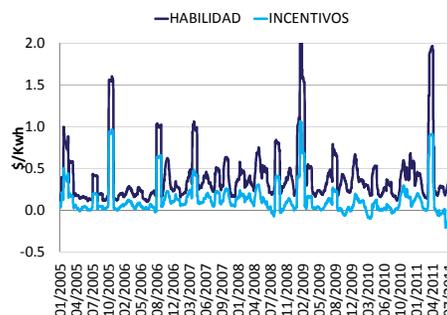
En horas de alta demanda, evidentemente el incentivo de Emgesa a afectar precios se anuló con el Niño, lo que puede ayudar a explicar las ofertas bajas en niveles hidrológicos críticos desde agosto de 2009. Por otra parte, Emgesa por su capacidad instalada y variedad de recursos, tiene una habilidad significativa para incidir en el spot en horas de demanda alta.

**Gráfico No 4.**

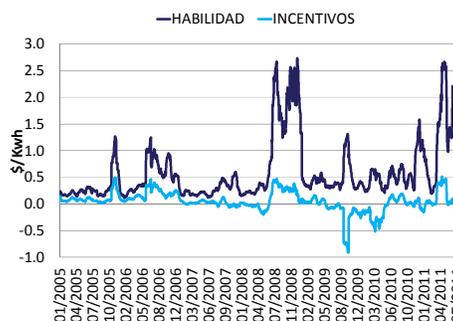
**Precio de Oferta EPM**



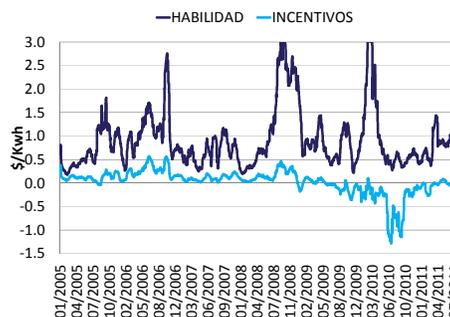
**Indicadores EPM - Hora Baja**



**Indicadores EPM - Hora Media**



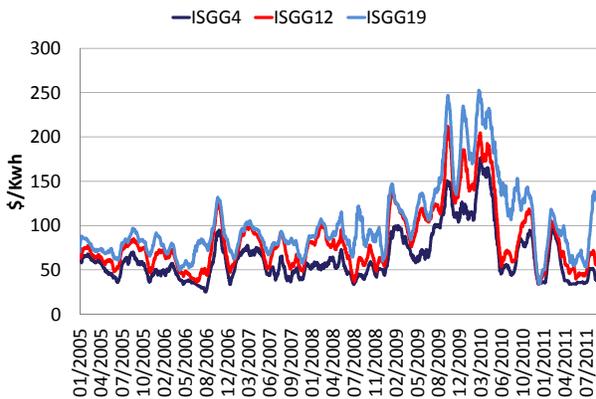
**Indicadores EPM - Hora Alta**



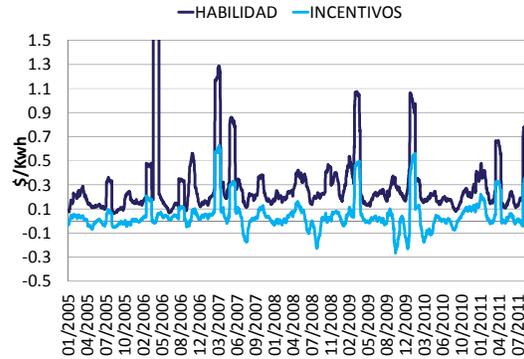
Los movimientos de precios de oferta de EPM son paralelos para todos sus recursos, con lo cual la dispersión de precios entre ofertas de baja a alta demanda es reducido durante todo el período. Presumiblemente lo anterior se puede explicar por la proximidad e integración de sus embalses, que hacen que las variables exógenas,

como los aportes, incidan simultáneamente sobre todas las plantas. EPM parece ser la empresa con mayor habilidad, sobre todo en horas de media y alta demanda. No obstante, la empresa no parece tener incentivos marcados para elevar precios en el spot en horas de demanda media y alta. Como en los otros agentes, se observa el incentivo a deprimir los precios de la bolsa, en épocas de Niño.

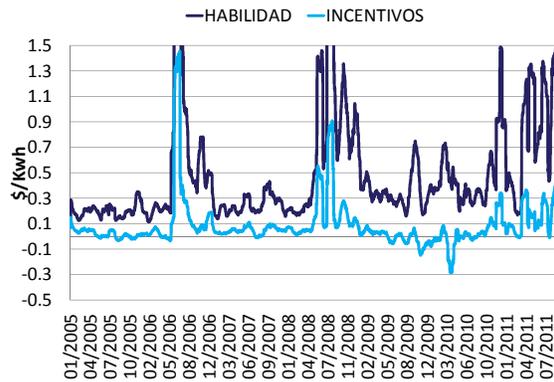
**Gráfico No 5.**  
**Precio de Oferta Isagen**



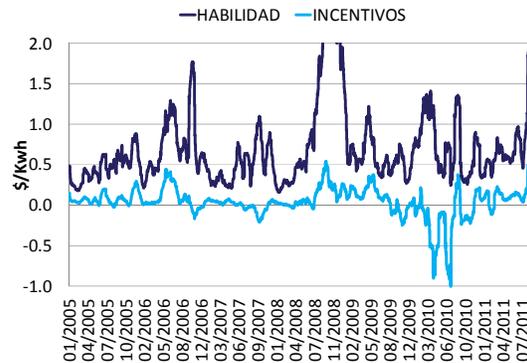
**Indicadores Isagen - Hora Baja**



**Indicadores Isagen - Hora Media**



**Indicadores Isagen - Hora Alta**



Isagen, no discrimina particularmente entre sus plantas para atender las horas de alta y baja demanda. Este generador ciertamente tiene poder para afectar los precios bajo todas las condiciones de demanda. Los niveles de incentivo para presionar el precio de bolsa permanecen bajos salvo períodos específicos en que se dispara el indicador.

#### **2.4.2 Relación Precios de Oferta vs Índices de Habilidad e Incentivo**

A continuación se reportan los resultados del ejercicio econométrico para probar la relación entre los precios de oferta y los índices de habilidad e incentivo. La base contiene casi 17.000 observaciones para cada una de las regresiones por agente y hora (alta, media y baja).

En primer lugar y tal como lo predice el modelo de Wolak, si se incluye en la regresión el nivel de los embalses y el precio del gas, las variables resultan completamente colineales con las dummies de efectos fijos<sup>4</sup>. En otras palabras, las dummies están capturando con precisión aquellas variables que inciden en el precio de bolsa, distintas a los índices de poder de mercado. De esta forma, el análisis econométrico se puede dirigir a estimar el efecto de la elasticidad de la demanda residual en el comportamiento de los precios de oferta, sin necesidad de solucionar analíticamente las relaciones entre el precio de bolsa y el costo de oportunidad del agua.

Si se considera el período completo, se observa que el indicador de habilidad incide en las estrategias de oferta en horas de bajo y medio consumo. En efecto, los coeficientes del indicador son positivos como predice la teoría y significativos. Esta relación, no obstante, desaparece en horas de alta demanda. Los resultados de la ecuación de incentivos no confirman la teoría en prácticamente ninguna de las horas analizadas, para ningún agente. Los coeficientes o son poco significativos o tienen el signo contrario.

---

<sup>4</sup> En efecto, cuando se incluyen simultáneamente estas variables, la matriz  $X'X$  es casi singular y Stata no puede calcular el vector de coeficientes.

**Tabla 1. Resultados por Habilidad para hora de consumo bajo**

HORA 4: BAJO CONSUMO					
	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
Habilidad	0.05** (0.02)	0.23* (0.13)	3.24*** (1.24)	1.19* (0.63)	1.28* (0.75)
Constante	85.71*** (0.90)	84.46*** (0.73)	85.88*** (0.93)	85.54*** (0.80)	85.01*** (0.78)
N	16,617	16,536	16,819	16,813	16,790
R <sup>2</sup> ajustado	0.33	0.15	0.15	0.15	0.16

Errores Robustos en Paréntesis

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

**Tabla 2. Resultados por Incentivo para hora de consumo bajo**

HORA 4: BAJO CONSUMO					
	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
Incentivo	-3.94*** (1.47)	1.69 (1.98)	0.51 (2.20)	-3.11** (1.35)	-3.48*** (1.16)
Constante	86.15*** (0.92)	84.44*** (0.73)	87.46*** (0.70)	86.31*** (0.71)	85.75*** (0.72)
N	16,590	16,509	16,790	16,783	16,761
R <sup>2</sup> ajustado	0.33	0.15	0.14	0.15	0.16

Errores Robustos en Paréntesis

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

**Tabla 3. Resultados por Habilidad para hora de consumo medio**

HORAS 12: CONSUMO MEDIO					
	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
Habilidad	0.04** (0.02)	0.16* (0.09)	0.35* (0.19)	0.14* (0.08)	0.14* (0.07)
Constante	100.11*** (0.87)	94.37*** (0.69)	96.82*** (0.68)	97.42*** (0.66)	96.34*** (0.67)
N	16,774	16,690	17,012	17,021	16,930
R <sup>2</sup> ajustado	0.36	0.18	0.19	0.20	0.19

Errores Robustos en Paréntesis

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

**Tabla 4. Resultados por Incentivo para hora de consumo medio**

HORAS 12: CONSUMO MEDIO					
	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
Incentivo	-2.99* (1.64)	-0.92 (1.46)	0.15 (2.31)	-4.30*** (1.42)	-3.69*** (1.33)
Constante	100.46*** (0.88)	94.55*** (0.70)	97.06*** (0.66)	97.87*** (0.67)	96.70*** (0.68)
N	16,743	16,661	16,978	16,986	16,897
R <sup>2</sup> ajustado	0.36	0.18	0.19	0.20	0.19

Errores Robustos en Paréntesis

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

**Tabla 5. Resultados por Habilidad para hora de consumo alto**

HORA 19: ALTO CONSUMO					
	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
Habilidad	0.03 (0.08)	0.47* (0.26)	0.60 (0.45)	0.44 (0.31)	0.56 (0.36)
Constante	113.15*** (0.87)	101.36*** (0.56)	103.55*** (0.59)	105.92*** (0.54)	104.08*** (0.56)
N	16,684	16,575	16,870	16,885	16,809
R <sup>2</sup> ajustado	0.38	0.27	0.29	0.30	0.29

Errores Robustos en Paréntesis

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

**Tabla 6. Resultados por Incentivo para hora de consumo alto**

HORA 19: ALTO CONSUMO					
	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
Incentivo	5.75 (4.63)	-4.89*** (1.17)	-3.13*** (1.01)	-4.08*** (0.85)	-3.86*** (1.00)
Constante	112.72*** (0.91)	102.06*** (0.55)	104.19*** (0.52)	106.62*** (0.51)	104.73*** (0.52)
N	16,658	16,551	16,843	16,858	16,783
R <sup>2</sup> ajustado	0.38	0.27	0.29	0.30	0.29

Errores Robustos en Paréntesis

\*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Una exploración más cuidadosa de los datos permite entender porque se obtienen resultados tan pobres en la validación empírica del modelo. En efecto, si se divide el período para aislar el efecto del fenómeno del Niño y la consecuente intervención del mercado, los resultados varían sustancialmente.

Como se muestra en el siguiente cuadro, para el período 2005 – 2008, los resultados de habilidad tienen el signo esperado y son significativos para 3 de los 5 agentes en horas de demanda baja. En esta misma hora, los coeficientes del índice de incentivo

son positivos y altamente significativos, para 4 de los 5 agentes. Para las horas media y alta se confirma la alta significancia del indicador de incentivo. El indicador de habilidad para hora alta, no resulta significativo. En términos generales, los resultados econométricos permiten validar el comportamiento racional de los agentes al momento de estructurar sus ofertas al mercado. En particular, el incentivo en horas de alta demanda parece ser una variable con un gran valor explicativo en la formación de precios del mercado. Bajo condiciones normales, la estadística parece validar el modelo teórico planteado por Wolak.

**Tabla 7. Resultados por Cortes para cada agente en horas de demanda baja, media y alta**

	Hora	Variable	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
Corte 1: 2005-2008	Bajo	Habilidad	0.10**	1.13	2.84**	1.45*	1.43
		R2 ajustado	0.42	0.24	0.24	0.26	0.27
		Incentivo	2.14***	5.47***	9.57***	3.17***	0.95
		R <sup>2</sup> ajustado	0.42	0.24	0.24	0.26	0.26
	Medio	Habilidad	0.14	2.79**	3.51***	2.63**	1.05*
		R2 ajustado	0.44	0.28	0.30	0.39	0.32
		Incentivo	0.52	4.64**	7.57***	2.31***	2.40**
		R <sup>2</sup> ajustado	0.44	0.28	0.28	0.38	0.32
	Alto	Habilidad	0.46	0.51	0.46	0.36	0.43
		R2 ajustado	0.33	0.23	0.23	0.29	0.26
		Incentivo	9.51***	12.22***	10.78***	3.68***	10.26***
		R <sup>2</sup> ajustado	0.33	0.24	0.24	0.29	0.27
Corte 2: 2009-2010	Bajo	Habilidad	1.84	1.96*	6.97***	5.23**	3.70*
		R2 ajustado	0.42	0.34	0.30	0.31	0.31
		Incentivo	-6.93***	0.82	-6.12***	-6.57***	-2.68
		R <sup>2</sup> ajustado	0.42	0.34	0.29	0.30	0.30
	Medio	Habilidad	18.34***	7.37**	11.80***	4.81	6.77
		R2 ajustado	0.47	0.39	0.42	0.42	0.41
		Incentivo	-12.58**	-3.84*	-3.99**	-6.91***	-4.23**
		R <sup>2</sup> ajustado	0.47	0.39	0.40	0.42	0.41
	Alto	Habilidad	6.63***	13.38***	9.03***	4.64***	6.33***
		R2 ajustado	0.50	0.42	0.44	0.46	0.44
		Incentivo	-7.61*	-6.63	-0.76	-4.39*	-2.94
		R <sup>2</sup> ajustado	0.49	0.39	0.42	0.45	0.43
Corte 3: 2010-2011	Bajo	Habilidad	-0.02	0.05	4.53***	-1.96	-1.40
		R2 ajustado	0.30	0.10	0.09	0.11	0.10
		Incentivo	-11.63**	-1.01	-2.94	-12.54***	-9.85***
		R <sup>2</sup> ajustado	0.30	0.10	0.09	0.11	0.10
	Medio	Habilidad	-0.03	0.04	0.07**	-0.00	0.03
		R2 ajustado	0.32	0.12	0.12	0.13	0.13
		Incentivo	-5.85	-5.63***	-4.01	-13.83***	-13.37***
		R <sup>2</sup> ajustado	0.32	0.12	0.12	0.13	0.13
	Alto	Habilidad	-0.46	0.26	3.07	1.64	3.99
		R2 ajustado	0.35	0.21	0.22	0.23	0.22
		Incentivo	5.76	-10.23***	-8.31***	-9.00***	-9.41***
		R <sup>2</sup> ajustado	0.35	0.22	0.22	0.23	0.22

Con la evaluación del corte 2009 – 2010, se constata que los pobres resultados de las ecuaciones para el período completo se explican por los efectos de la intervención del mercado que inició en agosto de 2009, a raíz de las sequías. Con la intervención, las ofertas de las plantas térmicas no se sustentan en la misma racionalidad económica, porque su despacho está forzado y su remuneración depende de los costos y no del precio de oferta. De igual forma, las ofertas de los recursos hídricos adolecen de distorsiones, porque el despacho en meritos no está garantizado a causa de la generación forzada térmica. En consecuencia, los indicadores para este período tienen el signo incorrecto para el indicador que mide el incentivo a presionar los precios. Aún en este período, se puede observar una relación estadísticamente sólida para los parámetros del indicador de habilidad.

Finalmente en el último período, los resultados no son los esperados, en parte porque aún persisten los efectos derivados del Niño durante el primer semestre de 2010 y una abundancia completamente atípica de aportes hídricos asociados al fenómeno de la Niña. En anexo se incluyen los cuadros año a año, que permiten constatar la robustez de los resultados estadísticos para los períodos no afectados por hidrologías atípicas.

### **2.4.3 Ejercicio de Precio de Térmicas**

En el artículo de Wolak se incluyó un análisis econométrico adicional que busca determinar si los agentes con plantas térmicas ostentan poder de mercado. En un mercado competitivo, donde los vendedores actúan como tomadores de precio, la estrategia óptima de oferta consiste en igualar el precio al costo marginal de generación. En ausencia de poder de mercado, entonces el precio de oferta de las plantas térmicas debe ser independiente del comportamiento de variables que no inciden directamente en su costo de generación, como el nivel de embalse.

Para evaluar estadísticamente si el mercado es competitivo, se plantea una regresión entre los precios de oferta de las plantas térmicas y el nivel del embalse agregado. Se estimó un panel para el período 1 de enero de 2005 y 30 de septiembre de 2011, controlando por estacionalidad y efectos fijos entre plantas.

**Tabla 8. Resultado de la ecuación de ofertas térmicas**

Var Dep: Precio Oferta Plantas Térmicas	
Nivel Embalse (Mwh)	-11.51*** (3.44)
Constante	677.02*** (44.96)
N	26,800
R <sup>2</sup> ajustado	0.04
Errores Estándar en Paréntesis	
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1	

Como se observa, la variable de nivel de embalse es significativa al 99% y negativa. Lo anterior, permite inferir que los recursos térmicos se ofertan a precios mayores, cuando hay escasez de agua, aprovechando la coyuntura del mercado. En otras palabras, este ejercicio, constituye evidencia estadística de que los agentes con recursos térmicos no enfrentan un mercado competitivo y utilizan sus ofertas como una herramienta para incidir en el precio de mercado.

## 2.5 Conclusión

El análisis econométrico presentado permite validar estadísticamente la aproximación teórica planteada por Wolak, para explicar el comportamiento del mercado spot en Colombia. En particular, el modelo permite evitar los problemas de endogeneidad entre el costo de oportunidad del agua y el costo de la energía eléctrica y aislar los efectos que tiene el poder de mercado sobre la formación de los precios de bolsa. Se constató, que los agentes efectivamente actúan racionalmente y explotan las oportunidades que les brinda el mercado para presionar el precio al alza.

De igual forma, el modelo muestra que los agentes sólo explotan el poder de mercado cuando efectivamente tienen los incentivos para hacerlo. Es decir, cuando las utilidades que derivan del spot superan eventuales pérdidas en ventas de contratos de largo plazo. Finalmente, se constató que los agentes con recursos térmicos cuentan con algún grado de poder de mercado y por ello sus ofertas no se explican exclusivamente en la evolución de los precios de los combustibles. Existe una relación estadística clara entre escasez de agua y altas ofertas térmicas.

Los parámetros estimados no responden a hallazgos estadísticos espurios. De hecho, cuando se suspendieron las reglas del mercado en la intervención de 2009, el modelo perdió su valor explicativo, básicamente porque los preceptos sobre los que está construido dejaron de ser válidos temporalmente. En otras palabras, si se hubieran

encontrado coeficientes significativos y con el signo correcto para el período de la intervención, se habría podido poner en duda la solidez de los resultados estadísticos.

Se quiere hacer énfasis en que los resultados presentados no apuntan a señalar eventuales abusos en el poder de mercado. De hecho, se constata que la racionalidad económica es el móvil detrás de los equilibrios en el mercado mayorista. El punto aquí es tratar de entender cómo se forman los precios de la energía eléctrica y cuáles son los determinantes del “mark up” sobre los cuales está estructurado el mercado. Un mercado de entrada libre como el colombiano, puede presentar ciertos niveles de poder de mercado, pero evita otros problemas quizás más graves, como los que caracterizan los mercados de costos administrados centralmente: concurrencia de subsidios para financiar la expansión de capital e ineficiencias en la planeación y operación.

**Anexo. Resultados Econométricos por Años**

	Hora	Variable	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
2005-2006	Bajo	Habilidad	2.01***	1.51	5.79***	7.06***	4.82**
		R2 ajustado	0.37	0.18	0.19	0.19	0.18
		Incentivo	1.68**	0.20	4.43**	2.19	-0.14
		R2 ajustado	0.37	0.18	0.18	0.16	0.17
	Medio	Habilidad	2.18	9.44**	10.86***	4.72**	13.83***
		R2 ajustado	0.34	0.19	0.22	0.24	0.25
		Incentivo	-8.94**	-3.46	11.38***	0.93	12.54**
		R2 ajustado	0.34	0.18	0.20	0.22	0.22
	Alto	Habilidad	15.36***	14.98***	10.90***	4.78**	12.74***
		R2 ajustado	0.35	0.22	0.20	0.24	0.25
		Incentivo	6.94	11.39	9.38*	0.53	23.06***
		R2 ajustado	0.27	0.15	0.15	0.22	0.20
2006-2007	Bajo	Habilidad	0.19***	0.42	0.77	0.61	0.48
		R2 ajustado	0.56	0.40	0.42	0.40	0.42
		Incentivo	0.32	6.17*	10.75*	3.09*	1.80*
		R2 ajustado	0.56	0.40	0.44	0.40	0.42
	Medio	Habilidad	0.60	1.01	1.52	1.35	0.27
		R2 ajustado	0.55	0.45	0.49	0.52	0.48
		Incentivo	0.61	2.68	3.86	2.09*	1.00
		R2 ajustado	0.55	0.45	0.48	0.52	0.48
	Alto	Habilidad	14.83***	15.37***	11.53***	1.36	0.76
		R2 ajustado	0.51	0.47	0.46	0.45	0.42
		Incentivo	16.37***	20.56***	15.48***	2.87	12.57***
		R2 ajustado	0.46	0.42	0.43	0.44	0.43
2007-2008	Bajo	Habilidad	0.08**	0.84	5.14***	4.75***	4.06**
		R2 ajustado	0.32	0.21	0.22	0.20	0.22
		Incentivo	5.72***	-2.61	7.79***	-1.51	-5.37**
		R2 ajustado	0.32	0.21	0.19	0.19	0.21
	Medio	Habilidad	0.04***	26.90***	5.23***	4.61*	3.10
		R2 ajustado	0.34	0.24	0.24	0.31	0.26
		Incentivo	-8.60*	-18.87*	12.81***	-3.58	-5.88***
		R2 ajustado	0.34	0.22	0.22	0.30	0.26
	Alto	Habilidad	0.10	0.13*	0.12*	0.10**	0.15**
		R2 ajustado	0.31	0.19	0.19	0.29	0.24
		Incentivo	5.69***	9.68***	8.65***	3.00	5.23*
		R2 ajustado	0.31	0.19	0.20	0.29	0.24

	Hora	Variable	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
2008-2009	Bajo	Habilidad	3.36***	10.20***	5.44***	5.02***	10.51***
		R2 ajustado	0.39	0.18	0.19	0.24	0.25
		Incentivo	2.77	15.13***	11.97***	7.25***	6.89
		R2 ajustado	0.39	0.16	0.14	0.22	0.20
	Medio	Habilidad	4.50***	5.51***	4.22***	4.35***	5.22***
		R2 ajustado	0.46	0.23	0.23	0.38	0.28
		Incentivo	4.82***	13.05***	10.24***	5.85***	9.45***
		R2 ajustado	0.45	0.22	0.19	0.36	0.25
	Alto	Habilidad	4.27***	4.76***	4.17***	3.13***	4.15***
		R2 ajustado	0.30	0.19	0.18	0.21	0.20
		Incentivo	8.50***	10.47***	9.88***	5.86***	10.01***
		R2 ajustado	0.28	0.16	0.15	0.19	0.18
2009-2010	Bajo	Habilidad	1.84	1.96*	6.97***	5.23**	3.70*
		R2 ajustado	0.42	0.34	0.30	0.31	0.31
		Incentivo	-6.93***	0.82	-6.12***	-6.57***	-2.68
		R2 ajustado	0.42	0.34	0.29	0.30	0.30
	Medio	Habilidad	18.34***	7.37**	11.80***	4.81	6.77
		R2 ajustado	0.47	0.39	0.42	0.42	0.41
		Incentivo	-12.58**	-3.84*	-3.99**	-6.91***	-4.23**
		R2 ajustado	0.47	0.39	0.40	0.42	0.41
	Alto	Habilidad	6.63***	13.38***	9.03***	4.64***	6.33***
		R2 ajustado	0.50	0.42	0.44	0.46	0.44
		Incentivo	-7.61*	-6.63	-0.76	-4.39*	-2.94
		R2 ajustado	0.49	0.39	0.42	0.45	0.43
2010-2011	Bajo	Habilidad	-0.02	0.05	4.40	-6.72	-7.48
		R2 ajustado	0.27	0.06	0.05	0.06	0.06
		Incentivo	-0.51	1.28	-2.69	-5.23**	-1.80
		R2 ajustado	0.27	0.06	0.05	0.06	0.06
	Medio	Habilidad	3.73***	2.99***	3.85***	2.06***	2.75***
		R2 ajustado	0.29	0.07	0.07	0.08	0.08
		Incentivo	5.12***	3.61*	-4.53	-3.50**	0.33
		R2 ajustado	0.29	0.07	0.07	0.08	0.08
	Alto	Habilidad	6.33***	7.71***	3.75***	2.35**	5.01***
		R2 ajustado	0.31	0.14	0.14	0.15	0.14
		Incentivo	-3.23	-2.69	-2.09	-3.82	-3.52
		R2 ajustado	0.31	0.15	0.15	0.16	0.15

	Hora	Variable	CHVG	CIVG	ENDG	EPMG	ISGG
2011-2012	Bajo	Habilidad	-0.35	0.24	4.57***	1.82***	0.81
		R2 ajustado	0.49	0.27	0.20	0.31	0.32
		Incentivo	-0.51	1.28	-2.69	-5.23**	-1.80
		R2 ajustado	0.49	0.28	0.17	0.33	0.33
	Medio	Habilidad	3.73***	2.99***	3.85***	2.06***	2.75***
		R2 ajustado	0.64	0.37	0.30	0.44	0.46
		Incentivo	5.12***	3.61*	-4.53	-3.50**	0.33
		R2 ajustado	0.62	0.36	0.28	0.45	0.45
	Alto	Habilidad	6.33***	7.71***	3.75***	2.35**	5.01***
		R2 ajustado	0.42	0.34	0.31	0.32	0.33
		Incentivo	-3.23	-2.69	-2.09	-3.82	-3.52
		R2 ajustado	0.39	0.30	0.29	0.32	0.32

### 3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante los meses de enero y febrero de 2012, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

#### 3.1 Comportamiento del sistema

##### 3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 9 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón, con gas y combustibles líquidos, hidráulica y total del sistema en GWh. En febrero la generación de energía eléctrica se incrementó 4% con relación a los registros del mismo mes en el 2011, por otra parte, tanto el nivel de embalse agregado como los niveles de aportes hídricos, han soportado un aumento de 11.8% en la participación de la generación hidráulica con respecto al mismo mes del año anterior. No obstante, la variación año completo acumulado de la generación muestra una disminución del 4.9%.

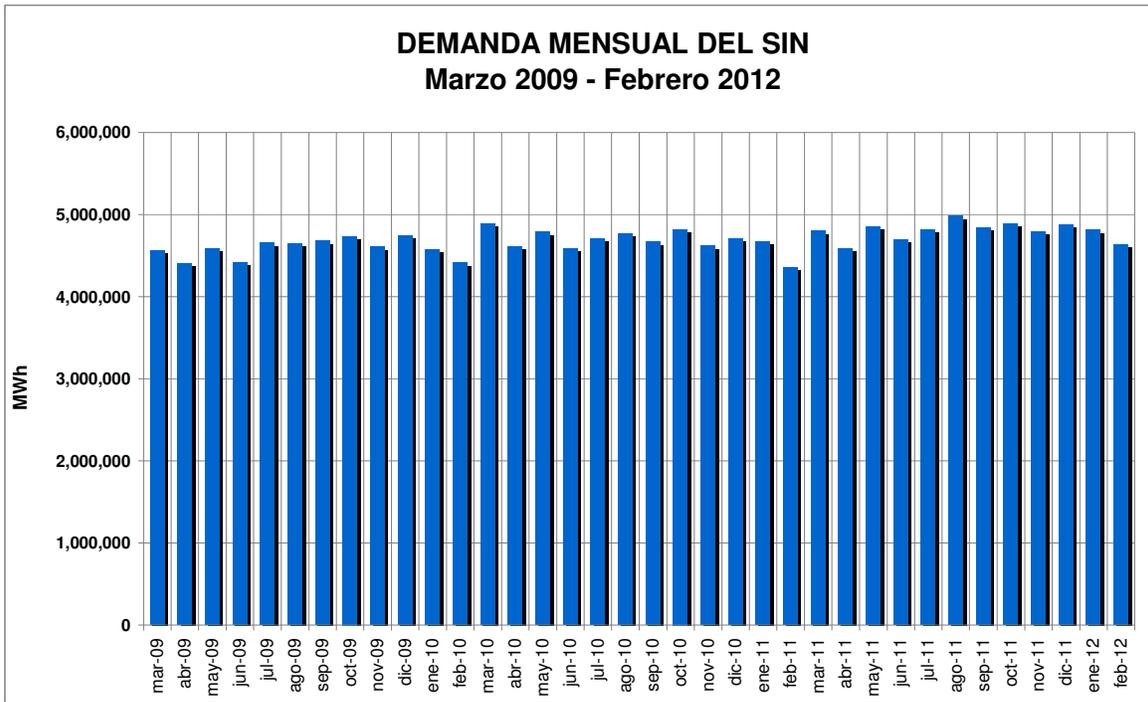
**Tabla No 9**

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	febrero/11	enero/12	febrero/12	Variación ENE 12 - FEB 12	Variación FEB11 - FEB 12	Variación Ultimo Año- Febrero 12	
Hídrica	3,844.43	3,374.97	3,787.55	3,773.25	-0.38%	11.80%	-1.85%	
Térmica	Total Térmica	749.15	859.80	745.40	609.41	-18.24%	-29.12%	-18.65%
	Gas	452.88	670.83	562.36	452.88	-19.47%	-32.49%	0.00%
	Carbón	129.07	183.09	108.45	129.07	19.01%	-29.51%	0.00%
	Fuel Oil-ACPM	14.29	9.70	74.59	2.75	-96.32%	-71.69%	-80.78%
Menores	277.84	225.82	268.67	246.11	-8.40%	8.99%	-11.42%	
Cogeneradores	27.52	19.68	27.89	30.73	10.22%	56.15%	11.68%	
Total	4,898.94	4,480.27	4,829.51	4,659.50	-3.52%	4.00%	-4.89%	

##### 3.1.2 Demanda del Sistema

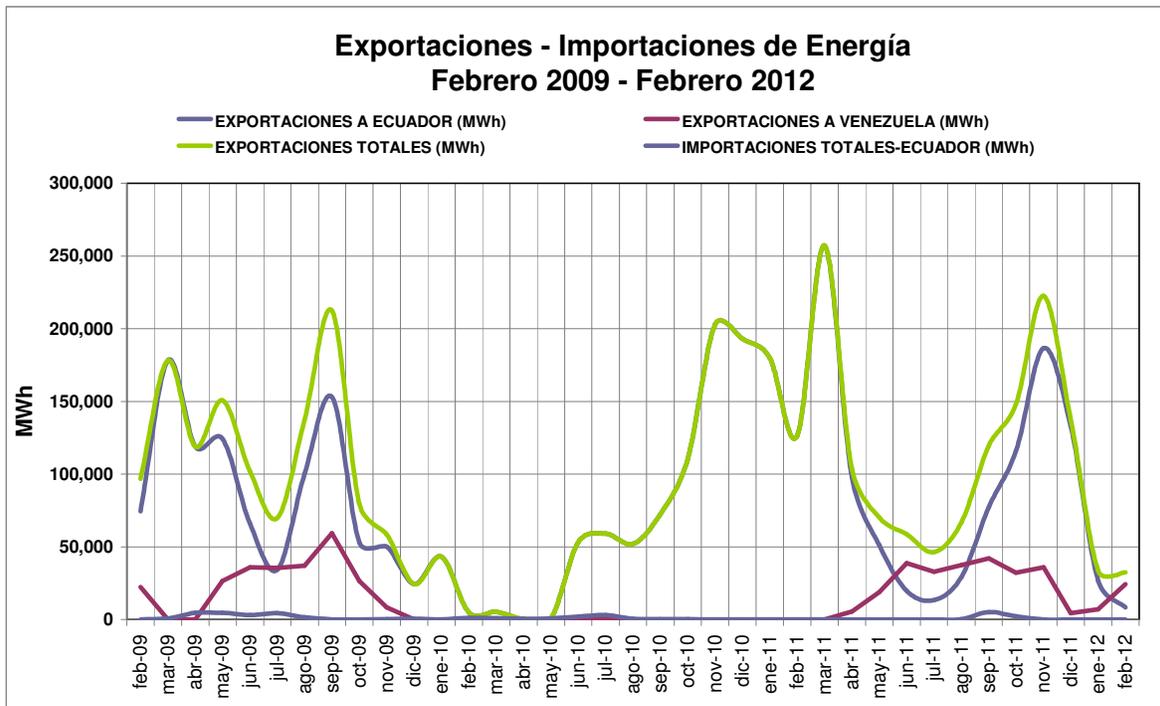
El gráfico No 6 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento interanual para el mes de febrero de 2012 fue de 6.3%, el cual obedece en buena parte a que febrero de 2012 contiene un día más que febrero de 2011, además Cerromatoso estaba bajo mantenimiento y su carga presentaba una reducción del 50% aproximadamente.

La incidencia del día biciesto en el crecimiento de la demanda es de 3.7%, lo cual implica que el crecimiento real es inferior al 2.6%; éste crecimiento es importante pero menor que el crecimiento agregado de la economía, estimado en 5,9%. Ello implicaría que el consumo eléctrico se ha vuelto inelástico con respecto al PIB, o han incidido factores no estructurales tales como diferencias en temperaturas entre estos dos períodos.



**Gráfico No 6**

### 3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía



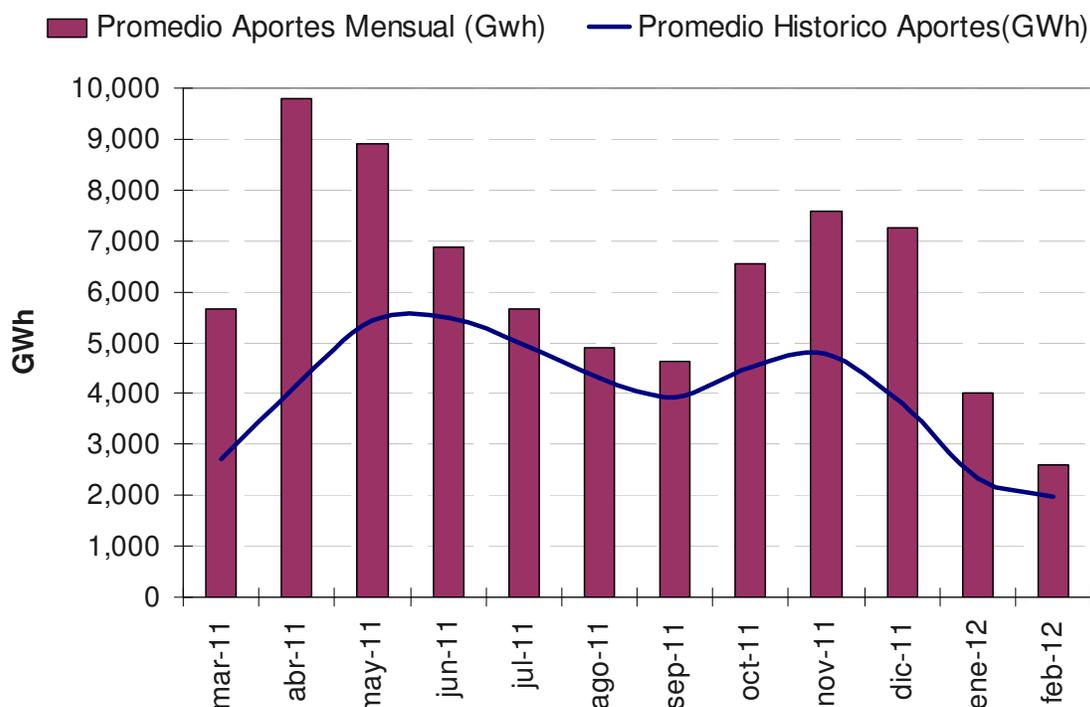
**Gráfico No 7**

El gráfico No 7 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. Las exportaciones a Ecuador que habían vuelto a superar el nivel de 200 GWh mes, a partir de noviembre de 2011 presentan una reducción drástica hasta niveles marginales.

### 3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 8 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

## APORTES HIDRICOS AGREGADOS

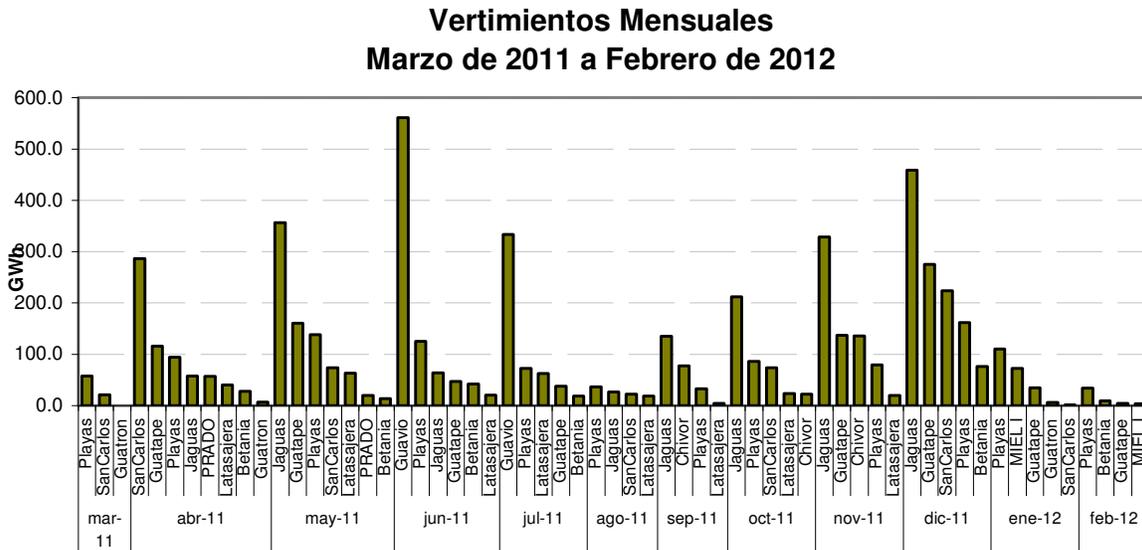


**Gráfico No 8**

En febrero se presentaron aportes hídricos totales de 2.596 GWh, que representan 112% de la media histórica del mes, los cuales a su vez fueron inferiores en 210 GWh a los registrados en febrero de 2011 bajo el efecto de la Niña. Este hecho es consistente con la disminución en la participación de la generación térmica.

### 3.1.5 Vertimientos

El gráfico No 9 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. No obstante que los aportes hídricos superaron la media histórica, los niveles de embalse en esta época del año han permitido manejar el recurso hídrico y en febrero los vertimientos fueron muy bajos y se concentraron en el embalse de Playas de la región Antioqueña.



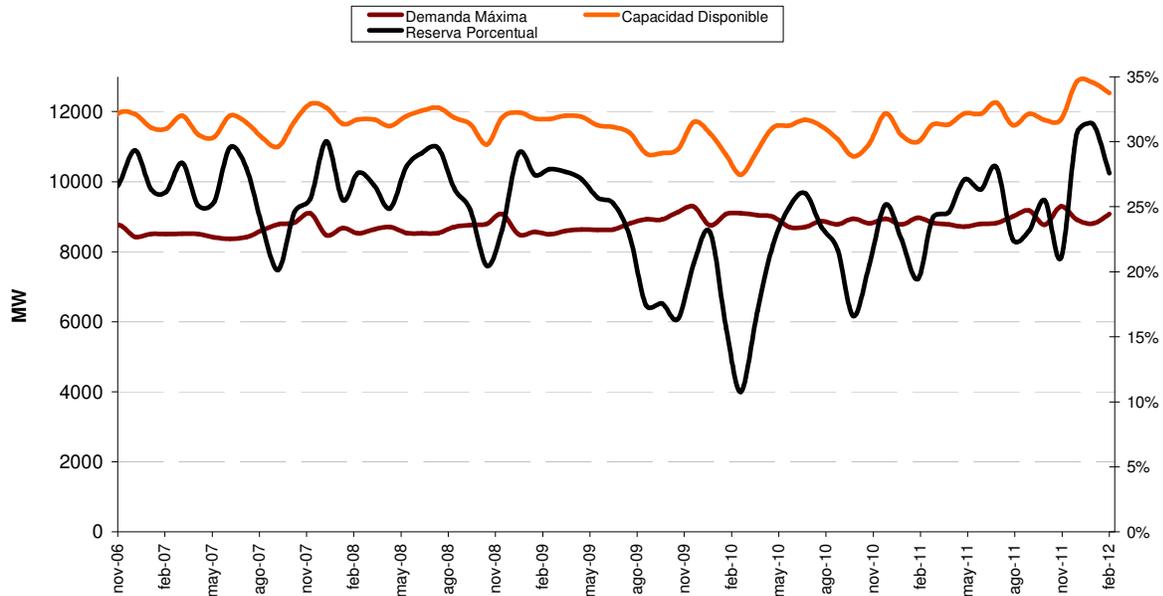
**Gráfico No 9**

### 3.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 10 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.

En febrero la demanda máxima de potencia fue de 9.080 MW y aumentó su nivel respecto a enero, de otra parte la disponibilidad comercial de las plantas de generación se mantuvo por encima de los 12.000 MW. El sistema eléctrico ha contado con niveles de reserva que no se observaban desde el 2008, alcanzando un margen por encima del 28%, el cual es elevado si se considera la historia reciente. En principio, márgenes adecuados de reserva se deben asociar a precios bajos en el spot.

### DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL Noviembre 2006 - Febrero 2012



**Gráfico No 10**

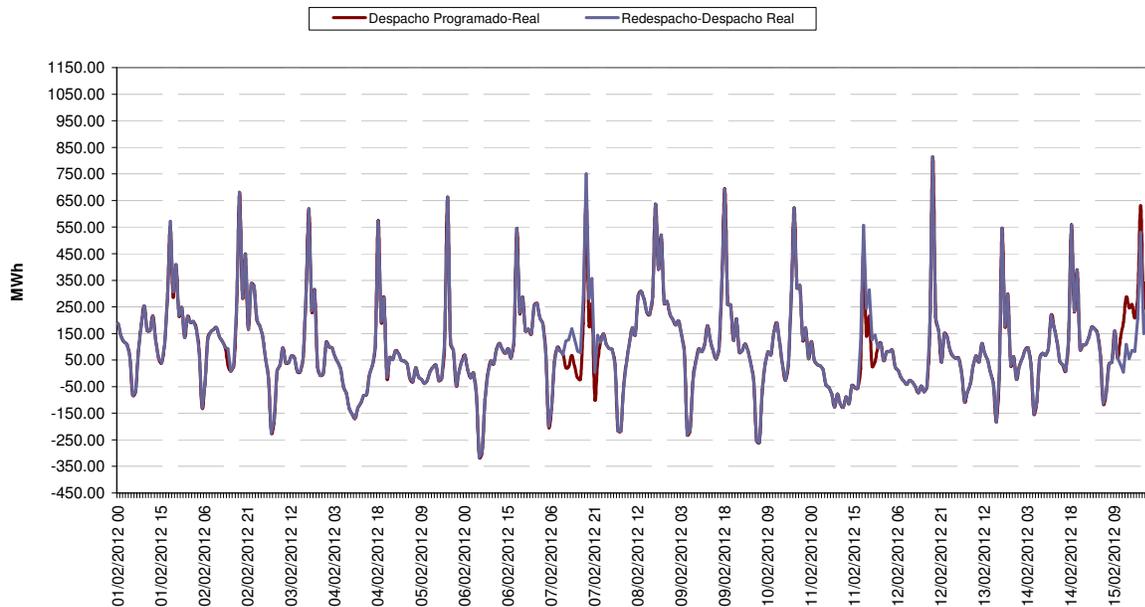
#### 3.1.7 Desviación del Despacho Programado Respecto al Ejecutado

Los gráficos número 11-a y 11-b presentan a nivel horario para el mes de febrero, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el re-despacho menos la generación real del SIN.

En general el despacho presenta una sobre-estimación, que se tiende a programar más energía de la que efectivamente se despacha, siguiendo un patrón cíclico. Los días 7 y 15 de febrero, las desviaciones del despacho y el redespacho con respecto a la generación real, tienen diferencias marcadas. El día 7 la desviación del despacho programado fue inferior a la que ocurrió en el redespacho, la situación inversa se presentó el día 15. En ambos casos pudo existir una corrección de la predicción de la demanda, o equivalentemente una corrección de la magnitud de la generación en el despacho de unidades.

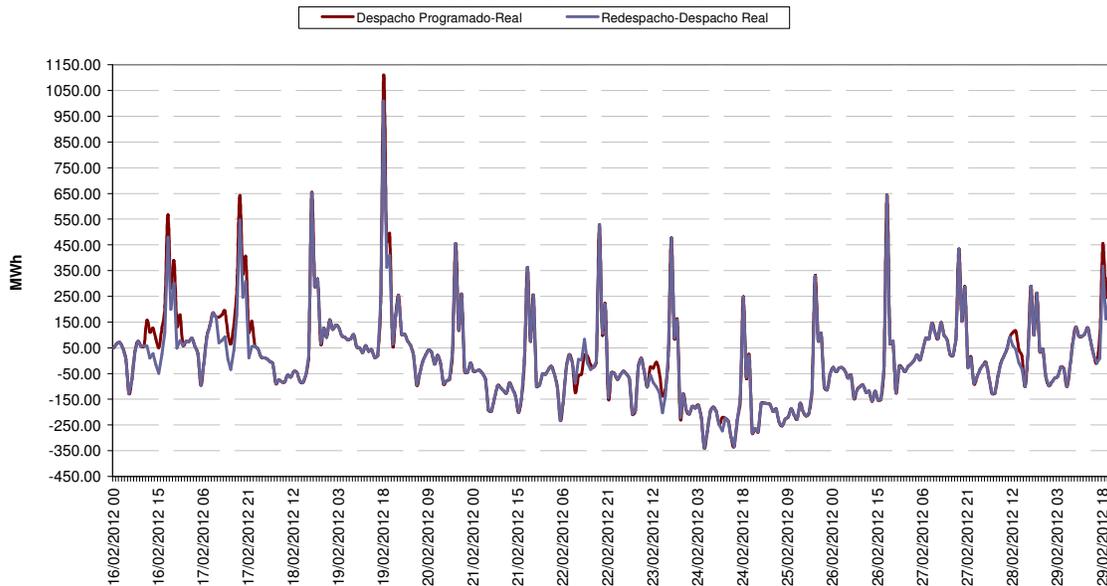
De otra parte el día 19 de febrero ocurrió a la hora de máxima demanda una desviación de 1.100 MW, que representa un error de predicción superior al 12%, fuera de los límites esperados del error de predicción de la carga (no debiera sobrepasar el 5%) y que necesariamente refleja una situación operativa especial.

**Desviación Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado  
Febrero 1 - Febrero 15**



**Gráfico No 11-a**

**Desviación Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado  
Febrero 15 - Febrero 29**



**Gráfico No 11-b**

### 3.1.8 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 12 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; al final de febrero el nivel de los embalses correspondió al 71.8% de la capacidad útil, equivalente a 10.941 GWh. En comparación con el mes de enero estas reservas fueron inferiores en 12.2%.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de febrero Antioquia acumuló 80.2%, Centro 69.8%, Oriente 61.0%, Valle 59.6% y Caribe 55.8%.

Tan solo el embalse de Playas registra niveles superiores al 100%, el nivel de Peñol es 94.6%, en el Centro, Betania alcanza 85.5% y Prado 81.3%, en Oriente, Guavio 75.9% y en el Valle, Calima 80.4%.

## 3.2 Evolución de los precios de Bolsa

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

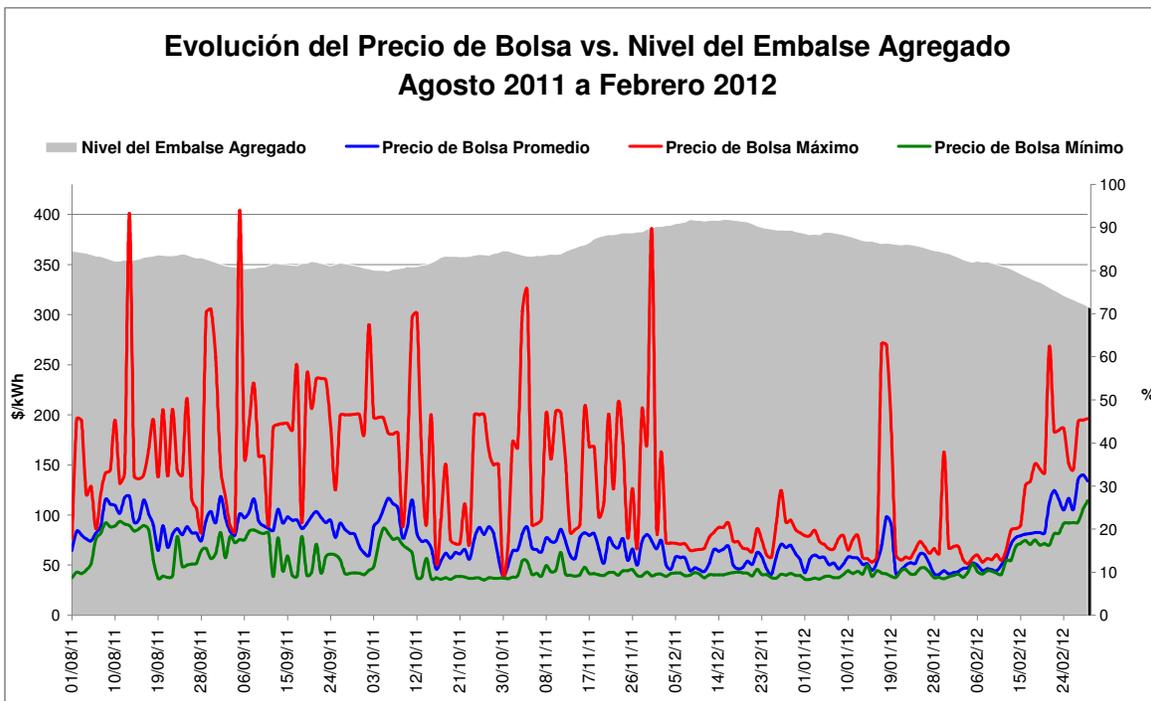


Gráfico No 12

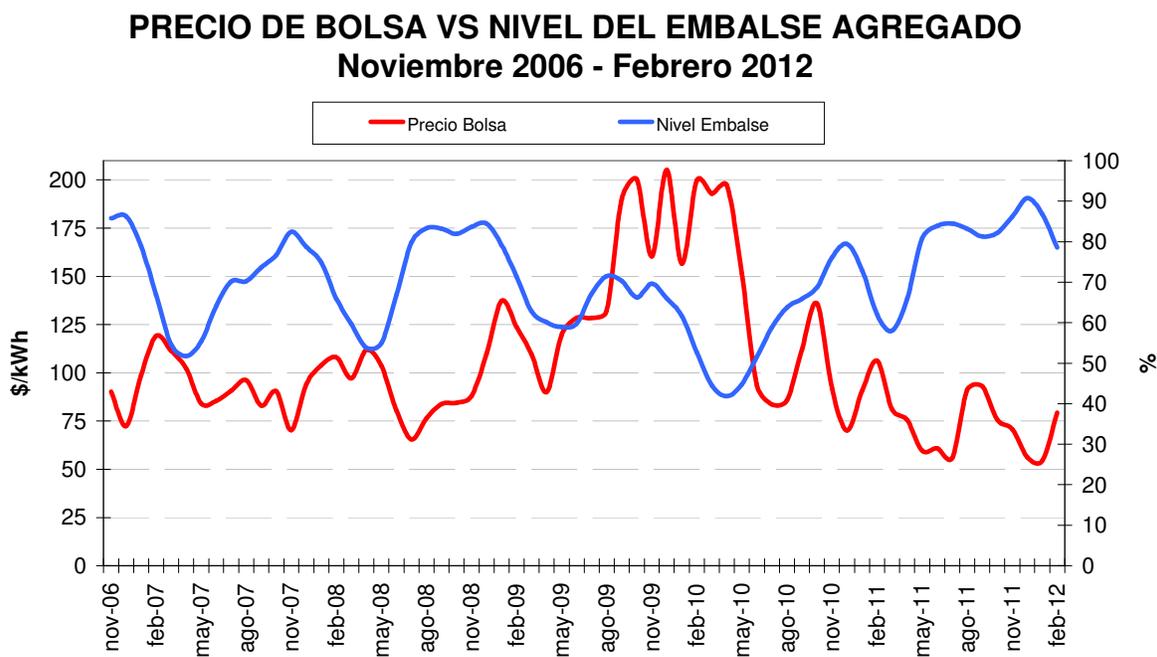
El gráfico No 12 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 12 meses.

A partir de la segunda quincena de febrero se ha presentado un crecimiento sostenido en el precio de bolsa tanto en horas de baja demanda como en horas pico. Se rompe de esta forma un ciclo iniciado desde el último trimestre de 2011 en el cual la demanda baja se atendía al precio mínimo permitido por la regulación. En horas de alta demanda se observaron precios elevados en el spot.

En febrero los precios diarios de bolsa presentaron una escalada con respecto al nivel de los meses de diciembre y enero, producto de la tendencia a la normalización de las hidrologías y la disminución del nivel de los embalses debido a la estación de verano. El valor del precio de bolsa promedio fue \$109/kWh, el precio horario máximo fue de \$268.36/kWh y el precio mínimo \$38/kWh.

### 3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 13 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

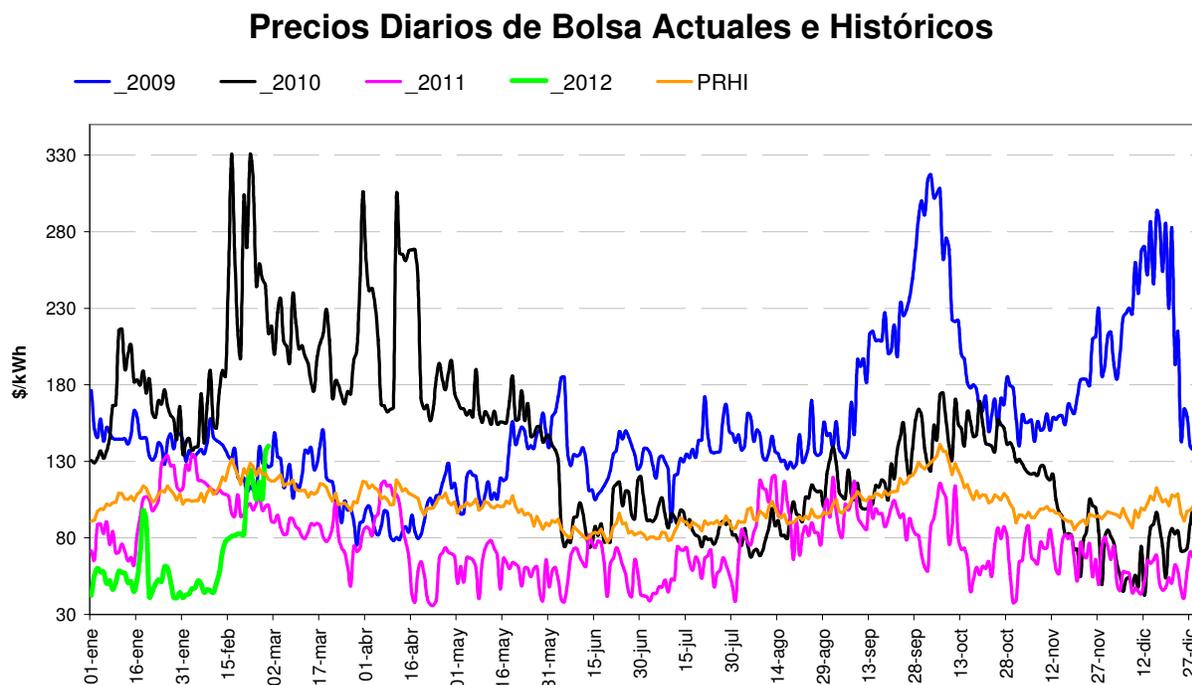


**Gráfico No 13**

Es interesante notar como el nivel del embalse agregado al final del mes de febrero, es muy superior al nivel de febrero de los años anteriores. Los últimos dos meses del gráfico validan la hipótesis, según la cual los aumentos en los precios de bolsa, con algún grado responden a la reducción acelerada del embalse.

### 3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 14 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. A pesar del nivel de los embalses del SIN, que superan los registros históricos, el precio que se encontraba en la envolvente inferior de los registros hasta el final de febrero, sobrepasó el promedio histórico.

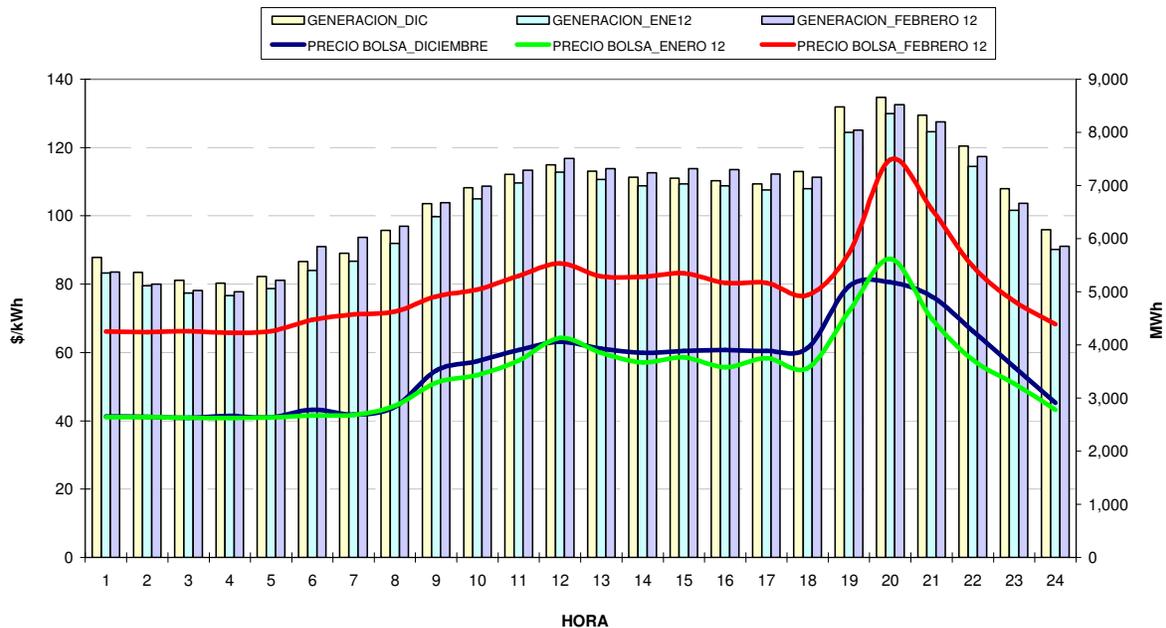


**Gráfico No 14**

### 3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 15 presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio horaria en MWh, ocurrida en los últimos tres meses.

### Precio de Bolsa Horario vs Generación



**Gráfico No 15**

Dos situaciones muestra este indicador, por una parte, los precios horarios promedio de la energía se incrementaron al menos \$20/kWh en todas las horas del día, en comparación con los que ocurrieron en enero y diciembre; de otra parte, la demanda promedio en cada hora del día en febrero superó la que se presentó en enero.

### 3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 16 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

Los precios que en enero estaban concentrados en el intervalo \$30/kWh y \$100/kWh, en febrero se desplazaron a la derecha como consecuencia de su incremento, con el centro nodal en \$80/kWh, mostrando además una concentración en precios bajos, correspondientes a horas de baja demanda.

## Distribución del Precio de Bolsa

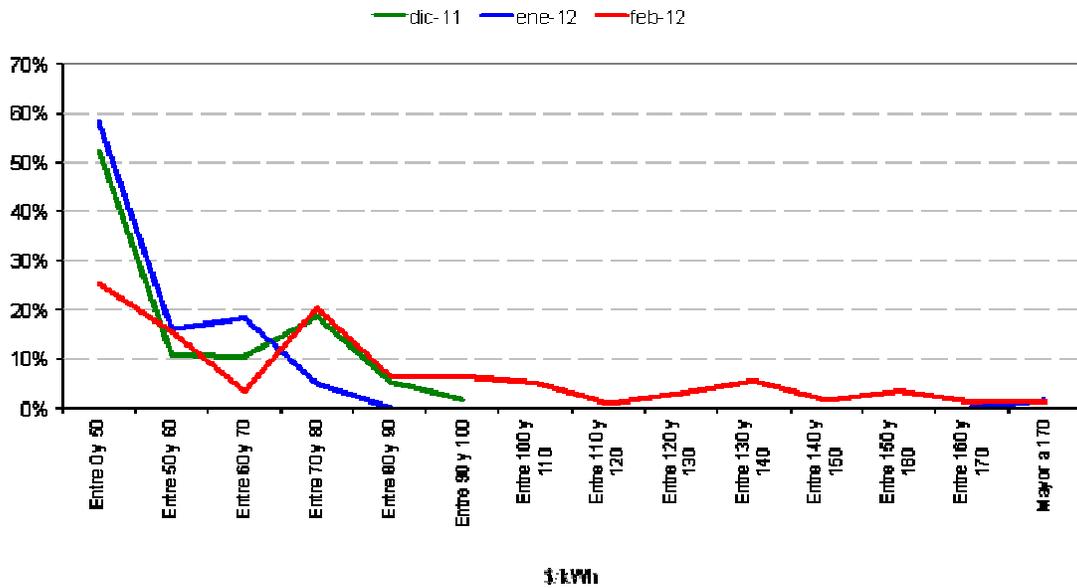


Gráfico No 16

### 3.2.6 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

#### PRECIO DE BOLSA VS PRECIO GAS NATURAL Noviembre 2006 - Febrero 2012

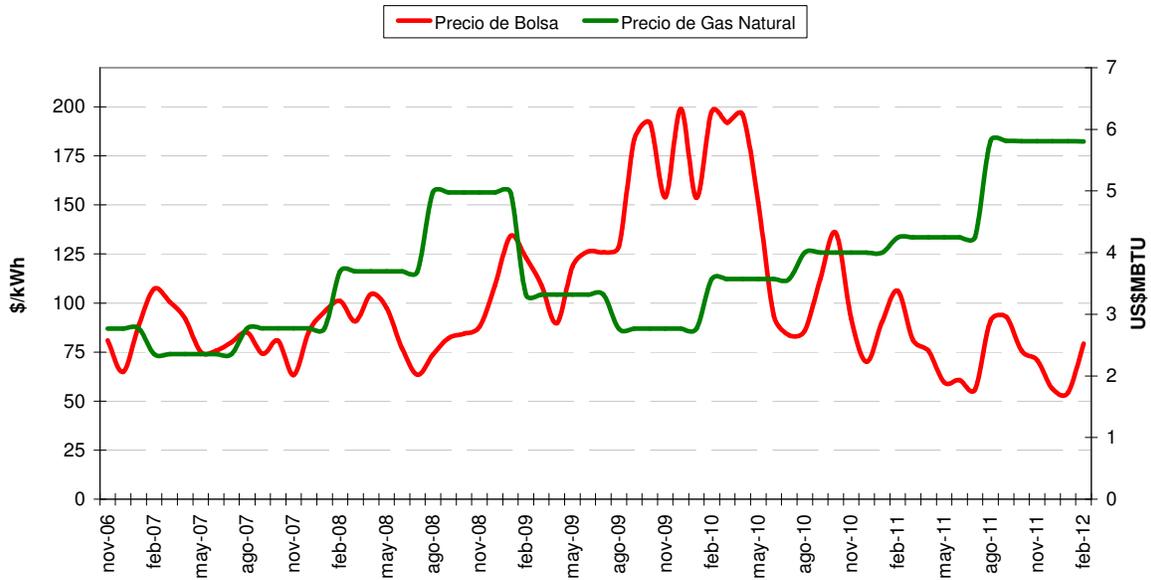


Gráfico No 17

El gráfico No 17 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

Con respecto al precio del gas natural es importante advertir que, si bien el precio regulado de Guajira se encuentra a niveles elevados que solo se modifican semestralmente, las plantas térmicas actualmente pueden estar obteniéndolo a un precio considerablemente menor. Por un lado, las plantas térmicas no acudieron a las subastas de suministro y por lo tanto, su referente no es el precio Guajira, sino el mercado secundario. Por otra parte, el precio que se alcanzó en las contrataciones bilaterales para los próximos 2 años, está entre US\$3/MBTU y US\$4/MBTU, este precio puede estar por encima para térmicas que tenían contratos con Cusiana, pero implica una reducción para el parque térmico, cuyo combustible se referenciaba en Guajira.

### 3.3 Comportamiento de Ofertas

#### 3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa  
Marzo 2011 a Febrero de 2012

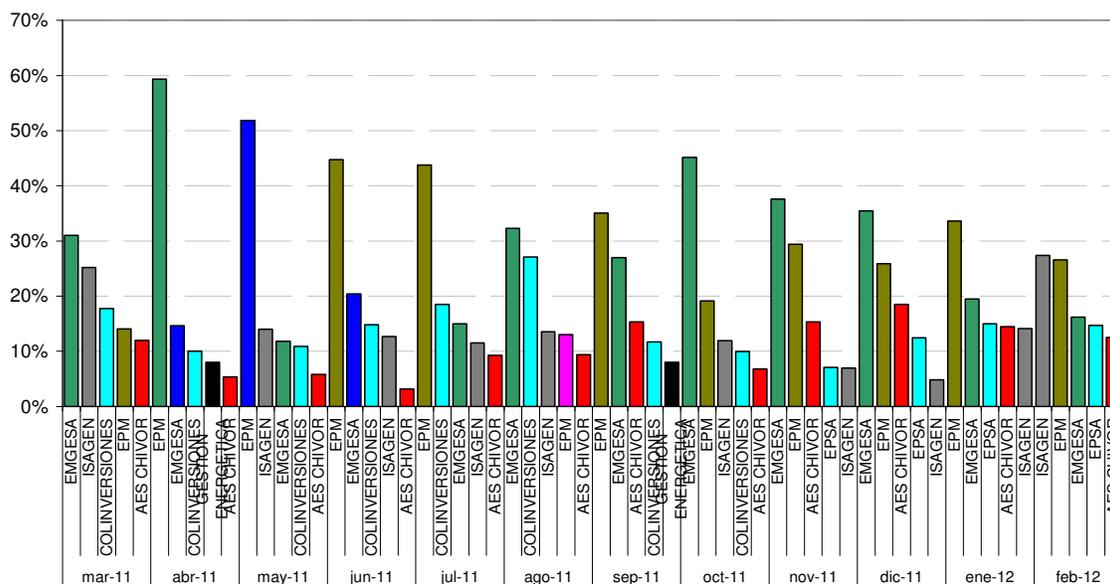


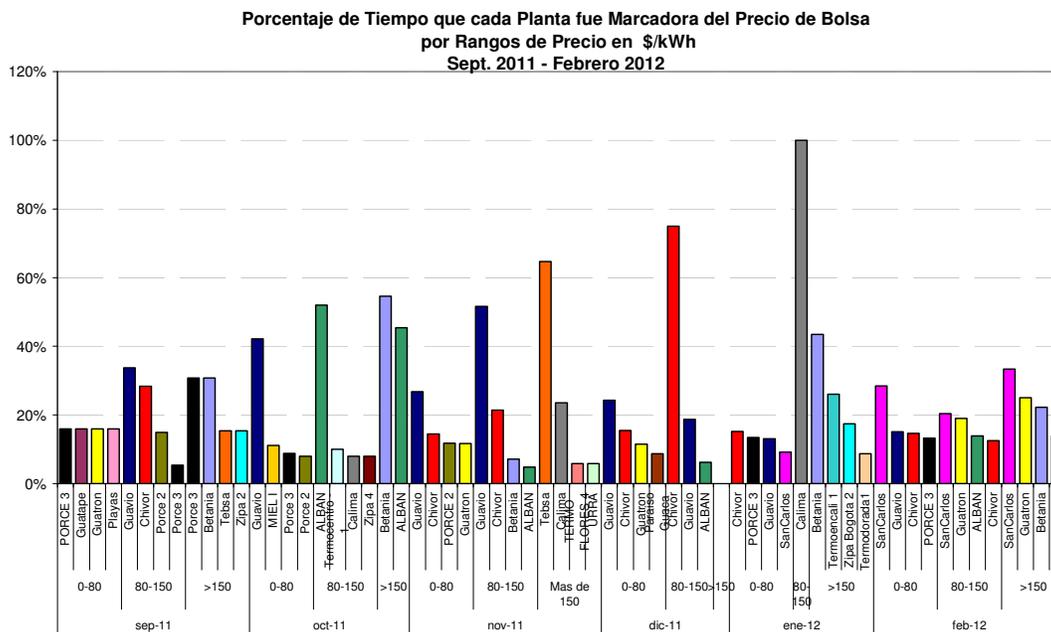
Gráfico No 18

El gráfico No 18 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio de bolsa.

Los agentes con mayor incidencia en la fijación de precios de bolsa en febrero fueron Isagen y EPM, los dos con sus recursos en Antioquia, cada una marcó el precio de bolsa un 27% del tiempo. Emgesa por su parte presentó un índice de coincidencias particularmente bajo con relación a los patrones históricos. En conjunto Isagen, EPM, Emgesa, Colinversiones (EPSA) y Chivor marcaron el precio el 97% del tiempo.

### 3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 19 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.



**Gráfico No 19**

En febrero ninguna planta cumplió un papel claramente protagónico en la formación de precios spot, en el sentido de acumular un porcentaje elevado de coincidencias. Sin embargo, San Carlos lideró la formación de precios en horas de baja, media y alta demanda. Guadalupe-Troneras en horas de demanda media y alta también compartió la marcación de precios, aunque Betania presentó una participación importante en las horas de alta demanda.

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

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

La mayoría de las plantas hidroeléctricas elevaron sus precios de oferta en forma paralela con la reducción de sus embalses. Chivor y Guadalupe-Troneras, con niveles relativamente bajos de embalse (50% y 40% aprox), como es de esperar, ofertaron por encima del mercado gran parte del tiempo. Otras plantas, con niveles intermedios de embalse (cerca de 60%) como, Jaguas, Porce 2, Porce 3 y San Carlos, siguieron el proceso alcista de la bolsa con sus ofertas. Se observaron aumentos de precios de oferta aún en plantas cuyos embalses entran a la época de invierno con niveles altos; este es el caso de Guatapé y Guavio.

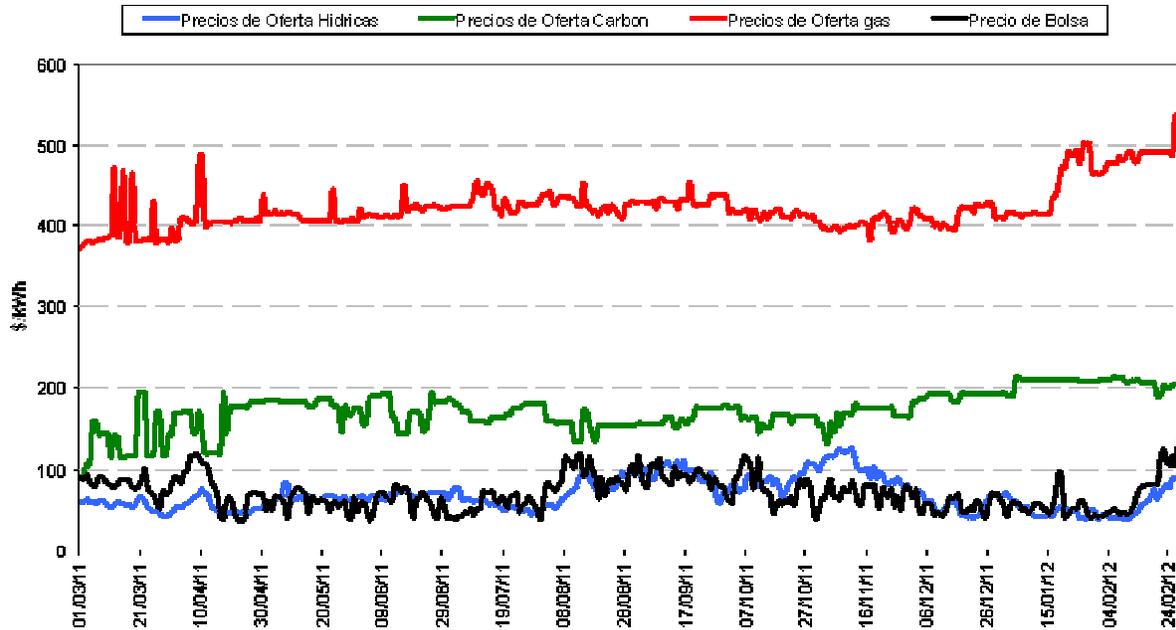
En general la energía térmica se cotizó a niveles altos en la bolsa; se observaron precios de oferta similares al patrón histórico con algunos recursos a carbón como Tasajero y Paipa IV. Las plantas de gas en contraste, situaron sus ofertas alrededor de \$200/kWh, lo que puede estar indicando que las reducciones del precio del gas no regulado del pie de monte llanero, aún no se han transferido a un mercado líquido secundario de gas natural y de menores precios. Termocentro y Termocandelaria se mantuvieron fuera del mercado con precios muy elevados.

Durante el mes de febrero, Urrá, Betania, Porce 2 y Chivor, estuvieron disponibles el 25%, 67%, 67% y 87% respectivamente. Guajira estuvo indisponible totalmente 9 días y Paipa 4 un día.

### **3.3.4 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología**

El gráfico No 20 muestra los precios de bolsa diarios y los precios de oferta diaria media para cada uno de los tipos de tecnología de generación: hidráulica, gas, carbón, en los últimos doce meses. Se constata el comportamiento al alza de las ofertas térmicas, especialmente en las plantas a gas.

**Ofertas Promedio Diarias por Tipo de Tecnología  
Marzo 2011 - Febrero 2012**



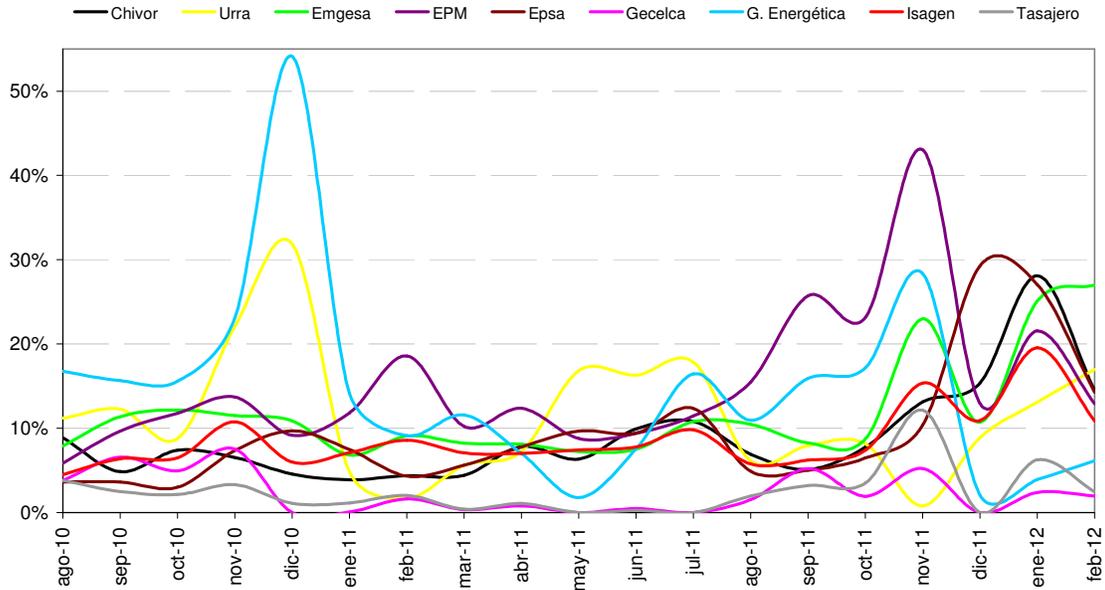
**Gráfico No 20**

**3.3.5 Índice de Lerner Mensual**

Los gráficos No 21-a, 21-b y 21-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja en los últimos diez y ocho meses.

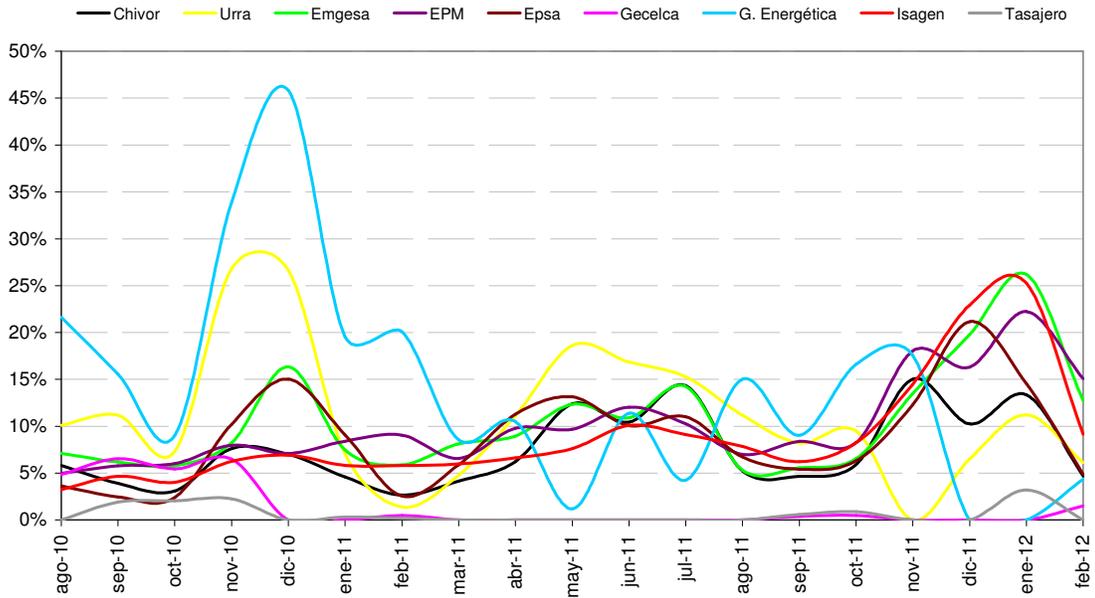
El grado de poder de mercado de los agentes en febrero de 2012 no parece excesivo y de hecho presenta una reducción con los niveles observados en diciembre y enero. Se destacan valores relativamente altos para Emgesa en horas de demanda alta.

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta  
Agosto 2010 - Febrero 2012**



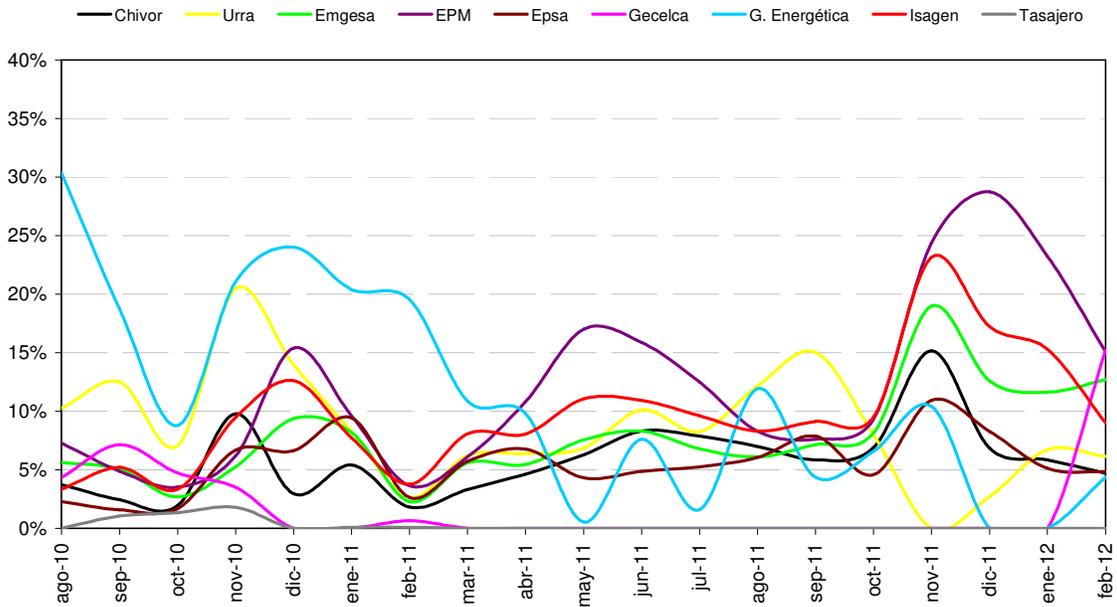
**Gráfico No 21-a**

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media  
Agosto 2010 - Febrero 2012**



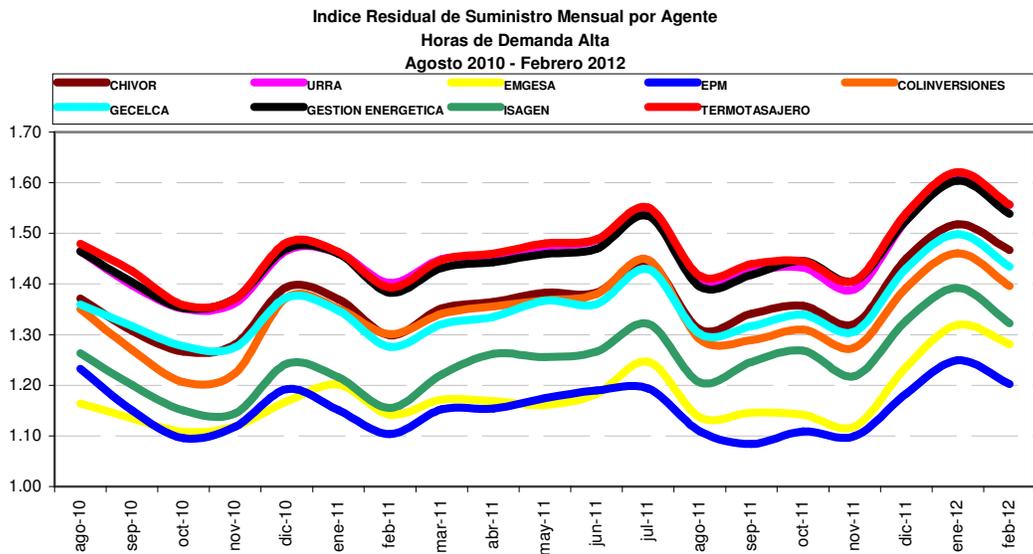
**Gráfico No 21-b**

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja  
Agosto 2010 - Febrero 2012**



**Gráfico No 21-c**

**3.3.6 Índice Residual de Suministro**



**Gráfico No 22**

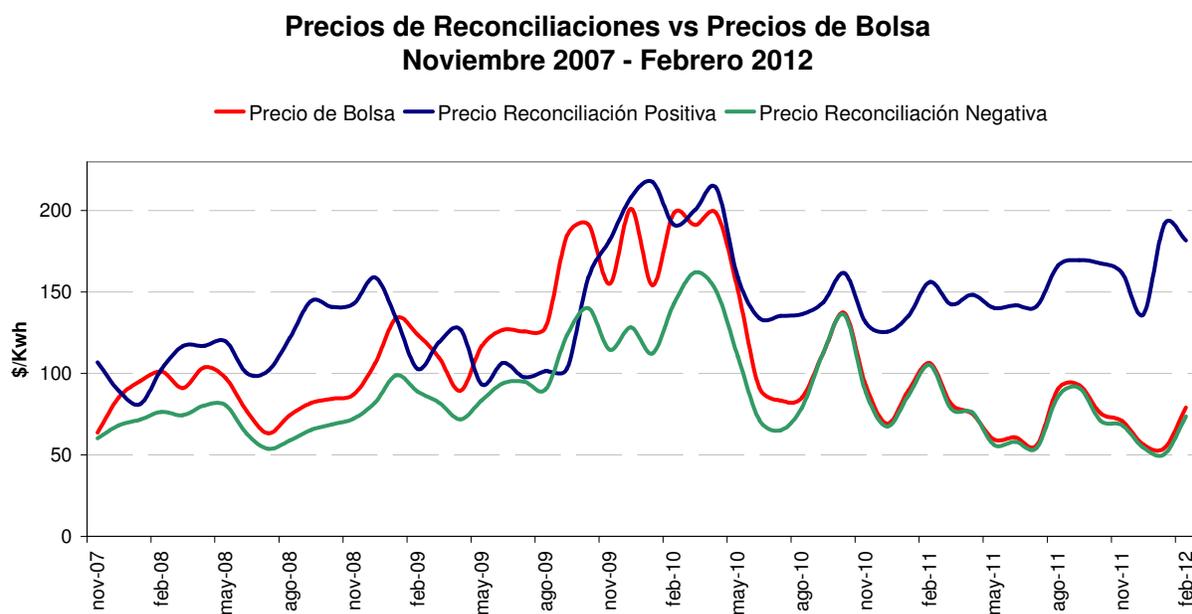
El gráfico No 22 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta en los últimos diez y ocho meses.

El índice residual de suministro corrobora la baja intensidad de poder de mercado. Quizás por la elevada disponibilidad de los activos de generación, aún los agentes de mayor tamaño, EPM y Emgesa, se ubican lejos de una posición pivotal en horas de alta demanda con márgenes por encima del 20%.

### 3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

#### 3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes.



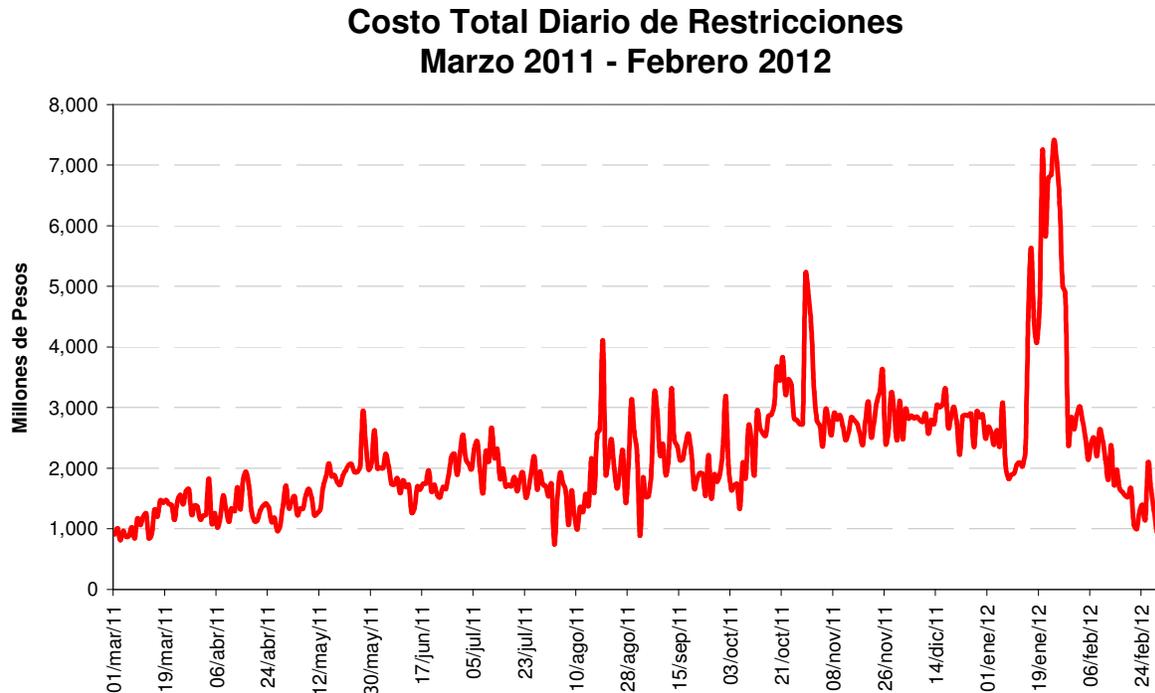
**Gráfico No 23**

En el periodo diciembre de 2011 – febrero 2012, el precio promedio de las reconciliaciones positivas aumentó considerablemente, debido a los efectos causados por la indisponibilidad de circuitos a la Costa Caribe y la necesidad de generar con combustibles líquidos a causa del daño presentado en el gasoducto de Promigas.

## 3.5 Comportamiento de Restricciones

### 3.5.1 Costo Total Diario de Restricciones

El gráfico No 24 presenta el costo total diario en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos doce meses.



**Gráfico No 24**

El costo de las restricciones corresponde al costo de las reconciliaciones, modificado con los alivios y/o cargos que se apliquen en cada caso, como por ejemplo los alivios de las rentas de congestión provenientes de las exportaciones de energía a Ecuador, o los cargos de generaciones de seguridad por razones preventivas de orden público.

El valor promedio mensual del costo de las reconciliaciones en enero ascendió a \$25/kWh y en febrero fue de \$12/kWh.

### 3.5.2 Costo Mensual de Restricciones

El gráfico No 25 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.



**Gráfico No 25**

En los meses de noviembre, diciembre de 2011 y enero de 2012, existió un cargo en el costo de las restricciones por valor de \$11,254.7 millones mensuales, provenientes de los ajustes contemplados en la resolución CREG 165 de 2010, para compensar los costos extras de la generación, por la sustitución con combustibles líquidos, del gas no suministrado por Ecopetrol a las plantas térmicas, en el evento del Niño 2010.

En febrero, con base a la resolución CREG 061 de 2007, se incluyó un alivio al costo de las restricciones por valor de \$24.960.6 millones, correspondientes al pago por parte de EPM, de la garantía por Cargo por Confiabilidad del proyecto Porce IV.

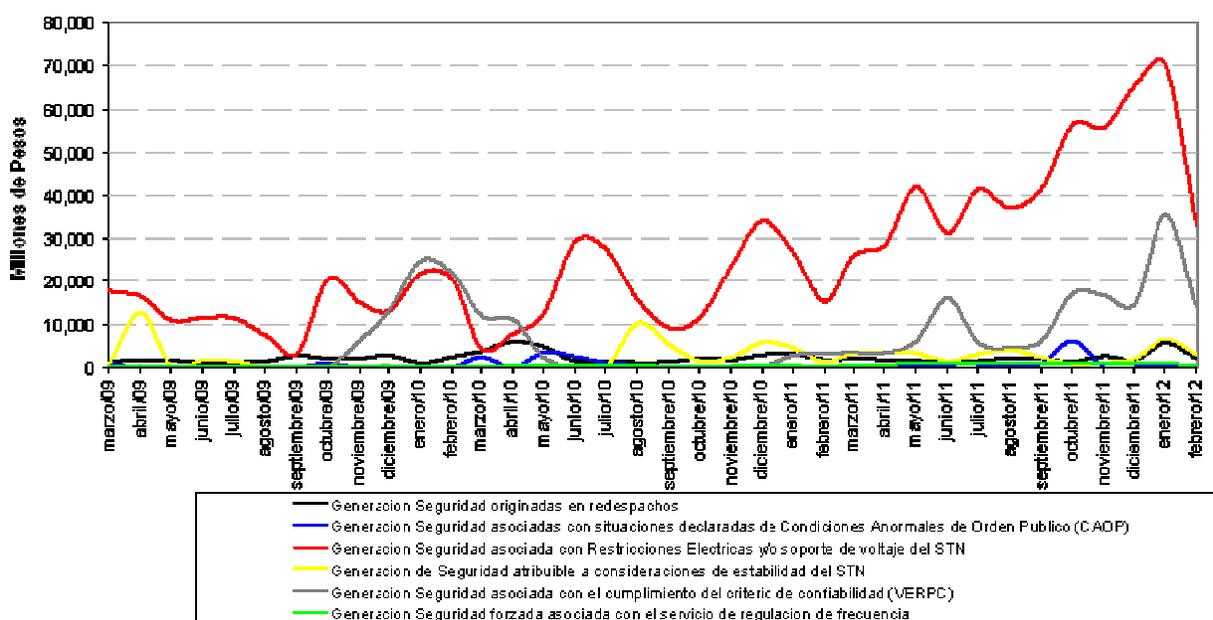
### 3.5.3 Costo de Restricciones por Causa

El gráfico No 26 presenta el costo mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema, identificadas por tipo de causa.

Desde mayo del 2010 las restricciones ocasionadas por las generaciones de seguridad asociadas con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN, se incrementaron paulatinamente hasta enero de 2012, fecha a partir de la cual se redujeron en un 50%, mostrando recuperación en la robustez del STN.

Merece destacarse otra restricción ocasionada por las generaciones de seguridad originadas en redespachos, la cual se ha venido incrementando a partir de septiembre de 2011, encontrando su máximo valor en enero de 2012, como consecuencia principalmente de los redespachos causados por incumplimiento en las ofertas de disponibilidad de algunos agentes térmicos a gas.

**Costo de Restricciones por Causa  
Marzo 2009 a Febrero 2012**



**Gráfico No 26**

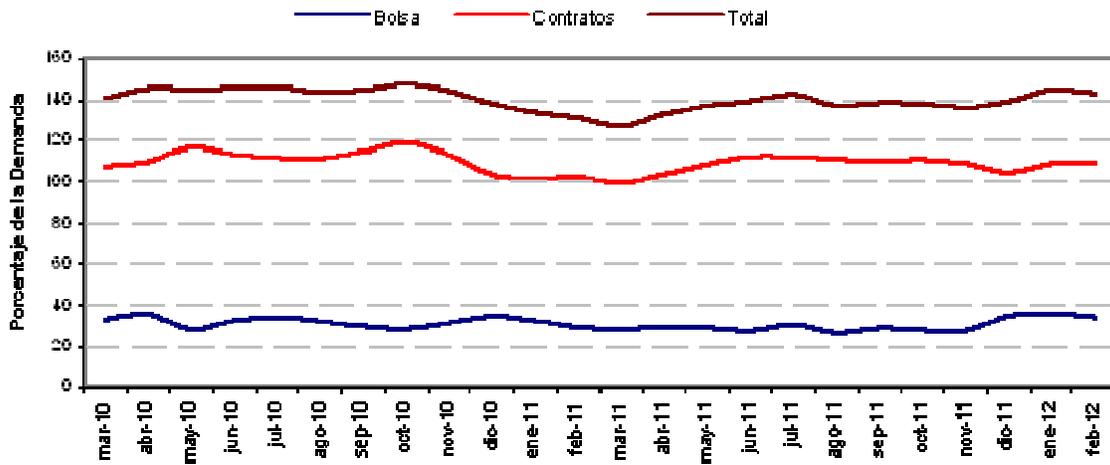
### 3.6 Mercado de Contratos

#### 3.6.1 Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 27 presenta a nivel mensual la evolución de la composición de bolsa vs contratos y el total (bolsa más contratos), como porcentaje de la demanda para el sistema total, para un periodo de tres años.

A partir de diciembre de 2011, las transacciones en bolsa como porcentaje de la demanda del sistema se han incrementando, aumentando la exposición al riesgo de los agentes comercializadores, pero al mismo tiempo, también han aumentado las transacciones en contratos bilaterales.

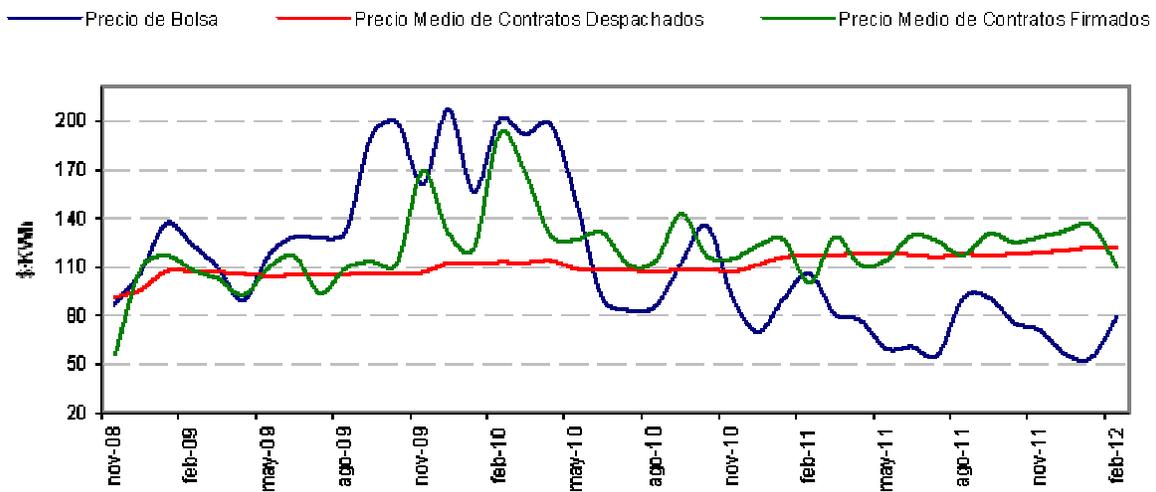
**Cubrimiento de Contratos  
Marzo 2010 a febrero 2012**



**Gráfico No 27**

**3.6.2 Precio Promedio de Contratos**

**Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa  
Noviembre 2008 a Febrero 2012**



**Gráfico No 28**

El gráfico No 28 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.

### 3.6.3 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 29 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de febrero de 2012, en intervalos de \$5/kWh. Se observa como el rango principal de contratación está entre \$130/kWh y \$140/kWh.

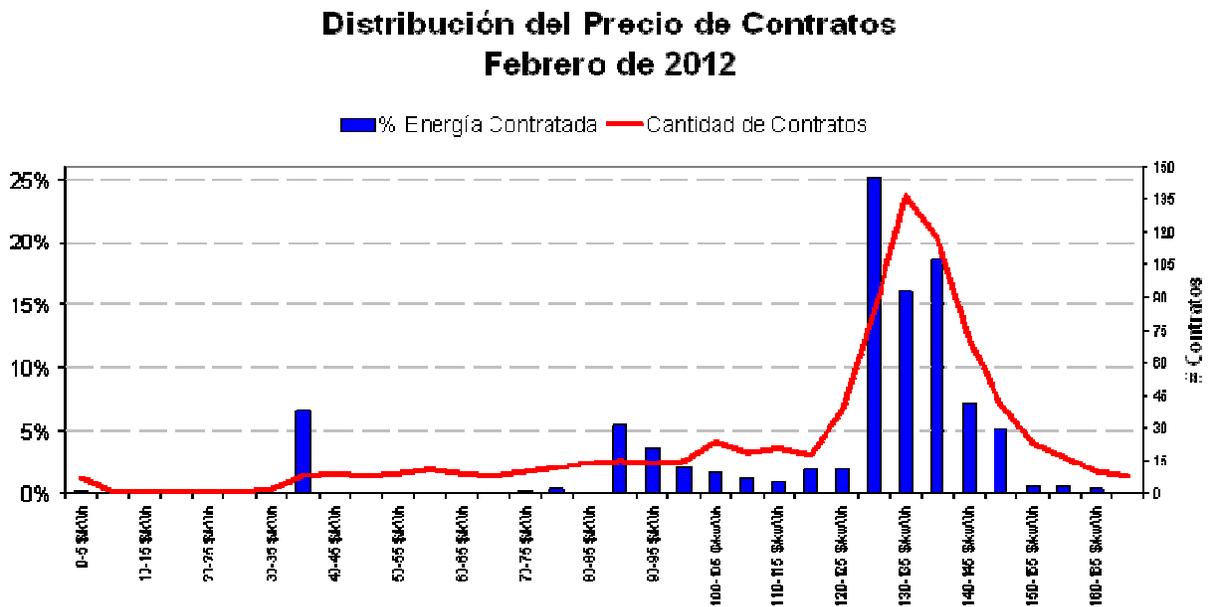
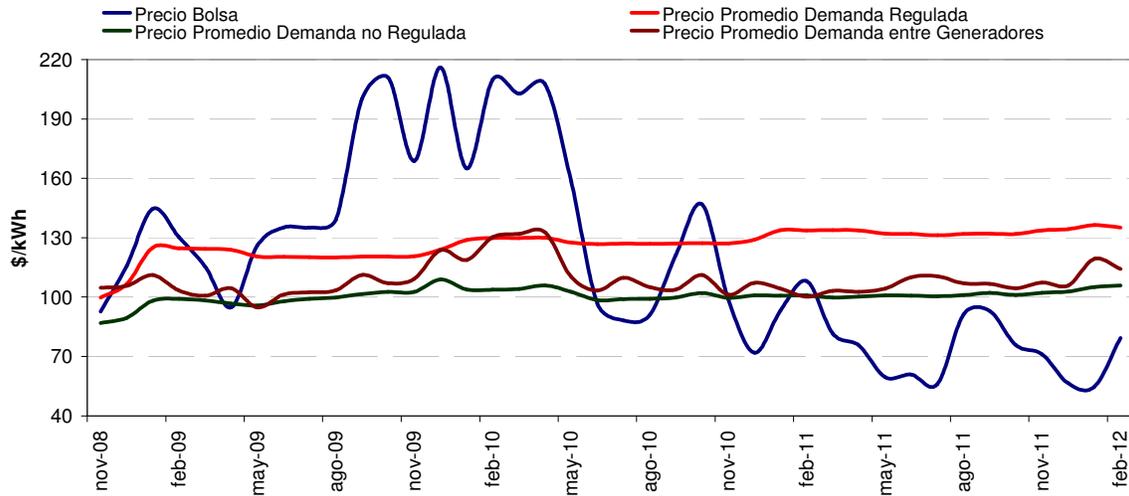


Gráfico No 29

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

El gráfico No 30 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, también se muestra independientemente el precio de los contratos entre agentes generadores, vs el precio de Bolsa, para los últimos 4 años.

**Precio de Contratos por Tipo de Demanda Servida  
Noviembre 2008 a Febrero 2012**

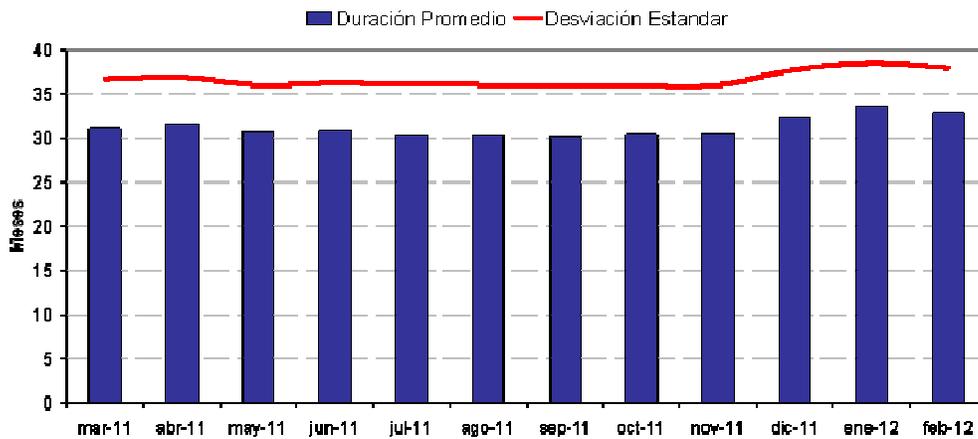


**Gráfico No 30**

**3.6.5 Duración de Contratos Vigentes**

El gráfico No 31 presenta a nivel mensual, el valor promedio de la duración de todos los contratos vigentes para el último año, así como la desviación estándar que ilustra la dispersión de esta variable. Es interesante notar como en los últimos meses la duración de los contratos se ha incrementado a 33 meses.

**Duración de Contratos Vigentes  
Marzo 2011 a Febrero 2012**



**Gráfico No 31**

### 3.6.6 Porcentaje de Demanda Futura Contratada

El gráfico No 32 presenta el porcentaje de demanda futura contratada, clasificado por tipo de demanda; regulada y no regulada, para los próximos cuatro años.

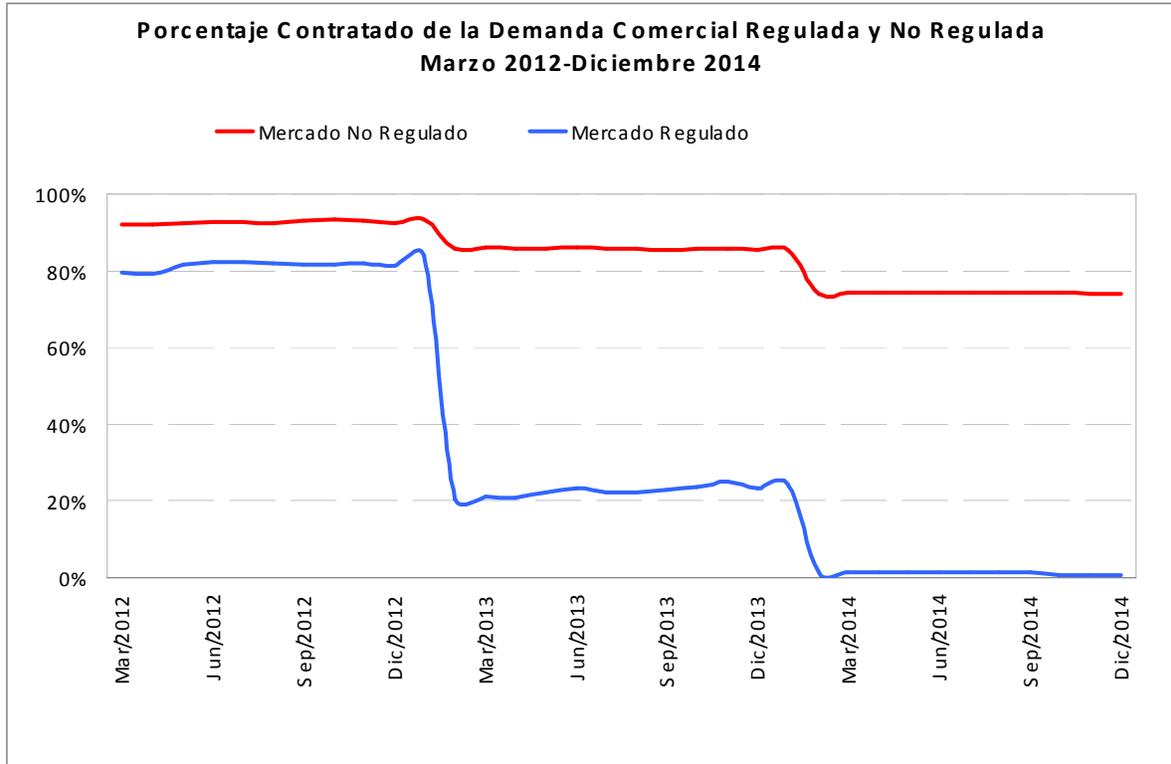


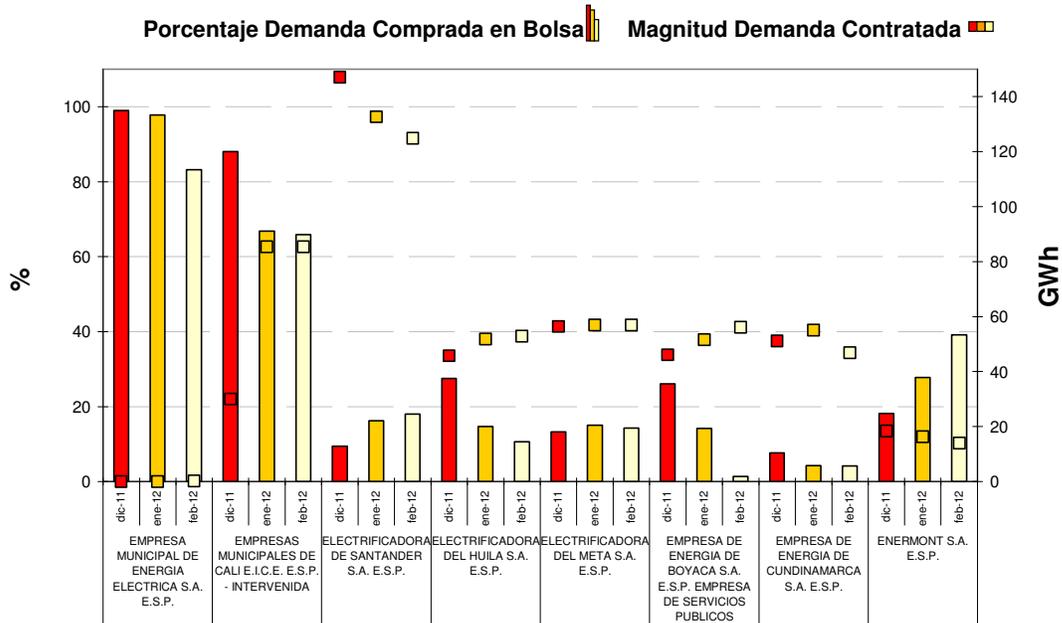
Gráfico No 32

### 3.6.7 Exposición de Comercializadores al Mercado Spot

El gráfico No 33 muestra el porcentaje mensual y la magnitud (GWh) de la demanda comercial comprada en bolsa en los últimos tres meses, para los agentes comercializadores con la mayor exposición.

Merece destacarse el caso de las Empresas Municipales de Cali, el cual alcanza una exposición a la bolsa superior al 60%.

**EXPOSICION COMERCIALIZADORES AL MERCADO**  
 Diciembre 2011 - Febrero 2012

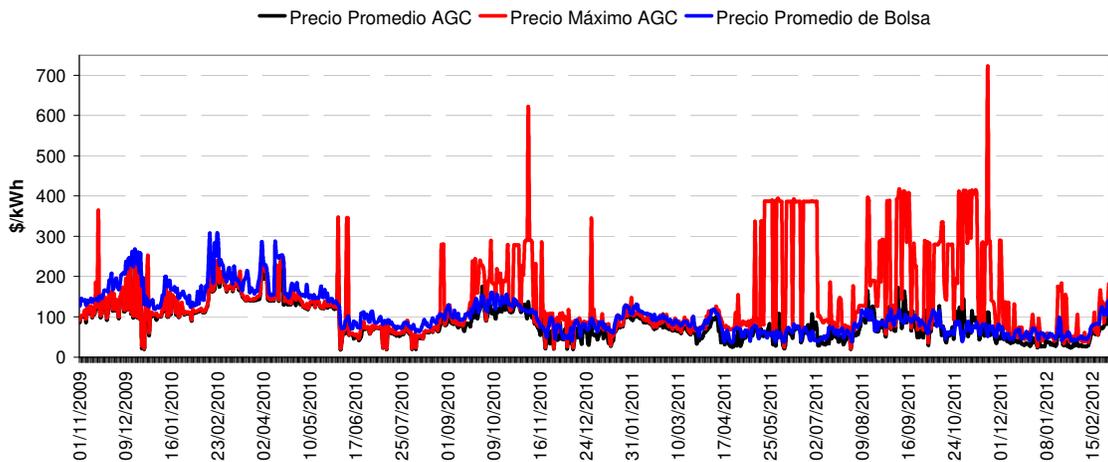


**Gráfico No 33**

### 3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

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

**PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA**  
 Noviembre de 2009 a Febrero 2012



**Gráfico No 34**



### Valor del AGC Mensual Marzo 2009 a Febrero 2012

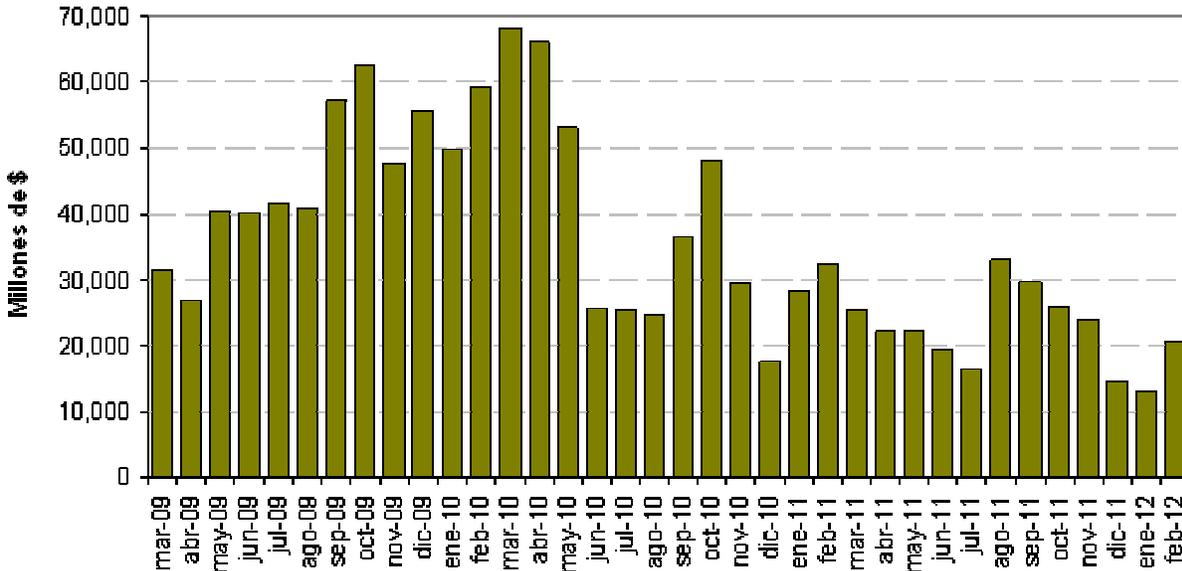


Gráfico No 36

### 3.8 Indicadores Operativos

La coordinación de la consignación de los equipos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, la realiza el CND con base en las siguientes definiciones que contempla la regulación de la operación:

- **Plan de Mantenimiento Programado:** Normalmente se refiere a la consignación de equipos para mantenimiento o desconexión, dentro de un plan programado con suficiente anticipación, el cual normalmente es de un semestre para la transmisión y un año para la generación.
- **Mantenimiento fuera del PSM:** Consignación de equipos fuera del Plan Semestral de Mantenimientos.
- **Emergencia:** Se autoriza la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo o instalación, cuando el estado del mismo ponga en peligro la seguridad de personas, equipos o instalaciones, previa declaración del agente.

### 3.8.1 Mantenimientos de Generación por Agente

El gráfico No 37 muestra el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

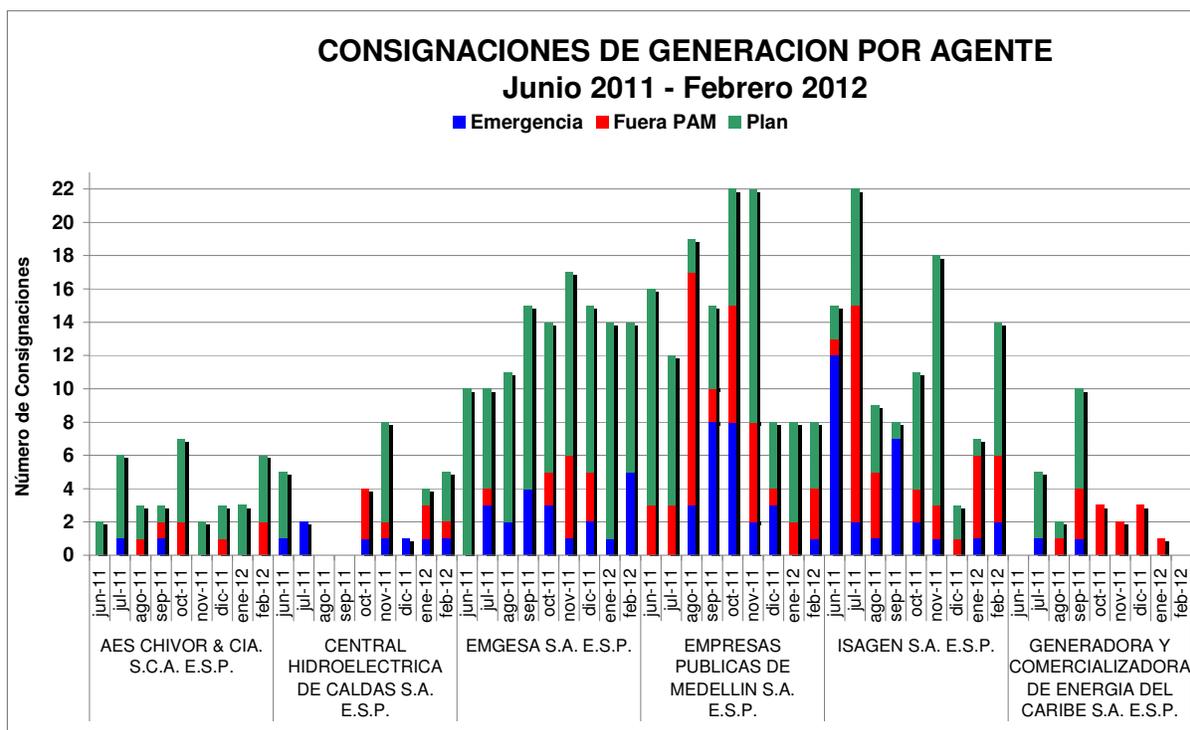
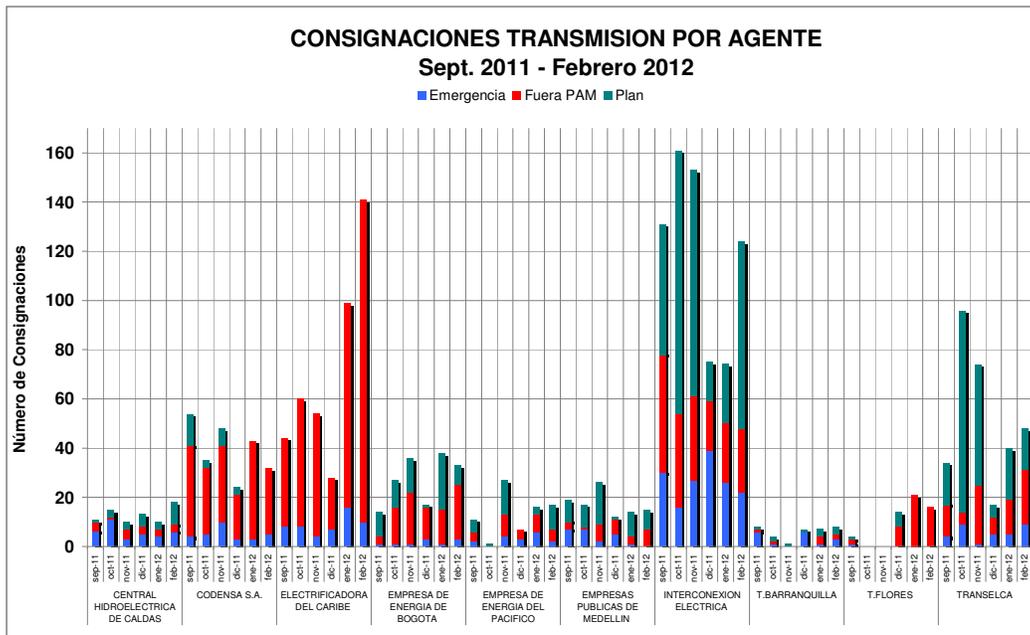


Gráfico No 37

### 3.8.2 Consignaciones de Transmisión por Agente

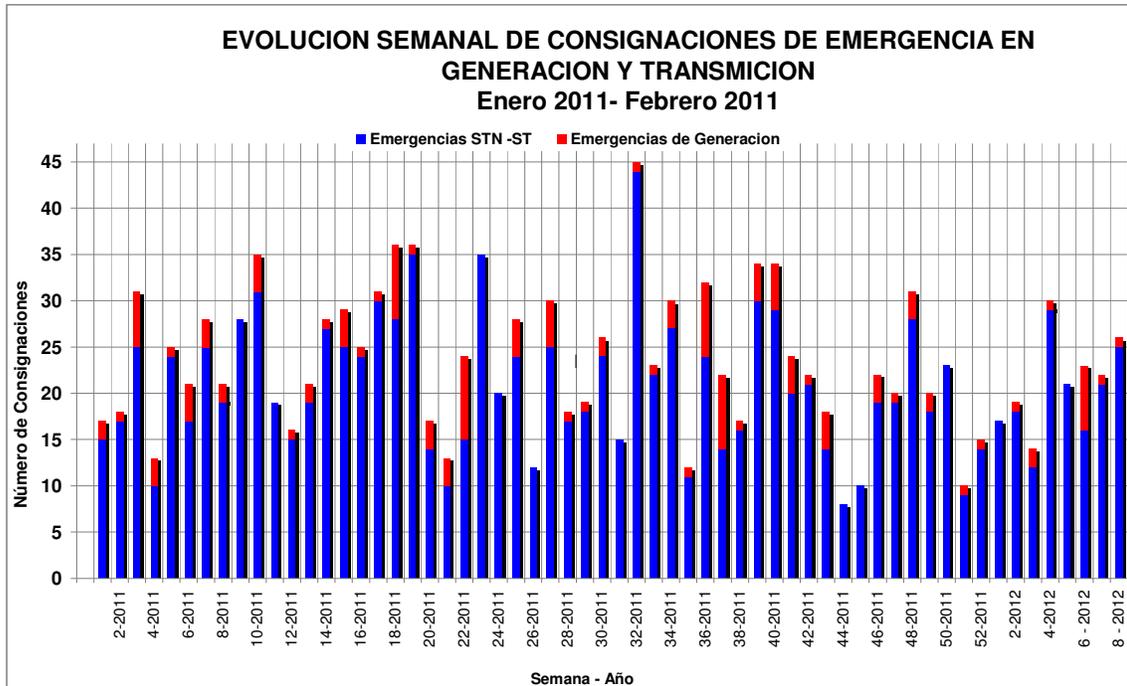
El gráfico No 38 muestra el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

Se observa como el alto número de las consignaciones de Electricaribe, influenciadas en parte por ser un área de operación caracterizada por condiciones especiales de salinidad y corrosión; por otra parte, la gran mayoría de los mantenimientos de Electricaribe se realizan fuera del plan de mantenimiento.



**Gráfico No 38**

### 3.8.3 Consignaciones de Emergencia en Generación y Transmisión



**Gráfico No 39**

El gráfico No 39 presenta la evolución semanal de las consignaciones de emergencia para generación y transmisión, para el último año.