

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 52 – 2010**

### **MODELACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD UNA APROXIMACIÓN MEDIANTE MODELOS VAR**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Septiembre 13 de 2010**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>MODELACIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD: UNA APROXIMACIÓN MEDIANTE MODELOS VAR .....</b>	<b>5</b>
2.1	CARACTERIZACIÓN DE LA SERIE .....	6
2.1.1	<i>Pruebas Econométricas sobre la Serie de Precios de la Electricidad.....</i>	<i>8</i>
2.1.2	<i>Modelos No Estructurales .....</i>	<i>11</i>
2.2	MODELO VAR .....	3
2.2.1	<i>Modelo Diario .....</i>	<i>5</i>
2.2.2	<i>Modelo Mensual .....</i>	<i>7</i>
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....</b>	<b>11</b>
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA .....	11
3.1.1	<i>Generación del Sistema .....</i>	<i>11</i>
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>11</i>
3.1.3	<i>Vertimientos.....</i>	<i>12</i>
3.1.4	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>13</i>
3.1.5	<i>Nivel de los Embalses .....</i>	<i>14</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA .....	14
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>14</i>
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado .....</i>	<i>15</i>
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos .....</i>	<i>16</i>
3.2.4	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>16</i>
3.2.5	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>17</i>
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	<i>18</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	19
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	<i>19</i>
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio .....</i>	<i>19</i>
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>20</i>
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica .....</i>	<i>21</i>
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa .....</i>	<i>22</i>
3.3.6	<i>Índice de Lerner.....</i>	<i>22</i>
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro .....</i>	<i>24</i>
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES .....	25
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>25</i>
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas .....</i>	<i>25</i>
3.4.3	<i>Costo de Reconciliaciones por Zonas.....</i>	<i>26</i>
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones .....</i>	<i>27</i>
3.5	MERCADO DE CONTRATOS .....	28
3.5.1	<i>Distribución del Precio de Contratos.....</i>	<i>28</i>

## Resumen Ejecutivo

Para el seguimiento del Mercado de Energía Mayorista es esencial contar con un modelo de predicción, que permita establecer si los precios observados en el mercado en un momento determinado se ubican en un rango razonable, en función del comportamiento de las principales variables que inciden sobre el mismo.

En el caso de la electricidad, la modelación de los precios es difícil, pues las sorpresas de oferta y demanda se trasladan directamente a los precios sin que medie ningún mecanismo de estabilización, como por ejemplo el almacenamiento. Como resultado, la función de distribución de los precios no sigue la distribución normal, como en la mayoría de los commodities y muestra colas más pesadas que recogen saltos extremos en precios o depresiones asociadas a restricciones de la red, hidrologías críticas, indisponibilidades de los generadores o comportamientos extremos de la demanda.

Hace algunos años el CSMEM parametrizó un modelo de precios con econometría de series de tiempo, en un proceso ARIMA. La limitación de este modelo es que se basa exclusivamente en la evolución del propio precio y no considera el comportamiento de otras variables fundamentales. Por tal razón, se emprendió el ejercicio de calibrar un Vector Autoregresivo - VAR, que mejore la explicación de los precios de bolsa. El presente informe aunque no presenta el modelo definitivo de predicción de precios, muestra los primeros resultados de los análisis formales de las variables que inciden en el precio de la energía y una primera especificación del VAR.

En segundo lugar, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. En julio de 2010 la generación total del SIN creció 2.7% y la generación térmica se redujo 15.9% con respecto a los niveles de junio. De otra parte, por primera vez en 12 meses, los aportes hídricos del SIN superaron los registros históricos, este comportamiento se explica por el fenómeno de la "Niña"; el nivel del embalse agregado del SIN continuó en forma lenta su proceso de recuperación, alcanzando a fin de agosto el 64% de la capacidad útil, aunque aún se encuentra cerca de 10 puntos porcentuales por debajo del promedio histórico del mes.

En julio, después de finalizar la mayoría de los mantenimientos de plantas que estaban represados, la reserva porcentual de potencia se recuperó considerablemente y en agosto mostró una ligera caída; en general se encuentra por debajo de los niveles históricos.

Los precios de bolsa desde junio redujeron su nivel promedio y se observa una ligera alza sostenida hacia el final del período de análisis; sin embargo, la volatilidad de los precios entre horas de alta y baja demanda continua siendo extremadamente alta.

En los últimos meses se retornó al comportamiento opuesto entre precios de bolsa y nivel de embalse agregado, el cual se había interrumpido en agosto del año pasado a raíz de la declaración de racionamiento en el mercado de gas. Por otra parte, el precio del gas en agosto presentó un nuevo incremento para alcanzar en promedio los US\$4/MBTU, sin embargo, este incremento no parece haber impactado los precios de la energía en bolsa.

En agosto, el precio de bolsa durante el 73% del tiempo lo marcaron plantas pertenecientes a Emgesa, Chivor y EPM. Las coincidencias de precio han estado dominadas por plantas hidráulicas, pertenecientes a estos agentes.

En julio los índices de Lerner en horas de alta demanda son relativamente bajos; no ocurre lo mismo para demanda media y baja de algunos agentes que alcanzan valores del 22% y 38% respectivamente, lo cual indica claramente un poder de mercado especial en estas franjas de carga.

# **1 Introducción**

El presente informe contiene dos partes: a) Modelación de los Precios de la Electricidad: Una Aproximación Mediante Modelos VAR y b) Análisis de desempeño del MEM, durante julio y agosto del 2010.

## **a) Modelación de los Precios de la Electricidad**

Se describe la modelación de los precios de la electricidad para el MEM mediante la aproximación con modelos de tipo Vector Autoregresivo - VAR, tal que mejore la explicación de los precios de bolsa obtenidos previamente con un modelo ARIMA. Aunque aún no se presenta el modelo definitivo de predicción de precios, se muestran los primeros resultados de los análisis formales de las variables que inciden en el precio de la energía y una primera especificación del modelo VAR.

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

Durante los últimos cinco años, el CSMEM ha desarrollado una serie de indicadores de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista relativos al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merece destacarse.

## **2 Modelación de los Precios de la Electricidad: Una Aproximación Mediante Modelos VAR**

Para el seguimiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) es esencial contar con un modelo de predicción, que permita establecer si los precios observados en el mercado en un momento determinado se ubican en un rango razonable, en función del comportamiento de las principales variables que inciden sobre el mismo. Solo con comparaciones de este tipo es posible inferir si en el mercado se están presentando situaciones anómalas, que deben estudiarse con mayor atención para validar o descartar eventuales situaciones de abuso de poder de mercado.

En general los precios de los commodities siguen procesos estocásticos imposibles de predecir. De hecho si estos precios respondieran a relaciones mecánicas y determinísticas, los agentes en el mercado podrían arbitrar, y capitalizar ganancias sin incurrir en riesgos. El precio de la energía eléctrica es aún más difícil de modelar porque no es posible almacenar el producto; el almacenamiento es una forma de suavizar la evolución de los precios, porque permite acumular mercancía en períodos de precios bajos para ofertarla en períodos de precios altos. En el caso de la electricidad, las sorpresas de oferta y demanda se trasladan directamente a los precios sin que medie ningún mecanismo de estabilización. Como resultado, la distribución de los precios (en logaritmos) no sigue una distribución normal, como en la mayoría de los commodities y muestra colas más pesadas que recogen saltos extremos en precios o depresiones asociadas a restricciones de la red, hidrologías críticas, indisponibilidades de los generadores o comportamientos extremos de la demanda.

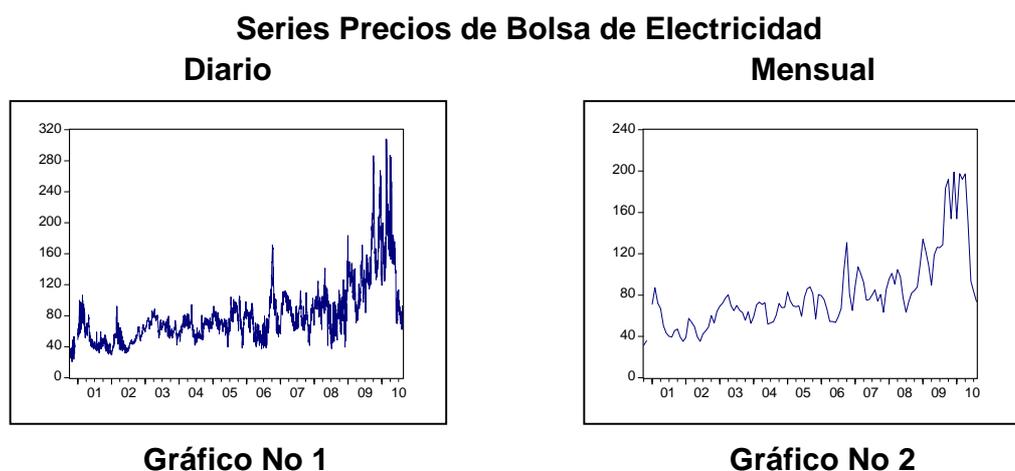
Hace algunos años el CSMEM parametrizó un modelo de precios con econometría de series de tiempo, en un proceso ARIMA. La limitación de este modelo es que se basa exclusivamente en la evolución del propio precio y no considera el comportamiento de otras variables fundamentales. Por lo anterior, en este informe se presentan los primeros resultados de un ejercicio para calibrar un Vector Autoregresivo (VAR), que mejore la explicación de los precios de bolsa. El informe no presenta aún el modelo definitivo que será objeto de una próxima entrega. No obstante, se incluyen los análisis formales de las variables que inciden en el precio de la energía y una primera especificación del VAR. Se espera en el modelo

definitivo, modelar los errores entre las observaciones y el VAR, con procesos estocásticos apropiados a las características de los mercados eléctricos.

## 2.1 Caracterización de la Serie

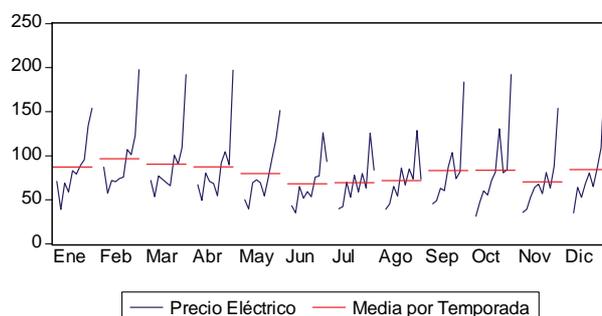
Antes de escoger la metodología de estimación más apropiada para modelar los precios de la electricidad en Colombia, es preciso realizar el análisis de la serie. En principio, se tomó el IPC a Agosto de 2010 con base de precios de Enero de 2008 para deflactar los precios tanto de la electricidad como del gas (que se tiene en cuenta como el sustituto del modelo). El precio del gas estaba en dólares, por lo tanto se usó la TRM diaria para pasar la serie a precios constantes.

En los gráficos No 1 y 2 se puede apreciar la serie de precios de la electricidad en periodicidad diaria y mensual. A priori, la serie parece tener un comportamiento relativamente estable alrededor de la media, salvo un importante incremento a finales del año 2008.



Sobre la estacionalidad de los precios, la media de los precios en cada mes es relativamente similar, por lo que no se encontró una regularidad estacional (un poco más alto el precio al principio de año que en los meses de mitad año, donde se reportan los precios más bajos en promedio). La tendencia de los precios parece por lo que se ve en el gráfico No 3 es creciente en el tiempo.

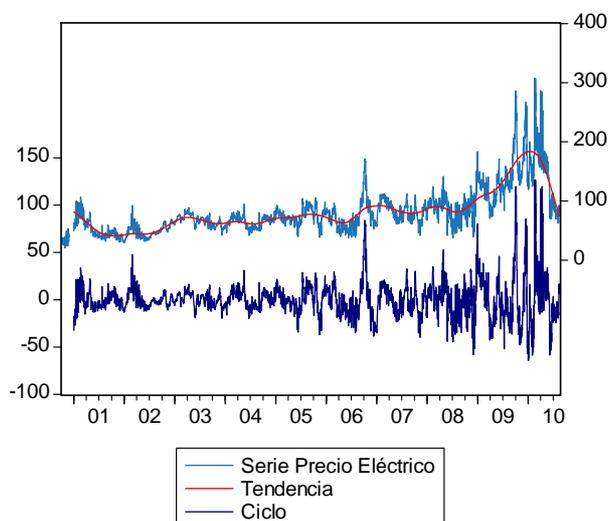
### Gráfico Estacional del Precio de la Electricidad



**Gráfico No 3**

Sin embargo, para tener una noción más clara sobre el comportamiento de la tendencia y los ciclos de la serie, se usó el filtro de Hodrick-Prescott<sup>1</sup>. Como se puede apreciar en el gráfico No 4, la tendencia no es creciente hasta el año 2008 como se había mencionado previamente, con una caída hacia el año 2010. El componente cíclico no reporta mayor información dada su alta frecuencia por ser datos diarios.

### Filtro de Hodrick-Prescott Serie Precios Electricidad Diarios



**Gráfico No 4**

El gráfico No 5 con periodicidad mensual reporta una información un poco más clara sobre la forma de la serie. La forma de la tendencia es creciente incluso antes de lo previsto en la serie diaria, ya que presenta un cambio hacia finales del

<sup>1</sup> El filtro de Hodrick-Prescott (1980) es una técnica estadística empleada para extraer el componente cíclico y de tendencia de una serie de tiempo.

año 2007. Sobre el componente cíclico, como se veía antes, los precios parecen más altos a principio de cada año. Sin embargo no parece presentar un componente estacional muy fuerte, ya que el precio es relativamente parecido alrededor de cada año, con la tendencia incremental en el tiempo anteriormente citada.

### Filtro de Hodrick-Prescott Serie Precios Electricidad Mensual

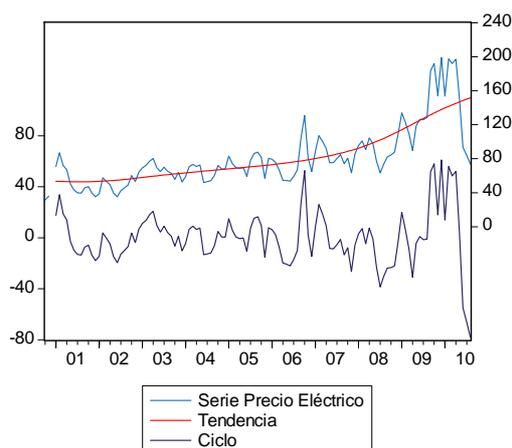


Gráfico No 5

#### 2.1.1 Pruebas Econométricas sobre la Serie de Precios de la Electricidad

Con el fin de modelar la serie, se realizaron en principio las pruebas econométricas pertinentes para determinar si la serie es o no estacionaria, de acuerdo a la metodología de Box-Jenkins.

Se realizaron las pruebas de Dickey Fuller Aumentada (ADF) para las series mensuales, diarias y la serie mensual desestacionalizada, como se puede apreciar en las tablas No 1, 2 y 3. En cada caso, se está corriendo la prueba tradicional, con drift y tendencia, y drift.

De acuerdo a los resultados obtenidos, la serie de precios de la electricidad no parece ser estacionaria, ya que no se rechaza la hipótesis nula en todos los casos de la prueba ADF tradicional (cuando se desestacionaliza la serie, en todos los modelos-tradicional, drift y drift con tendencia - la serie no es estacionaria). Asimismo, cuando la serie se diferencia<sup>2</sup> una vez, la serie se vuelve estacionaria, derivando en un proceso integrado de orden 1, que constituye a su vez una

---

<sup>2</sup> Se entiende por diferencia cuando se resta de la observación en t la observación en t-1 rezagada.

caminata aleatoria o “random walk<sup>3</sup>”. De este modo, al tratarse del precio de bolsa de la electricidad y al comportarse como un random walk, se supone que su carácter estocástico impide la posibilidad de predecir perfectamente el precio futuro de la electricidad (además, este depende de la hidrología que a su vez es estocástica y de difícil pronóstico).

En esta medida, se establece la necesidad de generar modelos estructurales que tengan en cuenta otro tipo de variables y su relación con el precio de la electricidad. Sin embargo, se estimaron modelos no estructurales, fundamentados en las técnicas básicas de serie de tiempo.

**Tabla No 1 - Prueba Dickey Fuller para las Series Diarias**

Serie	Estadístico ADF	Estadístico ADF con drift	Estadístico ADF con drift y tendencia	Orden de Integración ADF	Orden de Integración ADF con drift	Orden de Integración con drift y tendencia
<b>En Niveles</b>						
PRECIO BOLSA(\$/KWH)	-0.995962	-2.585827*	-3.714794	I(1)	I(1)	I(0)
DEMANDA REAL (KWH)	-0.406966	-2.146283	-1.454211	I(1)	I(1)	I(1)
NIVEL EMBALSE(%)	-1.088216	-3.258367*	-3.256767*	I(1)	I(0)	I(0)
RECONQUILAJACION POSITIVA (KWH)	-3.782282***	-10.33154***	-10.58970***	I(0)	I(0)	I(0)
RECONQUILAJACION NEGATIVA (KWH)	-9.123578***	-11.77494***	-11.78630***	I(0)	I(0)	I(0)
AFORTES HIDROELECTRICOS EN ENERGIA (KWH)	-0.226146	-1.723718	-0.612027	I(1)	I(1)	I(1)
DISPONIBILIDAD COMERCIAL (KWH)	-4.851838***	-11.18675***	-11.13720***	I(0)	I(0)	I(0)
CAPACIDAD INSTALADA (KW)	-0.314433	-1.260223	-2.076602	I(1)	I(1)	I(1)
PRECIO GAS\$/MBTU	0.019617	-1.506730	-1.644540	I(1)	I(1)	I(1)
MARGEN DE CAPACIDAD (KW)	0.225588	-2.127813	-4.865691***	I(1)	I(1)	I(0)
RATIO RECONQUILAJACION POSITIVA	-4.060930***	-9.847673***	-10.33389***	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONQUILAJACION NEGATIVA	-2.133380**	-11.50600***	-11.63801***	I(0)	I(0)	I(0)
<b>En Primeras Diferencias</b>						
D.PRECIO BOLSA(\$/KWH)	-11.32785***	-11.27716***	-11.22668***	I(0)	I(0)	I(0)
D.DEMANDA REAL (KWH)	-10.53694***	-10.43938***	-10.63629***	I(0)	I(0)	I(0)
D.NIVEL EMBALSE(%)	-9.360091***	-9.319556***	-9.353500***	I(0)	I(0)	I(0)
D.RECONQUILAJACION POSITIVA (KWH)	-8.886127***	-8.865364***	-8.863578***	I(0)	I(0)	I(0)
D.RECONQUILAJACION NEGATIVA (KWH)	-10.46184***	-10.40864***	-10.35506***	I(0)	I(0)	I(0)
D.AFORTES HIDROELECTRICOS EN ENERGIA (KWH)	-10.64577***	-10.58717***	-10.84076***	I(0)	I(0)	I(0)
D.DISPONIBILIDAD COMERCIAL (KWH)	-8.807784***	-8.767663***	-8.730976***	I(0)	I(0)	I(0)
D.CAPACIDAD INSTALADA (KW)	-21.35900***	-21.26458***	-21.26648***	I(0)	I(0)	I(0)
D.PRECIO GAS\$/MBTU	-6.048170***	-6.007747***	-5.949910***	I(0)	I(0)	I(0)
D.MARGEN DE CAPACIDAD (KW)	-12.03948***	-11.96483***	-12.07952***	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONQUILAJACION POSITIVA	-8.421374***	-8.408980***	-8.422595***	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONQUILAJACION NEGATIVA	-10.89154***	-10.83759***	-10.78024***	I(0)	I(0)	I(0)

Fuente: CSMEM

\* Significativo al 90%

\*\* Significativo al 95%

\*\*\* Significativo al 99%

[1] Para regresiones con el número de observaciones como las planteadas para el estadístico ADF, valores cercanos a 2 en el estadístico DW muestran que no hay evidencia estadística

[2] Se determina estacionario al 95% de confianza

<sup>3</sup> Si se calcula la primera diferencia de una serie y ésta se vuelve estacionaria, se dice entonces que la misma está integrada de orden I(1), random walk.

**Tabla No 2 - Prueba Dickey Fuller para las Series Mensuales**

Serie	Estadístico ADF	Estadístico ADF con drift	Estadístico ADF con drift y tendencia	Orden de Integración ADF	Orden de Integración ADF con drift	Orden de Integración con drift y tendencia
<b>En Niveles</b>						
PRECIO BOLSA(\$/KWH)	-0.995962	-2.585827*	-3.714794	I(1)	I(1)	I(0)
DEMANDA REAL (KWH)	-0.406966	-2.146283	-1.454211	I(1)	I(1)	I(1)
NIVEL EMBALSE(%)	-1.088216	-3.258367**	-3.256767*	I(1)	I(0)	I(0)
RECONCILIACION POSITIVA (KWH)	-3.782282**	-10.33154**	-10.58970**	I(0)	I(0)	I(0)
RECONCILIACION NEGATIVA (KWH)	-9.123578**	-11.77494**	-11.78630**	I(0)	I(0)	I(0)
APORTES HIDROELECTRICOS EN ENERGIA (KWH)	-0.226146	-1.723718	-0.612027	I(1)	I(1)	I(1)
DISPONIBILIDAD COMERCIAL (KWH)	-4.851838**	-11.18675**	-11.13720**	I(0)	I(0)	I(0)
CAPACIDAD INSTALADA (KW)	-0.314433	-1.260223	-2.076602	I(1)	I(1)	I(1)
PRECIO GAS\$/MBTU	0.019617	-1.506730	-1.644540	I(1)	I(1)	I(1)
MARGEN DE CAPACIDAD(KW)	0.225588	-2.127813	-4.865691**	I(1)	I(1)	I(0)
RATIO RECONCILIACION POSITIVA	-4.060930**	-9.847673**	-10.33389**	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONCILIACION NEGATIVA	-2.133380**	-11.50600**	-11.63801**	I(0)	I(0)	I(0)
<b>En Primeras Diferencias</b>						
D.PRECIO BOLSA(\$/KWH)	-11.32785**	-11.27716**	-11.22668**	I(0)	I(0)	I(0)
D.DEMANDA REAL (KWH)	-10.53694**	-10.43938**	-10.63629**	I(0)	I(0)	I(0)
D.NIVEL EMBALSE(%)	-9.360091**	-9.319556**	-9.353500**	I(0)	I(0)	I(0)
D.RECONCILIACION POSITIVA (KWH)	-8.886127**	-8.865364**	-8.863578**	I(0)	I(0)	I(0)
D.RECONCILIACION NEGATIVA (KWH)	-10.46184**	-10.40864**	-10.35506**	I(0)	I(0)	I(0)
D.APORTES HIDROELECTRICOS EN ENERGIA (KWH)	-10.64577**	-10.58717**	-10.84076**	I(0)	I(0)	I(0)
D.DISPONIBILIDAD COMERCIAL (KWH)	-8.807784**	-8.767663**	-8.730976**	I(0)	I(0)	I(0)
D.CAPACIDAD INSTALADA (KW)	-21.35900**	-21.26458**	-21.26648**	I(0)	I(0)	I(0)
D.PRECIO GAS\$/MBTU	-6.048170**	-6.007747**	-5.949910**	I(0)	I(0)	I(0)
D.MARGEN DE CAPACIDAD(KW)	-12.03948**	-11.96483**	-12.07952**	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONCILIACION POSITIVA	-8.421374**	-8.408980**	-8.422595**	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONCILIACION NEGATIVA	-10.89154**	-10.83759**	-10.78024**	I(0)	I(0)	I(0)

Fuente: CSMEM

\* Significativo al 90%

\*\* Significativo al 95%

\*\*\* Significativo al 99%

[1] Para regresiones con el número de observaciones como las planteadas para el estadístico ADF, valores cercanos a 2 en el estadístico DW muestran que no hay evidencia estadística

[2] Se determina estacionario al 95% de confianza

**Tabla No 3 - Prueba Dickey Fuller para las Series Mensuales desestacionalizados.**

Serie	Estadístico ADF	Estadístico ADF con drift	Estadístico ADF con drift y tendencia	Orden de Integración ADF	Orden de Integración ADF con drift	Orden de Integración con drift y tendencia
<b>En Niveles</b>						
PRECIO BOLSA(\$/KWH)	-0.623682	-2.447715	-3.420486*	I(1)	I(1)	I(1)
DEMANDA REAL (KWH)	3.951225	-1.231036	-3.804119**	I(1)	I(1)	I(0)
NIVEL EMBALSE(%)	-0.992324	-2.870910*	-2.561138	I(1)	I(1)	I(1)
RECONCILIACION POSITIVA (KWH)	-3.371708**	-9.905007**	-10.13817**	I(0)	I(0)	I(0)
RECONCILIACION NEGATIVA (KWH)	-5.397171**	-11.83271**	-11.82965**	I(0)	I(0)	I(0)
APORTES HIDROELECTRICOS EN ENERGIA (KWH)	-0.493914	-4.912981**	-5.020163**	I(1)	I(0)	I(0)
DISPONIBILIDAD COMERCIAL (KWH)	-4.523085**	-10.73614**	-10.69147**	I(0)	I(0)	I(0)
CAPACIDAD INSTALADA (KW)	-0.147879	-1.531530	-2.224591	I(1)	I(1)	I(1)
PRECIO GAS\$/MBTU	0.059625	-1.498042	-1.633614	I(1)	I(1)	I(1)
MARGEN DE CAPACIDAD(KW)	-8.035134**	-1.708349	-1.936891	I(0)	I(1)	I(1)
RATIO RECONCILIACION POSITIVA	-3.570157**	-9.391345**	-9.855680**	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONCILIACION NEGATIVA	-5.592577**	-11.54072**	-11.65773**	I(0)	I(0)	I(0)
<b>En Primeras Diferencias</b>						
D.PRECIO BOLSA(\$/KWH)	-11.34204**	-11.30159**	-11.26663**	I(0)	I(0)	I(0)
D.DEMANDA REAL (KWH)	-14.61476**	-9.183039**	-9.216435**	I(0)	I(0)	I(0)
D.NIVEL EMBALSE(%)	-10.53884**	-10.49606**	-10.61243**	I(0)	I(0)	I(0)
D.RECONCILIACION POSITIVA (KWH)	-9.388079**	-9.359208**	-9.346879**	I(0)	I(0)	I(0)
D.RECONCILIACION NEGATIVA (KWH)	-9.850216**	-9.798185**	-9.745099**	I(0)	I(0)	I(0)
D.APORTES HIDROELECTRICOS EN ENERGIA (KWH)	-9.046495**	-8.999164**	-8.986648**	I(0)	I(0)	I(0)
D.DISPONIBILIDAD COMERCIAL (KWH)	-8.930133**	-8.889593**	-8.862074**	I(0)	I(0)	I(0)
D.CAPACIDAD INSTALADA (KW)	-19.93192**	-19.83199**	-19.76807**	I(0)	I(0)	I(0)
D.PRECIO GAS\$/MBTU	-6.029135**	-5.986218**	-5.927361**	I(0)	I(0)	I(0)
D.MARGEN DE CAPACIDAD(KW)	-2.060766**	-13.16563**	-13.35262**	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONCILIACION POSITIVA	-9.097778**	-9.075718**	-9.078744**	I(0)	I(0)	I(0)
RATIO RECONCILIACION NEGATIVA	-10.19608**	-10.14231**	-10.08614**	I(0)	I(0)	I(0)

Fuente: CSMEM

\* Significativo al 90%

\*\* Significativo al 95%

\*\*\* Significativo al 99%

[1] Para regresiones con el número de observaciones como las planteadas para el estadístico ADF, valores cercanos a 2 en el estadístico DW muestran que no hay evidencia estadística

[2] Se determina estacionario al 95% de confianza

## 2.1.2 Modelos No Estructurales

Lo primero que se estima son los correlogramas respectivos para cada periodicidad de la serie de precios eléctricos, como se puede apreciar en las tablas No 4, 5 y 6. Para cada una de las tablas, el correlograma de la izquierda corresponde a la serie en niveles, mientras que el de la derecha corresponde a la primera diferencia.

**Tabla No 4 - Correlograma Serie de Precios de Electricidad Diario**

Autocorrelation		Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob	Autocorrelation		Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.970	0.970	3361.1	0.000				1	-0.213	-0.213	161.66	0.000		
		2	0.953	0.198	6604.3	0.000				2	-0.027	-0.076	164.23	0.000		
		3	0.937	0.067	9742.9	0.000				3	-0.064	-0.091	178.97	0.000		
		4	0.925	0.082	12804.	0.000				4	0.007	-0.032	179.13	0.000		
		5	0.913	0.022	15784.	0.000				5	-0.038	-0.055	184.19	0.000		
		6	0.903	0.048	18699.	0.000				6	-0.051	-0.085	193.60	0.000		
		7	0.896	0.076	21570.	0.000				7	0.155	0.125	280.01	0.000		
		8	0.880	-0.129	24338.	0.000				8	-0.066	-0.019	295.71	0.000		
		9	0.867	0.013	27030.	0.000				9	-0.055	-0.072	306.48	0.000		
		10	0.858	0.066	29667.	0.000				10	-0.044	-0.065	313.44	0.000		
		11	0.852	0.058	32265.	0.000				11	-0.008	-0.054	313.69	0.000		
		12	0.846	0.046	34827.	0.000				12	0.010	-0.014	314.03	0.000		
		13	0.839	0.009	37350.	0.000				13	-0.032	-0.041	317.66	0.000		
		14	0.834	0.036	39845.	0.000				14	0.130	0.086	378.38	0.000		
		15	0.822	-0.086	42269.	0.000				15	0.000	0.050	378.38	0.000		

**Tabla No 5 - Correlograma Serie de Precios de Electricidad Mensual**

Autocorrelation		Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob	Autocorrelation		Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.883	0.883	95.186	0.000				1	-0.047	-0.047	0.2630	0.608		
		2	0.777	-0.016	169.40	0.000				2	-0.084	-0.086	1.1253	0.570		
		3	0.675	-0.036	225.90	0.000				3	-0.176	-0.186	4.9552	0.175		
		4	0.596	0.048	270.43	0.000				4	0.013	-0.016	4.9758	0.290		
		5	0.484	-0.195	300.05	0.000				5	0.057	0.026	5.3856	0.371		
		6	0.342	-0.223	314.99	0.000				6	-0.059	-0.091	5.8323	0.442		
		7	0.298	0.369	326.39	0.000				7	-0.025	-0.029	5.9126	0.550		
		8	0.271	0.039	335.90	0.000				8	0.041	0.042	6.1286	0.633		
		9	0.254	-0.010	344.33	0.000				9	0.072	0.048	6.7976	0.658		
		10	0.195	-0.109	349.37	0.000				10	-0.010	-0.007	6.8105	0.743		
		11	0.171	0.029	353.26	0.000				11	-0.045	-0.014	7.0732	0.793		
		12	0.179	0.011	357.58	0.000				12	0.080	0.101	7.9262	0.791		
		13	0.181	0.082	362.01	0.000				13	0.045	0.047	8.1985	0.830		
		14	0.159	-0.031	365.46	0.000				14	-0.014	-0.004	8.2249	0.877		
		15	0.132	0.011	367.87	0.000				15	-0.026	0.026	8.3195	0.910		

**Tabla No 6 - Correlograma Serie de Precios de Electricidad Mensual desestacionalizada**

Autocorrelation		Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob	Autocorrelation		Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.909	0.909	100.92	0.000				1	-0.057	-0.057	0.3926	0.531		
		2	0.819	-0.045	183.52	0.000				2	-0.101	-0.104	1.6287	0.443		
		3	0.724	-0.078	248.65	0.000				3	-0.169	-0.184	5.1611	0.160		
		4	0.655	0.097	302.44	0.000				4	0.033	-0.004	5.2927	0.259		
		5	0.535	-0.347	338.54	0.000				5	0.053	0.018	5.6459	0.342		
		6	0.394	-0.208	358.37	0.000				6	-0.042	-0.067	5.8673	0.438		
		7	0.318	0.375	371.36	0.000				7	-0.081	-0.080	6.7048	0.460		
		8	0.280	0.111	381.50	0.000				8	0.031	0.021	6.8321	0.555		
		9	0.272	0.165	391.18	0.000				9	0.110	0.082	8.3931	0.495		
		10	0.217	-0.193	397.38	0.000				10	0.069	0.067	9.0238	0.530		
		11	0.170	-0.269	401.25	0.000				11	-0.113	-0.073	10.721	0.467		
		12	0.172	0.217	405.25	0.000				12	-0.069	-0.038	11.360	0.498		
		13	0.182	-0.006	409.75	0.000				13	0.051	0.041	11.705	0.552		
		14	0.171	0.040	413.74	0.000				14	0.036	-0.007	11.878	0.616		
		15	0.153	0.376	416.97	0.000				15	-0.008	-0.008	11.887	0.688		

Para cada uno de los escenarios de periodicidad planteados, en principio no se puede determinar ninguna estructura tipo ARIMA, ya que la serie en niveles no es estacionaria (por lo tanto no es susceptible de ser modelada por una estructura ARMA) y la serie en primeras diferencias no rechaza la hipótesis nula para los primeros 15 rezagos tanto en la función de autocorrelación como la de correlación parcial. Sin embargo, se procedió a modelar las estructuras ARIMA más básicas y ver que tan bien se ajustan de acuerdo a los criterios de información Akaike (AIC) (1974) y Schwarz (BIC) (1978).

**Tabla No 7 - Modelos ARIMA Precios Diarios**

Modelo Tipo ARIMA(p,d,q)	Coefficiente AR	Coefficiente MA	Constante	AIC	BIC
ARMA(1,0,0)	0.9706163***		80.32261***	26108.91	26127.45
ARMA(0,0,1)		0.8282962***	81.01628***	32627.1	32645.64
ARMA(1,0,1)	0.9837151***	-0.240787***	79.97099***	25941.67	25966.39
ARMA(1,1,0)	-0.212835***		0.0137641	25976.81	25995.35
ARMA(0,1,1)		-0.2525275***	.0134394	25949.29	25967.83
ARMA(1,1,1)	0.4070156***	-0.6387464***	.0121953	25921.78	25946.5

Fuente: CSMBM  
 \* Significativo al 90%  
 \*\* Significativo al 95%  
 \*\*\* Significativo al 99%

**Tabla No 8 - Modelos ARIMA Precios Mensuales**

Modelo Tipo ARIMA(p,d,q)	Coefficiente AR	Coefficiente MA	Constante	AIC	BIC
ARMA(1,0,0)	0.8902135***		77.37833***	1003.815	1012.127
ARMA(0,0,1)		0.7285178***	80.61058***	1097.116	1105.428
ARMA(1,0,1)	0.8878811***	0.0113379	77.43068***	1005.802	1016.885
ARMA(1,1,0)	-0.0606281		.0507368	989.7744	998.0351
ARMA(0,1,1)		-0.0687641	0.0513118	989.7226	997.9834
ARMA(1,1,1)	0.7958978***	-1.000002	0.6472325***	983.043	994.0574

Fuente: CSMBM  
 \* Significativo al 90%  
 \*\* Significativo al 95%  
 \*\*\* Significativo al 99%

**Tabla No 9: Modelos ARIMA Precios Mensuales Desestacionalizados**

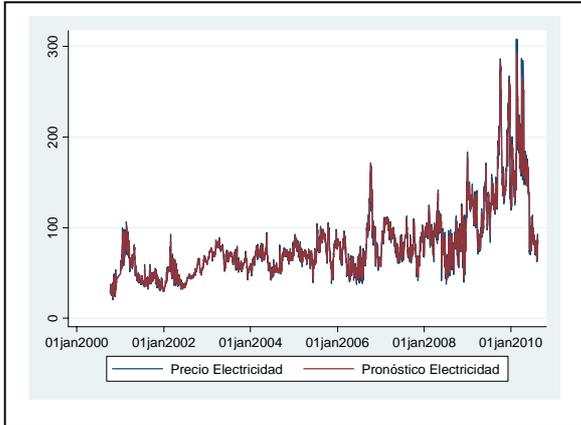
Modelo Tipo ARIMA(p,d,q)	Coefficiente AR	Coefficiente MA	Constante	AIC	BIC
ARMA(1,0,0)	0.9183417***		77.37494***	970.4105	978.7479
ARMA(0,0,1)		0.7845461***	80.48185***	1087.145	1095.483
ARMA(1,0,1)	0.9214099***	-0.0199175	77.2958***	972.3742	983.4907
ARMA(1,1,0)	-0.057803		0.4759642	964.9178	973.2298
ARMA(0,1,1)		-0.0693157	0.4765465	964.8468	973.1588
ARMA(1,1,1)	0.8097899***	-1***	.7337544***	956.3103	964.6224

Fuente: CSMBM  
 \* Significativo al 90%  
 \*\* Significativo al 95%  
 \*\*\* Significativo al 99%

Basado en los resultados de las tablas No 7, 8 y 9, la mejor especificación corresponde para todos los casos al ARIMA(1,1,1), debido a que los criterios de información AIC y BIC resultaron para este caso ser lo más bajos, por lo tanto resultando en la mejor especificación para cada periodicidad. En los gráficos No 6, 7 y 8 expuestos a continuación se pueden ver las series pronosticadas tanto para nivel diario como mensual.

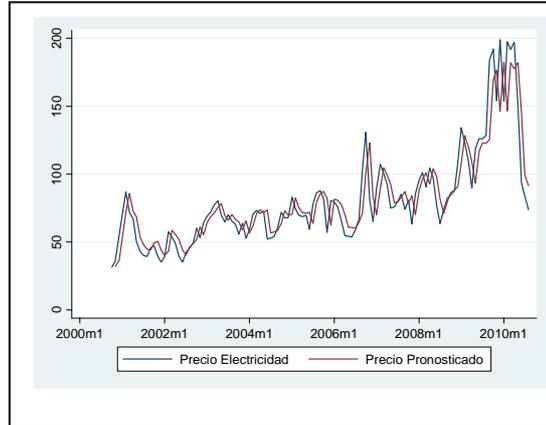
## Series de Pronóstico

### Diario



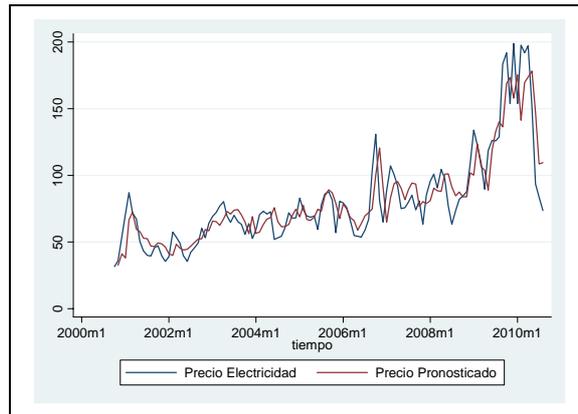
**Gráfico No 6**

### Mensual



**Gráfico No 7**

## Serie Pronóstico Mensual Desestacionalizada



**Gráfico No 8**

El último acercamiento que se va a realizar sobre modelos no estructurales es a partir de los denominados modelos de volatilidad. Se supone que la varianza no tiene un comportamiento lineal, por lo tanto se emplearan modelos tipo ARCH y GARCH para modelar este fenómeno. Las ventajas que presenta este tipo de modelación es que a diferencia de los modelos lineales previamente estimados, una especificación de volatilidad capta características más afines de series de precios de bolsa como este, como son el ancho de la cola de la distribución (leptocurtosis), bloques de volatilidad cambiante y con persistencia en el tiempo entre otros.

En general, la principal característica de estos modelos es que posibilita modelar la característica de autocorrelación en volatilidad, permitiendo que la varianza condicional sea estimable o lo que es lo mismo, la posibilidad de relajar el supuesto de heteroscedasticidad condicional (Engle, 1982). Para verificar la necesidad de este procedimiento, se realizó el Test ARCH sobre el modelo ARIMA (1,1,1) estimado previamente: la hipótesis nula de esta prueba destaca que la varianza condicional es constante, contra la hipótesis alterna en la que la varianza no es constante, por lo que el proceso autorregresivo estimado presenta el denominado efecto “ARCH<sup>4</sup>” (Tsay, 2002). Los resultados de la prueba se presentan en la tabla No 10. Para todos los casos se rechaza la hipótesis nula para cualquier nivel de significancia, por lo tanto las estimaciones sufren del efecto ARCH y presentan heteroscedasticidad condicional.

**Tablado 10 - Test ARCH Modelo por Periodicidad**

Test ARCH ARIMA(1,1,1)	
Diario	315.2264***
Mensual	19.39501***
Mensual Desestacionalizado	34.67041***

Fuente: CSMEM

\* Significativo al 90%

\*\* Significativo al 95%

\*\*\* Significativo al 99%

A partir de esto, se estimó un GARCH (1,1)<sup>5</sup> como la versión generalizada de un modelo de volatilidad con una ecuación de medida respectiva al ARIMA(1,1,1) que se estimó previamente, por lo que la varianza estaría modelada por la expresión del GARCH. En la tabla No 11 se muestran los resultados econométricos de la estimación GARCH para los modelos diarios y mensuales.

**Tabla No 11 - Modelo GARCH(1,1) por Periodicidad**

GARCH(1,1)	Ecuación Media			Ecuación Varianza		
	Constante	AR(1)	MA(1)	Constante	Residual Cuadrático	Varianza GARCH
Diario	0.07305*	0.42365***	-0.655386***	0.195833***	0.103112***	0.905019***
Mensual	0.687054	-0.970118***	0.983634***	8.284014	0.182038**	0.812789***
Mensual Desestacionalizado	0.714409***	0.699868***	-0.976532	4.995323	0.268103**	0.739308***

Fuente: CSMEM

\* Significativo al 90%

\*\* Significativo al 95%

\*\*\* Significativo al 99%

<sup>4</sup> El estadístico de prueba es un LM que se distribuye Chi-Cuadrado y se conforma como el producto del R-cuadrado y el número de observaciones de una serie de regresiones auxiliares

<sup>5</sup> La ecuación de la varianza correspondiente para un GARCH (1,1) es la siguiente:  $\sigma_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \beta_1 \sigma_{t-1}^2$

En los gráficos siguientes se puede apreciar la estimación y el ajuste de cada uno de los modelos con respecto a la serie original respectiva.

### Pronósticos de la Varianza

#### Serie Diaria

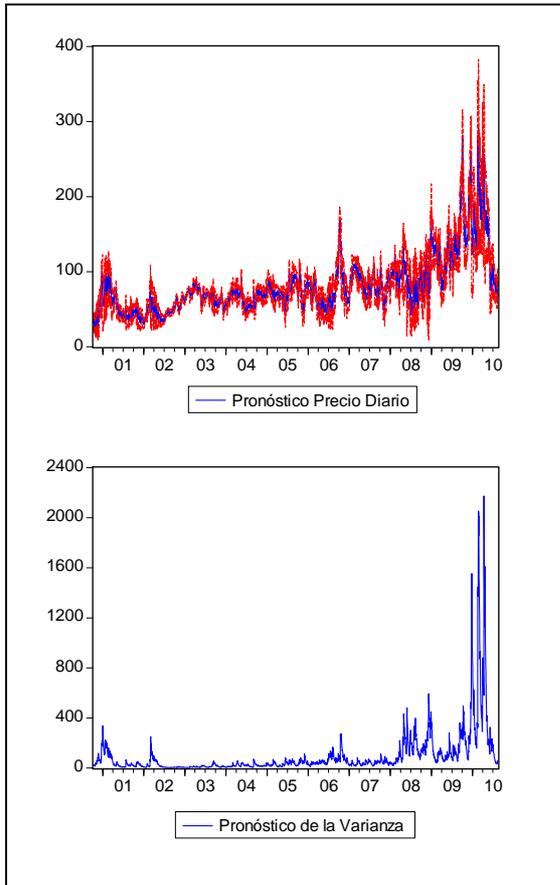


Gráfico No 9

#### Serie Mensual

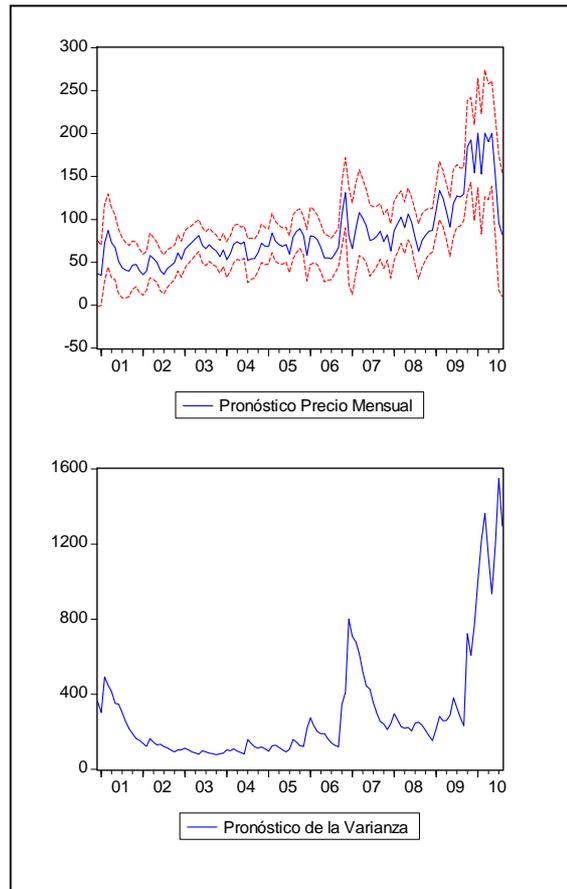


Gráfico No 10

### Modelo GARCH Precio Diario

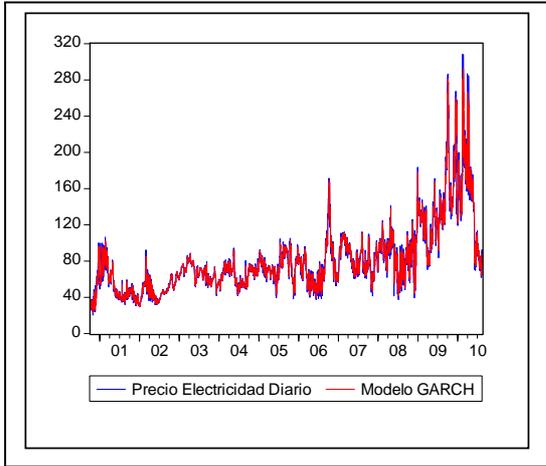


Gráfico No11

### Modelo GARCH Precio Mensual

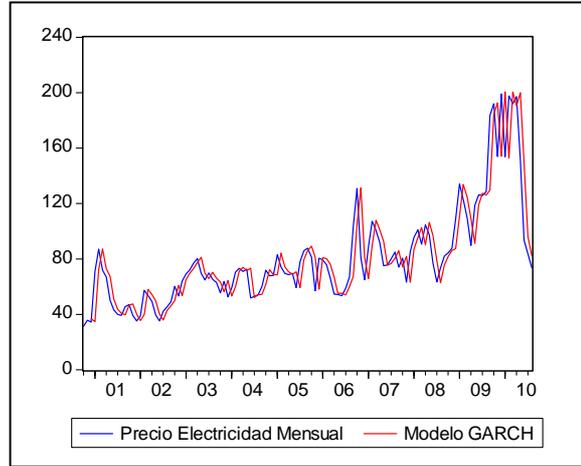


Gráfico No 12

### Pronóstico de la Varianza Serie Desestacionalizada

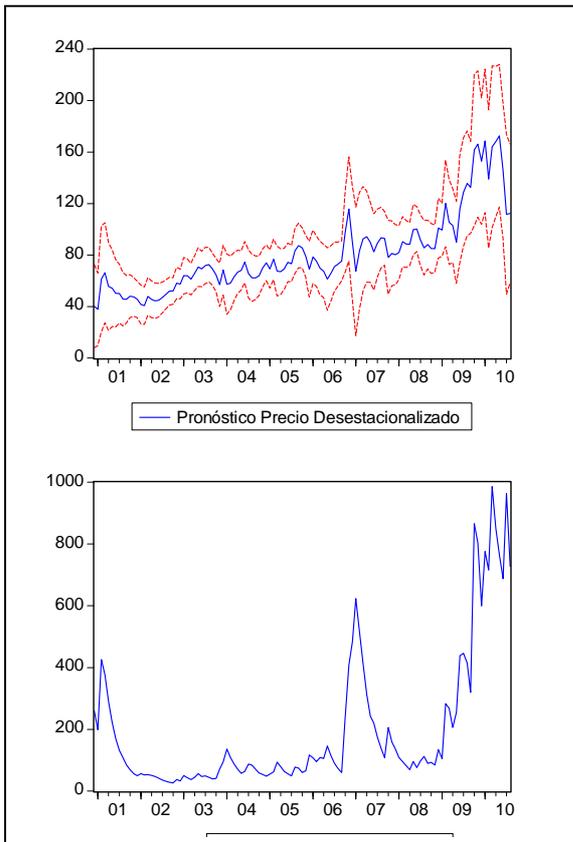


Gráfico No 13

### Modelo GARCH Precio Desestacionalizado

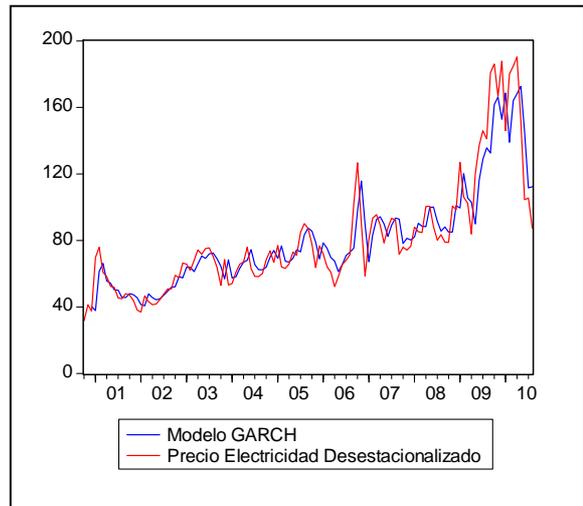


Gráfico No 14

## 2.2 Modelo VAR

Realizadas estas estimaciones con técnicas no estructurales, se procedió a la estimación de un modelo VAR que contempla la relación de la serie de precios de la electricidad con respecto a otras variables. Para ejecutar este procedimiento, se usa la metodología de Johansen (1988 y 1991).

El modelo general a estimar en un VAR es el siguiente:

$$X_t = A_1 X_{t-1} + \dots + A_p X_{t-p} + B X_t + \epsilon_t$$

Donde  $X_{t-p}$  es un vector (Nx1) de variables endógenas integradas de orden uno, A y B son matrices de coeficientes a estimar,  $X_t$  es un vector de variables exógenas y  $\epsilon_t$  es un vector (Nx1) de términos de errores normal e independientemente distribuidos.

El primer punto fue resuelto y resumido en las tablas No 1, 2 y 3 relativas para cada uno de los modelos de acuerdo a su periodicidad. En estas tablas se resumen aquellas variables que tienen orden de integración 1, al igual que los precios de la electricidad y por tanto pueden ser modeladas por un modelo VAR. Las variables que resultaron del mismo orden para cada modelo se resumen en la tabla No 12. De esta misma tabla, para el caso mensual, los modelos se corrieron con la variable margen de capacidad (es la resta entre la capacidad instalada y la demanda real) que sustituye a la capacidad instalada y la demanda real, con el fin de hacer que el modelo sea más parsimonioso.

**Tabla No 12 - Variables I(1)**

Diario	Mensual
DEMANDA REAL (KWH)	DEMANDA REAL (KWH)
CAPACIDAD INSTALADA (KW)	APORTES HIDRICOS EN ENERGIA (KWH)
PRECIO GAS \$/ MBTU	CAPACIDAD INSTALADA (KW)
	PRECIO GAS \$/ MBTU
	MARGEN DE CAPACIDAD (KW)

**Tabla No 13 - Resoluciones incluidas en el modelo**

Resolución	Año	Mes	Día	Motivo
34	2001	3	13	Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.
19	2008	2	20	Cargo por Confiabilidad
51	2009	5	7	Regla de Despachos
159	2009	12	3	Racionamiento Programado de Gas Natural
11	2010	2	12	Remuneración de la generación para las plantas térmicas en los periodos horarios en los que se encuentra inflexible y su inclusión en el Despacho Ideal.

Para todos los casos, se tendrán en cuenta como choque exógeno ciertas resoluciones que pudieran afectar la fijación del precio de la serie, como se muestra en la tabla 13. Con lo anterior definido, se procede a estimar el VAR con las variables endógenas I(1) de la tabla No 12 y las variables exógenas expresadas en dummies de las resoluciones de la tabla No 13. En la tabla No 14 se puede ver la estimación del VAR.

**Tabla 14: Modelo VAR Diario<sup>6</sup>**

	PRECIO ELECTRICIDAD	DEMANDA REAL	CAPACIDAD INSTALADA	PRECIO GAS
PRECIO ELECTRICIDAD (-1)	0.735586 (0.02503) [ 29.3936]	-535.4544 (883.182) [-0.60628]	18.30416 (22.9819) [ 0.79646]	-0.359565 (0.33366) [-1.07765]
PRECIO ELECTRICIDAD (-2)	0.178561 (0.02474) [ 7.21700]	1134.429 (873.171) [ 1.29921]	-1.251506 (22.7214) [-0.05508]	0.227808 (0.32987) [ 0.69059]
DEMANDA REAL(-1)	-0.00000159 (0.00000071) [-2.22880]	0.577786 (0.02512) [ 22.9972]	-0.000149 (0.00065) [-0.22842]	-0.00000161 (0.0000095) [-0.16954]
DEMANDA REAL (-2)	-0.00000159 (0.00000073) [-2.18656]	-0.190223 (0.02569) [-7.40563]	-0.000363 (0.00067) [-0.54271]	-0.00000368 (0.0000097) [-0.37923]
CAPACIDAD INSTALADA (-1)	0.0000168 (0.000027) [ 0.62577]	1.653762 (0.94943) [ 1.74184]	0.98825 (0.02471) [ 40.0009]	-0.000448 (0.00036) [-1.24959]
CAPACIDAD INSTALADA (-2)	0.00000239 (0.000027) [ 0.08711]	0.482936 (0.96851) [ 0.49864]	0.00328 (0.0252) [ 0.13015]	0.000573 (0.00037) [ 1.56562]
PRECIO GAS (-1)	-0.001425 (0.00185) [-0.76904]	-36.01825 (65.4113) [-0.55064]	-0.046902 (1.70211) [-0.02756]	0.972624 (0.02471) [ 39.3591]
PRECIO GAS (-2)	0.001469 (0.00185) [ 0.79316]	39.90709 (65.3645) [ 0.61053]	0.230738 (1.70089) [ 0.13566]	0.015428 (0.02469) [ 0.62475]
C	-228.958 (85.6565) [-2.67298]	-25114906 (3022940) [-8.30810]	118488.7 (78661.9) [ 1.50630]	-1621.628 (1142.03) [-1.41995]
RES1_12	2.437505 (2.00467) [ 1.21591]	102698.3 (70747.7) [ 1.45161]	-2885.667 (1840.97) [-1.56747]	2.049894 (26.7276) [ 0.07670]
RES159_3	-2.84467 (1.74116) [-1.63378]	-176867 (61448.1) [-2.87832]	-723.9403 (1598.98) [-0.45275]	41.05267 (23.2143) [ 1.76842]
RES19_20	-0.100022 (1.40686) [-0.07110]	-176779.2 (49650) [-3.56051]	367.314 (1291.98) [ 0.28430]	31.19207 (18.7571) [ 1.66294]
RES1_7	4.284721 (1.32366) [ 3.23702]	49465.85 (46714) [ 1.05891]	-392.2354 (1215.58) [-0.32267]	-35.42382 (17.648) [-2.00725]
APORTESHIDRICOS	-0.000000952 (0.00000014) [-6.82576]	-0.012097 (0.00492) [-2.45645]	-0.0000517 (0.00013) [-0.40326]	-0.00000111 (0.0000019) [-0.59928]
NIVEL EMBALSE	0.046557 (0.03631) [ 1.28234]	3292.498 (1281.3) [ 2.56966]	-61.12302 (33.3414) [-1.83325]	1.054941 (0.48406) [ 2.17937]

Errores Estándar entre ()  
Estadístico t entre []

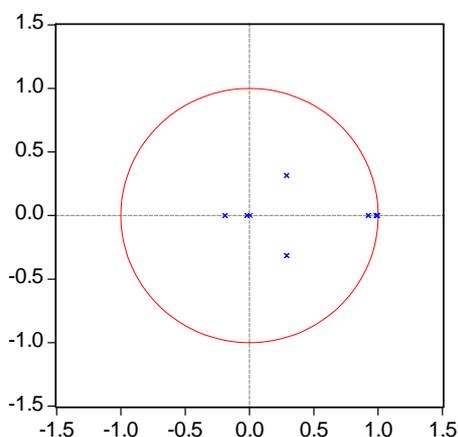
<sup>6</sup> No se incluyó la resolución 34 debido a que causaba colinialidad perfecta.

### 2.2.1 Modelo Diario

En este modelo además de las variables endógenas integradas de orden 1 y las resoluciones como variables exógenas, se incluyeron las variables “aportes hídricos” y “nivel de embalse” como variables estacionales de control exógeno para la estimación del modelo VAR en su periodicidad diaria.

El gráfico No 15 muestra que el modelo es estable, ya que las raíces del polinomio autorregresivo del VAR asociado a la temporalidad mensual están en el círculo unitario.

**Círculo Unitario y Estabilidad del Modelo Diario**

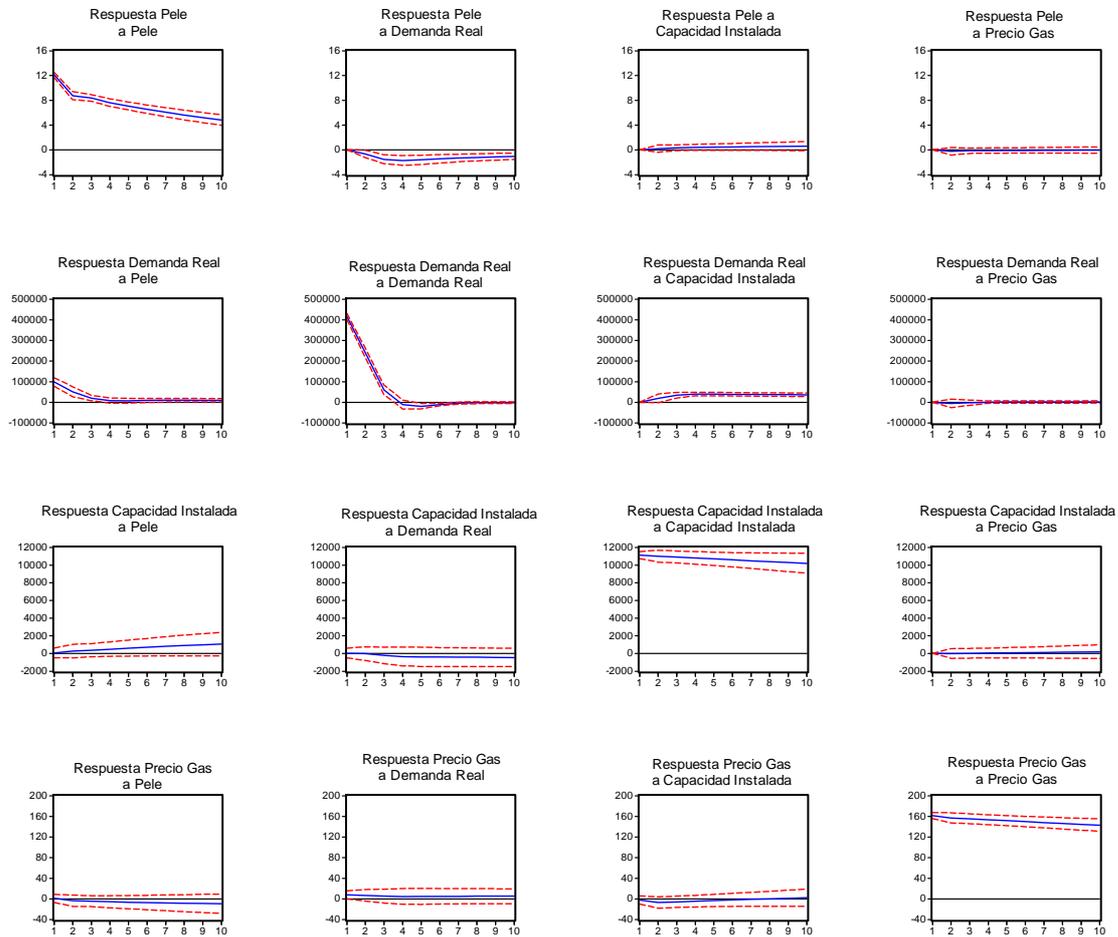


**Gráfico No 15**

Ya determinado que el modelo es estable, se presentan los gráficos de impulso respuesta (gráfico No 16). Estos gráficos muestran la reacción de la estructura de cada variable ante la influencia de cada una de las variables incluidas en el modelo. En el proceso ya está incluido como producto de la estimación precedente, el efecto exógeno de las resoluciones.

En la tabla No 15 se presentan los resultados de la prueba de Causalidad en el sentido de Granger. La prueba establece que en caso de rechazar la hipótesis nula, la variable dependiente en la prueba causa en el sentido de Granger (1969) a la otra. Los casos de la variable dependiente se sitúan en las filas de la tabla; por ejemplo, el precio de la electricidad causa en el sentido de Granger a la demanda real. De este ejemplo se deducen el resto de relaciones estadísticamente significativas en el sentido de Granger encontrado en el modelo.

## Impulsos Respuestas VAR Precios Diarios Electricidad (Pele)



**Gráfico No 16**

**Tabla No 15 - Prueba de Causalidad de Granger Serie Mensual**

CAUSALIDAD DE GRANGER	PRECIO ELECTRICIDAD	DEMANDA REAL	CAPACIDAD INSTALADA	PRECIO GAS
PRECIO ELECTRICIDAD		3.540843	3.153822	1.627497
DEMANDA REAL	18.81885***		0.607317	0.305528
CAPACIDAD INSTALADA	9.040722**	88.96658***		3.772126
PRECIO GAS	0.639653	0.499981	0.531307	

Fuente: CSMEM

\* Significativo al 90%

\*\* Significativo al 95%

\*\*\* Significativo al 99%

Finalmente, asumiendo una tendencia determinística en la función VAR estimada, se obtuvo la siguiente ecuación normalizada de cointegración entre las variables introducidas en el modelo:

**Tabla No 16 - Ecuación de Cointegración Serie Mensual**

PRECIO ELECTRICIDAD	DEMANDA REAL	CAPACIDAD INSTALADA	PRECIO GAS
1	-0.000877	0.003224	0.00666
	(0.000043)	(0.00032)	(0.01347)

Fuente: CSMEM

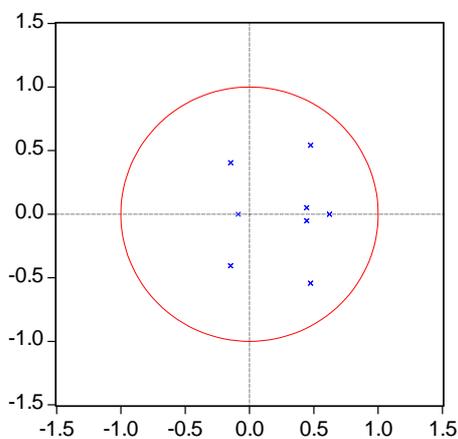
Errores Estándar entre ()

### 2.2.2 Modelo Mensual

Debido a la estructura diferente en cuanto a las variables integradas de orden 1 con respecto al modelo diario, el modelo mensual sólo contempla como variables exógenas a las resoluciones sobre el mercado eléctrico.

En el gráfico No 16 se muestra que el modelo es estable, ya que las raíces del polinomio autorregresivo del VAR asociado a la temporalidad mensual están en el círculo unitario.

**Círculo Unitario y Estabilidad del Modelo Mensual**



**Gráfico No 17**

**Tabla No 17 - Modelo VAR Mensual<sup>7</sup>**

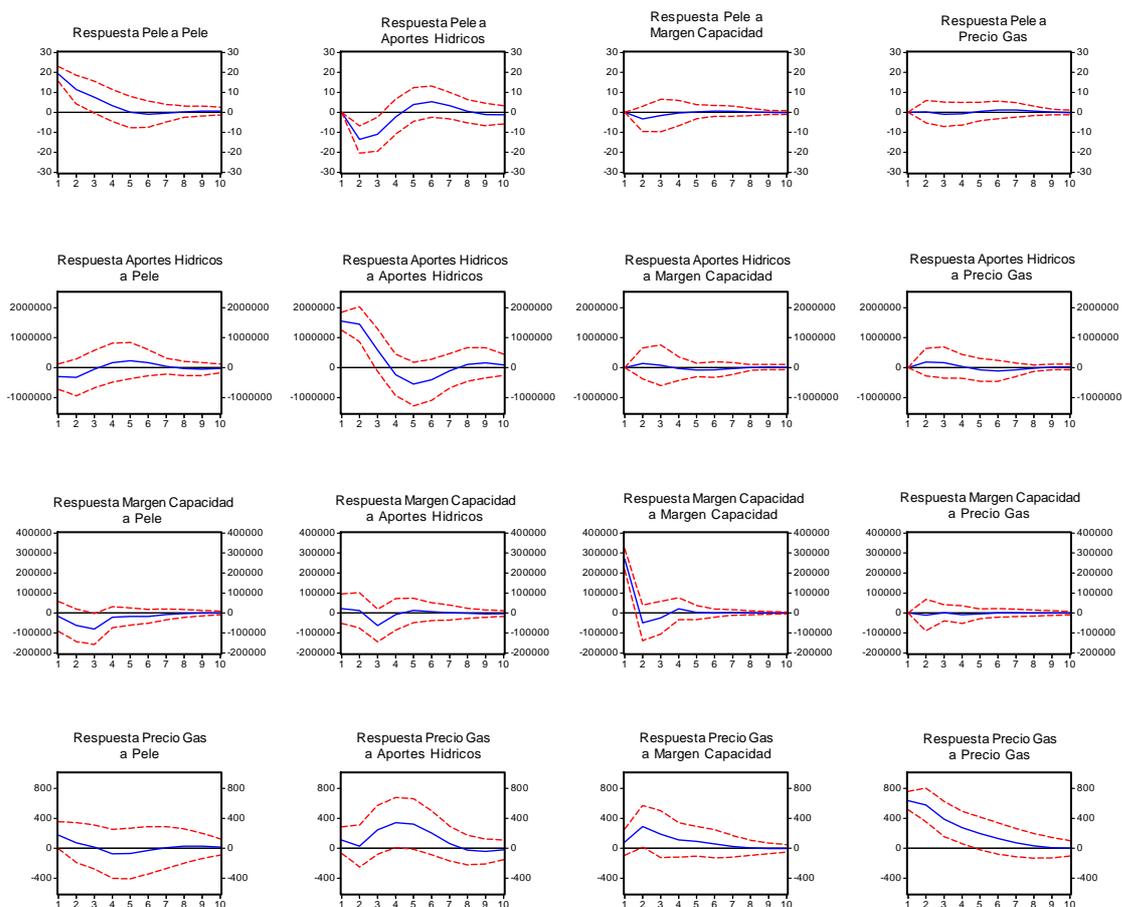
	PRECIO ELECTRICIDAD	APORTES HIDRICOS EN ENERGIA	MARGEN DE CAPACIDAD	PRECIO GAS
PRECIO ELECTRICIDAD (-1)	0.442268 (0.16523) [ 2.67665]	-4886.427 (13582.2) [-0.35977]	-3085.838 (2331.4) [-1.32360]	-4.456845 (5.80929) [-0.76719]
PRECIO ELECTRICIDAD (-2)	0.021571 (0.16902) [ 0.12763]	9986.42 (13893.7) [ 0.71877]	-41 19.811 (2384.86) [-1.72749]	5.732435 (5.94249) [ 0.96465]
APORTES HIDRICOS EN ENERGIA (-1)	-0.0000865 (0.000002) [-4.31476]	0.909395 (0.16482) [ 5.51763]	0.011526 (0.02829) [ 0.40740]	-0.0000564 (0.00007) [-0.80006]
APORTES HIDRICOS EN ENERGIA (-2)	0.0000494 (0.0000021) [ 2.30893]	-0.498819 (0.17571) [-2.83882]	-0.075725 (0.03016) [-2.51066]	0.000164 (0.000075) [ 2.18476]
MARGEN CAPACIDAD (-1)	-0.0000124 (0.000012) [-1.06692]	0.433588 (0.95283) [ 0.45505]	-0.179414 (0.16355) [-1.09697]	0.000801 (0.00041) [ 1.96438]
MARGEN CAPACIDAD (-2)	0.0000115 (0.000011) [ 0.10079]	-0.404008 (0.93447) [-0.43234]	-0.153052 (0.1604) [-0.95418]	-0.000108 (0.0004) [-0.27095]
PRECIO GAS (-1)	0.000458 (0.00438) [ 0.10463]	288.694 (360.177) [ 0.80153]	-17.26403 (61.8246) [-0.27924]	0.908183 (0.15405) [ 5.89530]
PRECIO GAS (-2)	0.000111 (0.00397) [ 0.02797]	-252.1482 (326.26) [-0.77284]	12.13276 (56.0027) [ 0.21665]	-0.1817 (0.13955) [-1.30209]
C	146.4098 (144.8) [ 1.01112]	2592598 (12000000) [ 0.21782]	10843331 (2043109) [ 5.30727]	-4321.077 (5090.94) [-0.84878]
RES11_12	-5.231752 (18.4965) [-0.28285]	1124743 (1520434) [ 0.73975]	124627.2 (260983) [ 0.47753]	414.9013 (650.308) [ 0.63801]
RES159_3	-6.30538 (18.8983) [-0.33365]	-2327589 (1553460) [-1.49833]	74880.14 (266652) [ 0.28082]	434.2733 (664.434) [ 0.65360]
RES19_20	2.210685 (10.2657) [ 0.21535]	85301.35 (843852) [ 0.10109]	-206645 (144848) [-1.42664]	1196.843 (360.926) [ 3.31604]
RES51_7	30.18673 (11.2169) [ 2.69119]	-473464.5 (922039) [-0.51350]	-18478.28 (158269) [-0.11675]	-846.3089 (394.368) [-2.14599]

Errores Estándar entre ()  
Estadístico t entre []

<sup>7</sup> No se incluyó la resolución 34 debido a que causaba colinialidad perfecta.

Ya determinado que el modelo es estable, se presentan los gráficos de impulso respuesta (gráfico No 18). Estos gráficos muestran la reacción de la estructura de cada variable ante la influencia de cada una de las variables incluidas en el modelo. En el proceso ya está incluido como producto de la estimación precedente el efecto exógeno de las resoluciones.

### Impulsos Respuestas VAR Precios Mensuales Electricidad (Pele)



**Gráfico No 18**

En la tabla No 18 se presentan los resultados de la prueba de Causalidad en el sentido de Granger. La prueba establece que en caso de rechazar la hipótesis nula, la variable dependiente en la prueba causa en el sentido de Granger (1969) a la otra. Los casos de la variable dependiente se sitúan en las filas de la tabla; por ejemplo, el margen de capacidad causa en el sentido de Granger al precio eléctrico. De este análisis se excluyó la variable “aportes hídricos” ya que en la evaluación diaria se consideró como

una variable exógena en el modelo. De este ejemplo se pueden deducir el resto de relaciones estadísticamente significativas en el sentido de Granger encontrado en el modelo.

**Tabla No 18 - Prueba de Causalidad de Granger Serie Mensual**

CAUSALIDAD DE GRANGER	PRECIO ELECTRICIDAD	MARGEN DE CAPACIDAD	PRECIO GAS
PRECIO ELECTRICIDAD		8.924077**	1.053732
MARGEN DE CAPACIDAD	1.265147		4.411495
PRECIO GAS	0.076151	0.081948	

Fuente: CSMEM

\* Sgnificativo al 90%

\*\* Sgnificativo al 95%

\*\*\* Sgnificativo al 99%

Finalmente, asumiendo una tendencia determinística en la función VAR estimada, se obtuvo la siguiente ecuación normalizada de cointegración entre las variables introducidas en el modelo:

**Tabla No 19 - Ecuación de Cointegración Serie Mensual**

PRECIO ELECTRICIDAD	APORTES HIDRICOS EN ENERGIA	MARGEN DE CAPACIDAD	PRECIO GAS
1	0.0000317	0.0000711	-0.015291
	(0.0000042)	(0.000041)	(0.00422)

Fuente: CSMEM

Errores Estándar entre ()

### 3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante los meses de julio y agosto de 2010, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

#### 3.1 Comportamiento del sistema

##### 3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 20 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema. La demanda entre julio 2009 y julio 2010 ha crecido menos de un punto porcentual, a pesar de la reactivación económica. Aunque los niveles de los embalses están 10 puntos porcentuales por debajo del nivel histórico, la generación térmica está 45.1% por debajo de los niveles observados en julio del año pasado, bajo condiciones de Niño. Por otra parte, en julio de 2010 la generación total del SIN creció 2.7% y la generación térmica se redujo 15.9% con respecto a los niveles de junio.

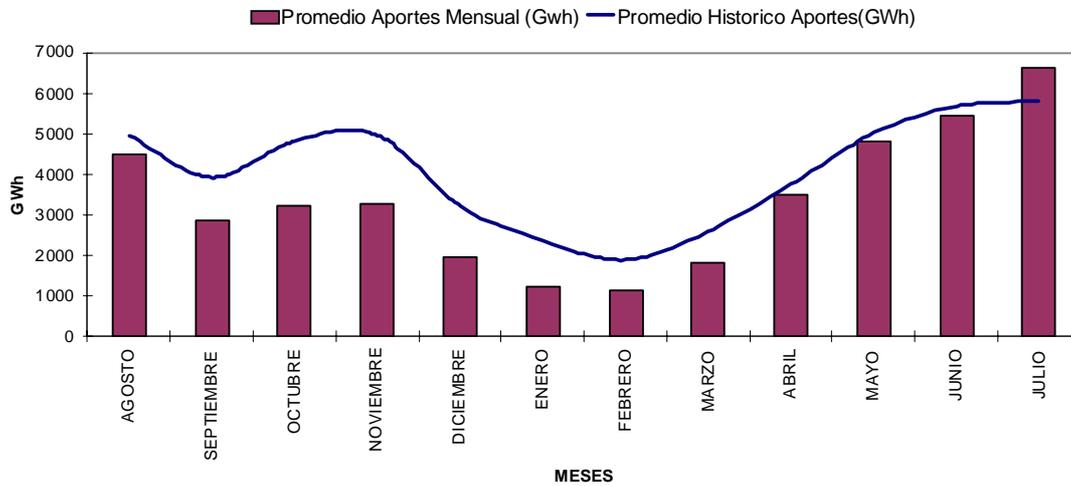
**Tabla No 20**

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	julio-09	junio-10	julio-10	Variacion Junio 10-Julio 10	Variacion Julio 09-Julio 10	Variacion Ultimo Año-Julio 10
Hídrica	2,792.47	3,359.70	3,623.70	3,829.95	5.69%	14.00%	37.15%
Térmica	1,691.95	1,094.69	714.54	601.08	-15.88%	-45.09%	-64.47%
Gas	1,304.27	727.01	537.64	445.57	-17.13%	-38.71%	-65.84%
Carbón	354.97	367.68	176.89	155.51	-12.09%	-57.71%	-56.19%
Menores	217.88	248.68	280.57	311.40	10.99%	25.22%	42.92%
Cogeneradores	14.48	13.01	14.87	16.21	9.01%	24.53%	11.96%
Total	4,717.70	4,716.08	4,633.67	4,758.63	2.70%	0.90%	0.87%

##### 3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 19 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

### APORTES HIDRICOS AGREGADOS



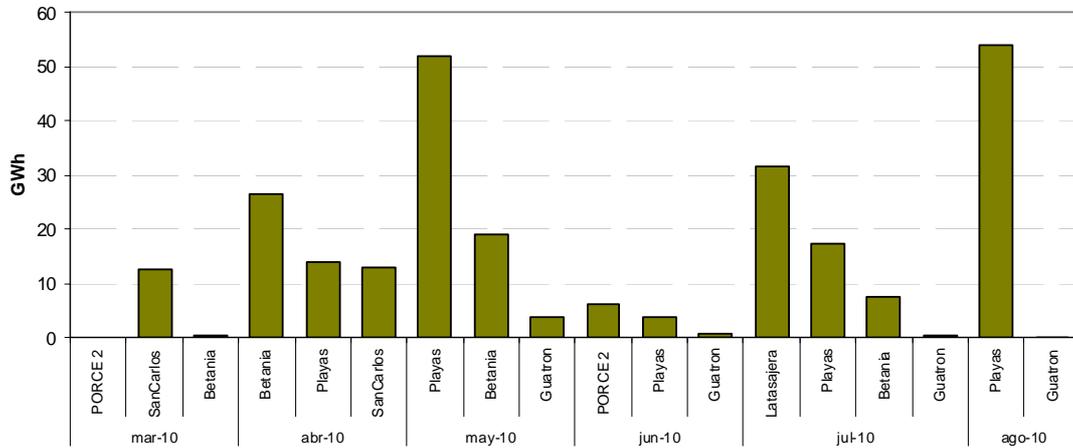
**Gráfico No 19**

En julio de 2010, por primera vez en 12 meses, los aportes hídricos del SIN superaron los registros históricos. Este comportamiento se explica por el fenómeno de la “Niña” y ayuda a entender la baja participación de las plantas térmicas en el despacho.

#### 3.1.3 Vertimientos

El gráfico No 20 presenta para los últimos seis meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. Durante julio y agosto se presentaron vertimientos, sobre todo en Playas.

**Vertimientos Mensuales  
Marzo a Agosto de 2010**

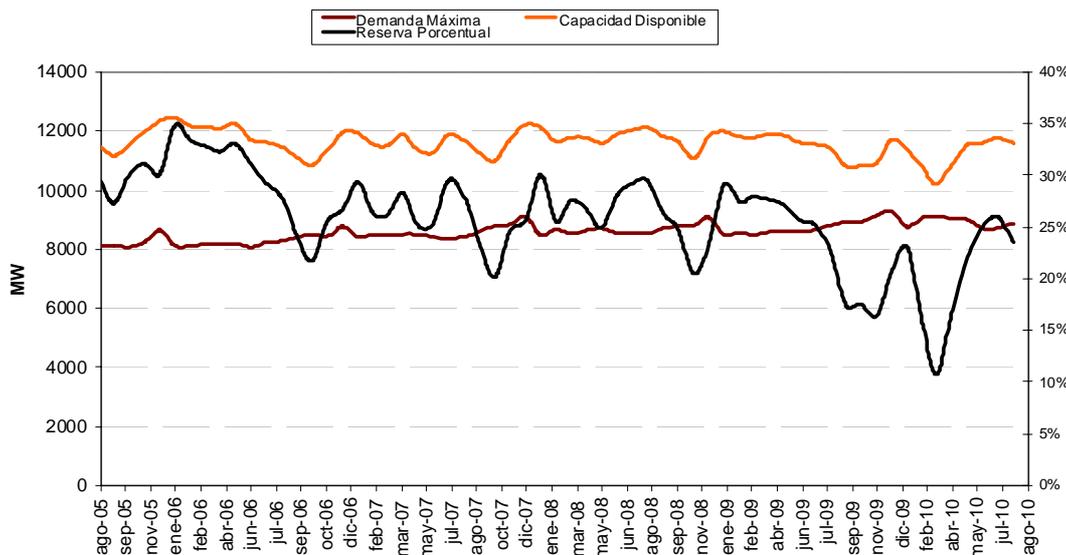


**Gráfico No 20**

**3.1.4 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible**

El gráfico No 21 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema, contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual, para los últimos 5 años.

**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL  
Agosto 2005 - Agosto 2010**



**Gráfico No 21**

No obstante que en julio después de finalizar la mayoría de los mantenimientos que estaban represados, la reserva porcentual de potencia se recuperó considerablemente, en agosto ésta muestra una ligera caída y en general se encuentra por debajo de los niveles históricos.

### 3.1.5 Nivel de los Embalses

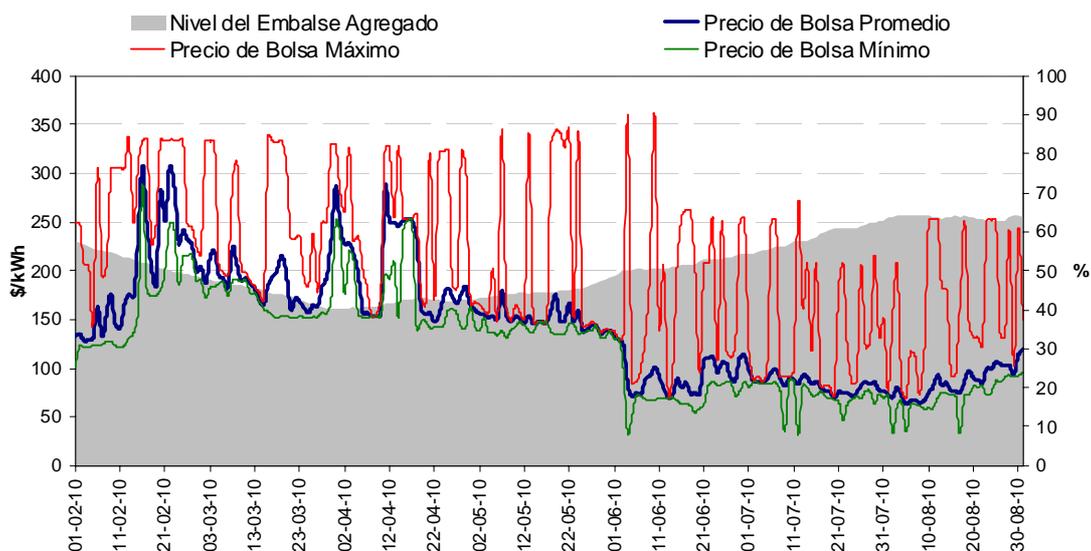
El gráfico No 22 muestra que en agosto, el nivel del embalse agregado del SIN continuó en forma lenta su proceso de recuperación, alcanzando a fin de mes el 64% de la capacidad útil. Sin embargo, este nivel aún se encuentra cerca de 10 puntos porcentuales por debajo del promedio histórico del mes.

En relación a los principales embalses del sistema, en agosto Porce, Chivor, Guavio y Betania presentaron niveles entre 90% y 80%, mientras que San Carlos, Guatapé, Calima y Urrá se ubicaron en niveles próximos al 70%,

## 3.2 Evolución de los precios de Bolsa

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

**Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Febrero a Agosto 2010**



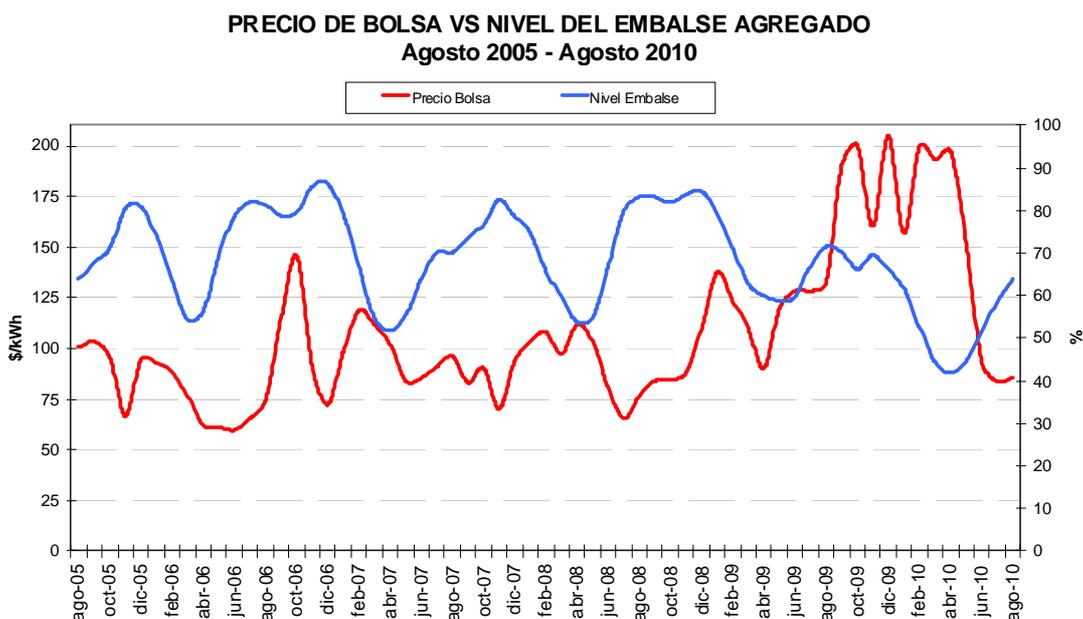
**Gráfico No 22**

El gráfico No 22 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.

Los precios de bolsa desde junio redujeron su nivel promedio y se observa una ligera alza sostenida hacia el final del período de análisis; sin embargo, la volatilidad de los precios entre horas de alta y baja demanda continua siendo extremadamente alta.

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

El gráfico No 23 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes del año 2010 y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

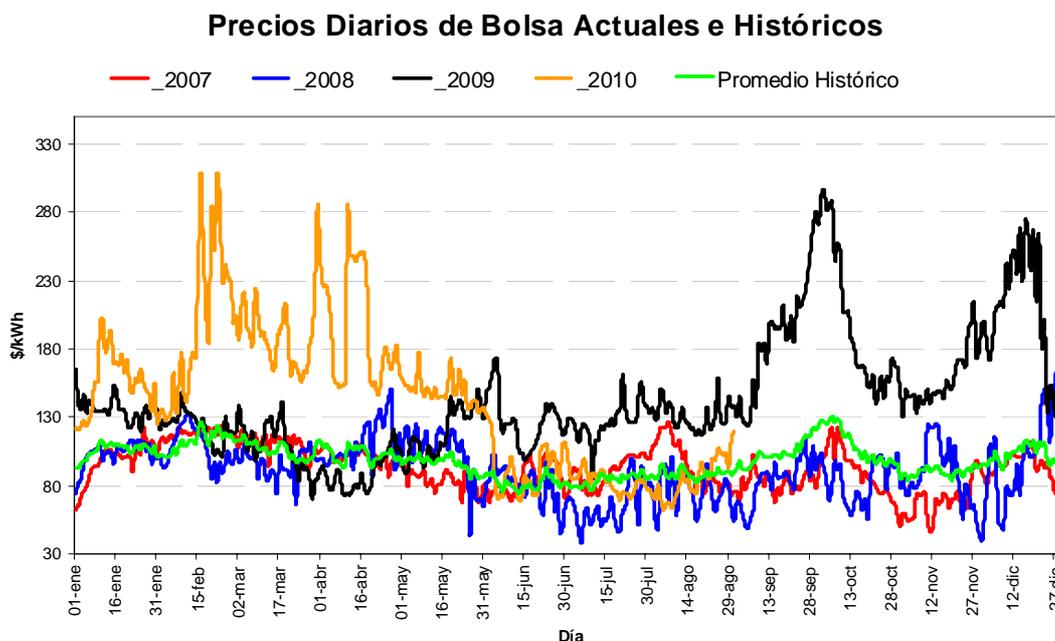


**Gráfico No 23**

En los últimos meses se retornó al comportamiento opuesto entre precios de bolsa y nivel de embalse agregado, el cual se había interrumpido en agosto del año pasado a raíz de la declaración de racionamiento en el mercado de gas.

### 3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 24 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.



**Gráfico No 24**

Como se observa, los precios de bolsa en julio y mitad de agosto estuvieron por debajo de la media histórica; sin embargo, en la última quincena de agosto, a pesar de las hidrologías abundantes el precio se elevó por encima de estos referentes.

### 3.2.4 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 25 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

En los últimos meses los precios de bolsa se han concentrado alrededor de una media entre 70 y 100 \$/kwh. Julio mostró la distribución de menor varianza.

### Distribución del Precio de Bolsa

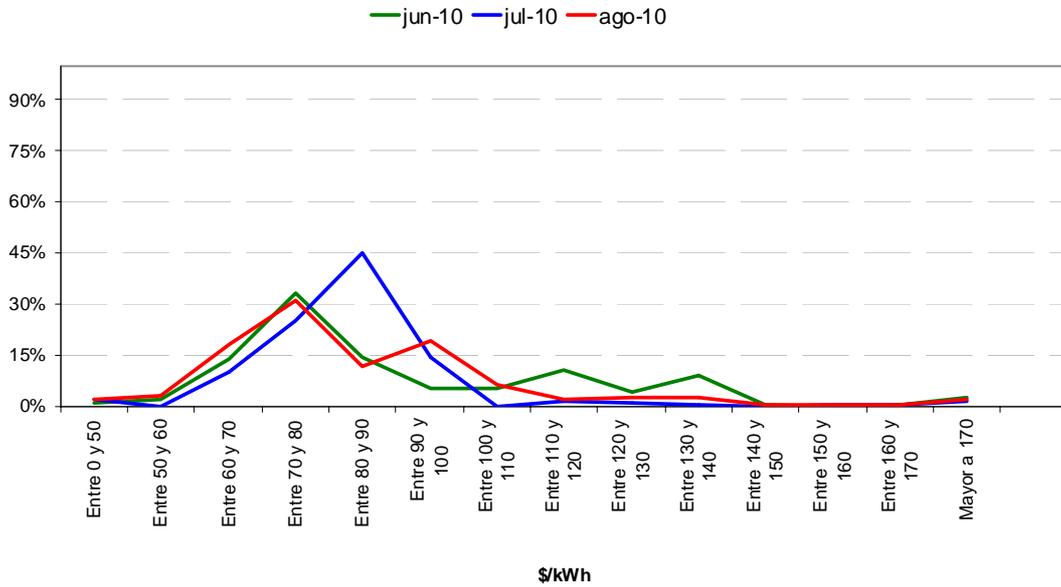


Gráfico No 25

### 3.2.5 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

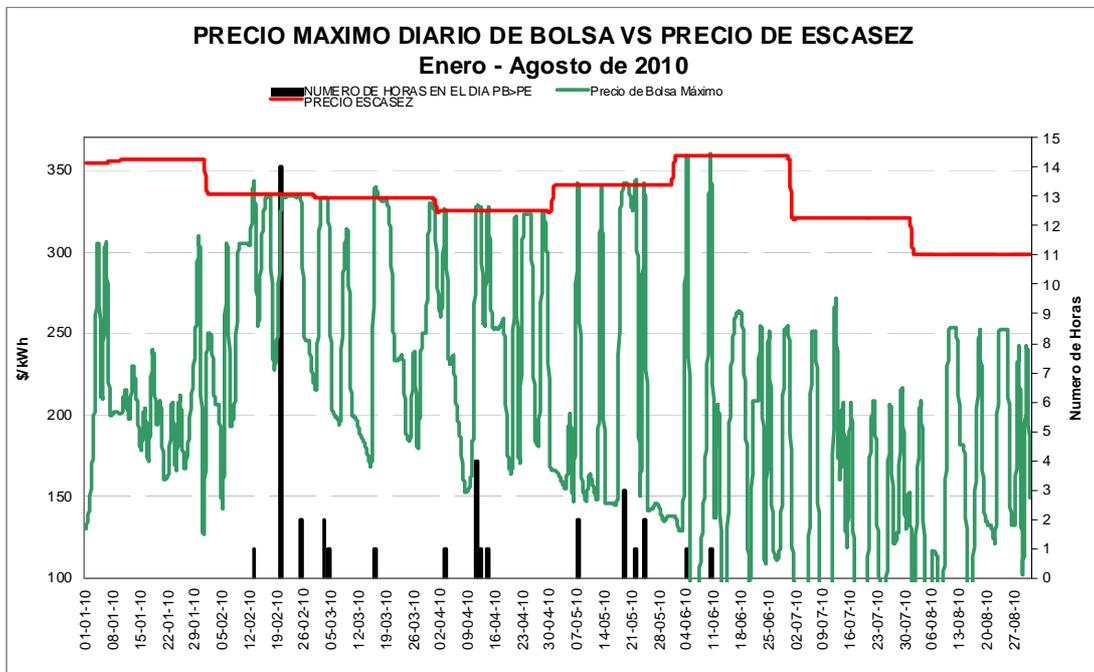


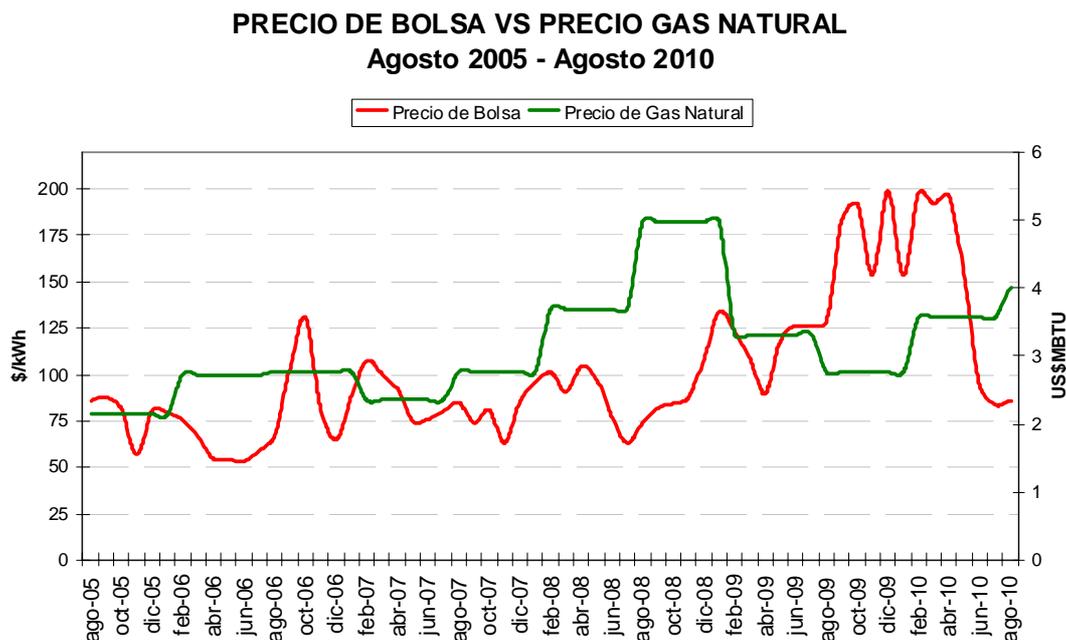
Gráfico No 26

El gráfico No 26 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez y el número de horas en que el precio bolsa sobrepasa el precio de escasez, durante los últimos ocho meses.

Los precios máximos correspondientes a periodos de alta demanda, siguen mostrando valores excepcionalmente altos. En el período de análisis y no obstante la caída del precio de escasez, éste último no ha sido superado por el precio de bolsa, reflejando el proceso de recuperación de los embalses.

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

El gráfico No 27 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.



**Gráfico No 27**

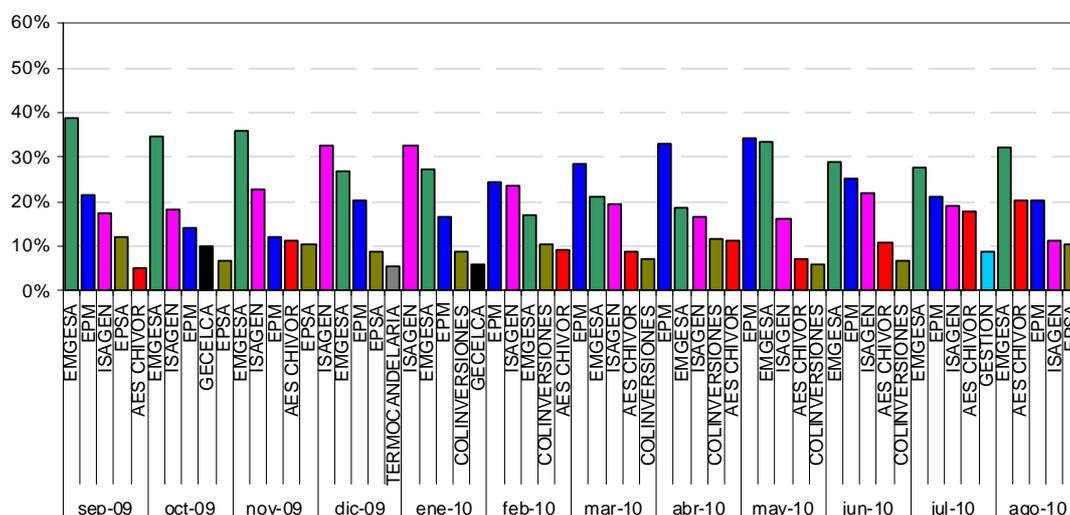
El precio del gas en agosto presentó un nuevo incremento para alcanzar en promedio los USD 4/MBTU. Este incremento no parece haber impactado los precios de la energía en bolsa.

### 3.3 Comportamiento de Ofertas

#### 3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 28 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.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa Septiembre 2009 a Agosto de 2010**



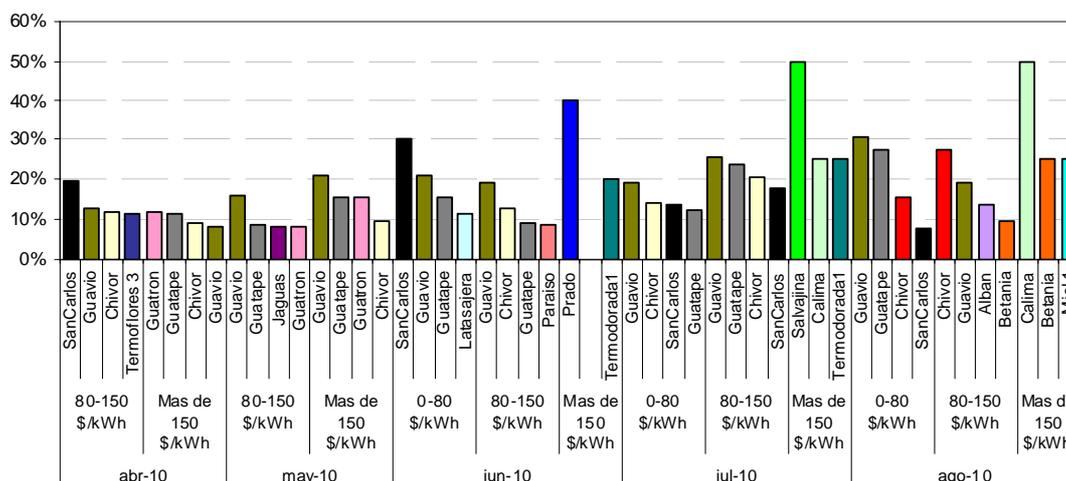
**Gráfico No 28**

Nuevamente Emgesa fue el agente que registró un mayor número de coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa (32% del tiempo). En agosto Chivor igualó a EPM en el segundo lugar de este indicador. El precio de bolsa durante el 73% del tiempo lo marcaron plantas pertenecientes a 3 agentes: Emgesa, Chivor y EPM

#### 3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 29 presenta para los últimos cinco meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta. Las coincidencias han estado dominadas por plantas hidráulicas, particularmente Guavio, Chivor y Guatapé.

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio  
Abril - Agosto 2010**



**Gráfico No 29**

**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 para el mes de agosto, 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 de cada planta hidráulica.

Se puede constatar que efectivamente las tres plantas los con mayores niveles de coincidencia (Guavio, Chivor y Guatapé) han venido aplicando una estrategia de oferta que consiste en mantener sus cotizaciones muy cerca del precio promedio que despeja el mercado. Betania que traía un comportamiento similar, en la última semana de agosto disparó sus ofertas por encima del 200% del precio de bolsa.

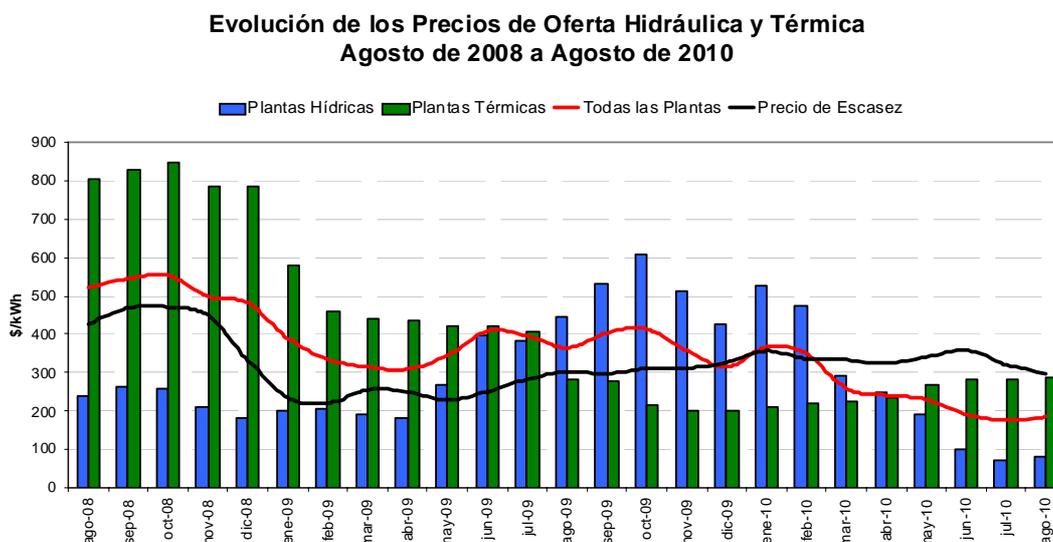
Porce, Pagua y Urrá en agosto ofertaron por debajo del precio promedio de mercado para asegurar su despacho. Jaguas ofertó en forma similar a estas plantas, aunque cambió su estrategia a mediados y a finales de agosto, donde incrementó sus ofertas por encima del precio de bolsa. San Carlos presentó ofertas que oscilaron entre el 40% y el 100% del precio promedio de bolsa.

En el parque térmico se observaron ofertas muy por encima del precio promedio del mercado, que las mantuvieron fuera de despacho. Sin embargo, Tebsa en la última semana de agosto ofertó precios que oscilaron entre el 75% y 125% del precio promedio de bolsa.

Desde varios meses atrás Porce y Calima presentan disponibilidad permanente del 65% y 70% de su capacidad respectivamente. Flores 2 desde julio se encuentra totalmente indisponible. Tebsa, Termocentro, San Carlos y Guavio presentaron disponibilidades intermitentes con valores en el rango entre 50% y 80% de su capacidad.

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

El gráfico No 30 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total y el precio de escasez, para los últimos 2 años.



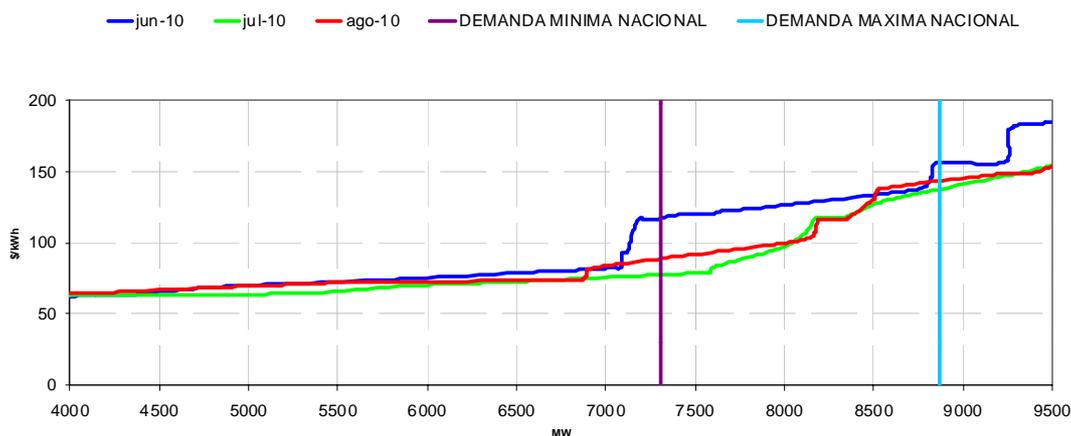
**Gráfico No 30**

En los últimos dos meses no se han presentado variaciones importantes en el valor medio de las ofertas de las plantas hidráulicas y las térmicas. Este rasgo es consistente con la relativa estabilidad de los precios de bolsa.

### 3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 31 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.

**CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO**



**Gráfico No 31**

Dado que en agosto no ocurrieron variaciones importantes en el valor medio de las ofertas de las plantas hidráulicas y térmicas, la función de oferta agregada en el MEM de agosto es muy similar a la observada para julio.

### 3.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 32-a, 32-b y 32-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja respectivamente, en los últimos doce meses.

En julio los índices de Lerner en horas de alta demanda son relativamente bajos. No ocurre lo mismo para demanda media y baja de algunos agentes; en particular los índices de Lerner continuaron aumentando para Gestión Energética, llegando a valores del 22% y 38% respectivamente, lo cual indica claramente un poder de mercado especial en estas franjas de carga.

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

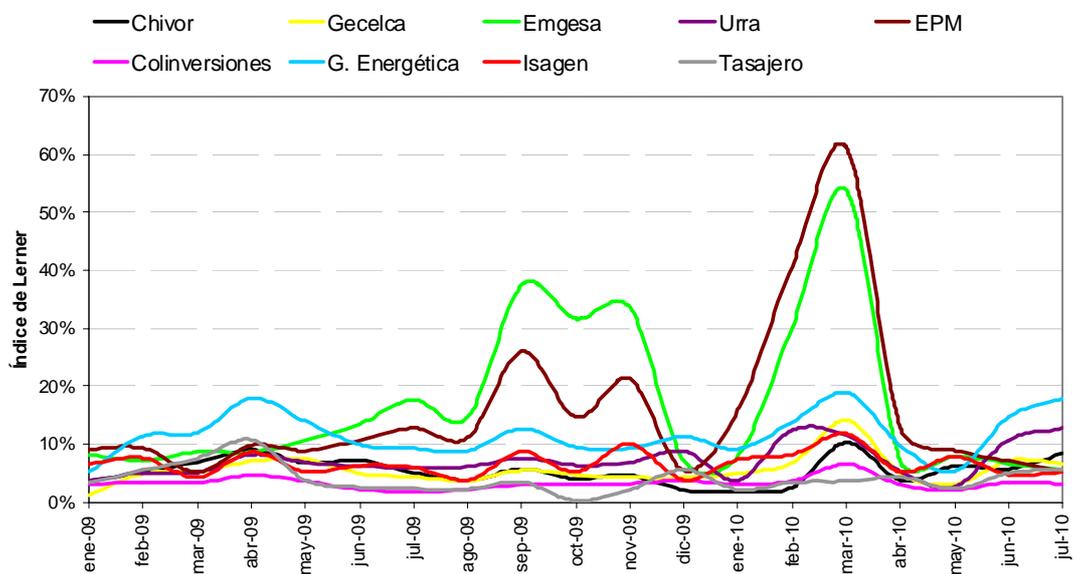


Gráfico No 32-a

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

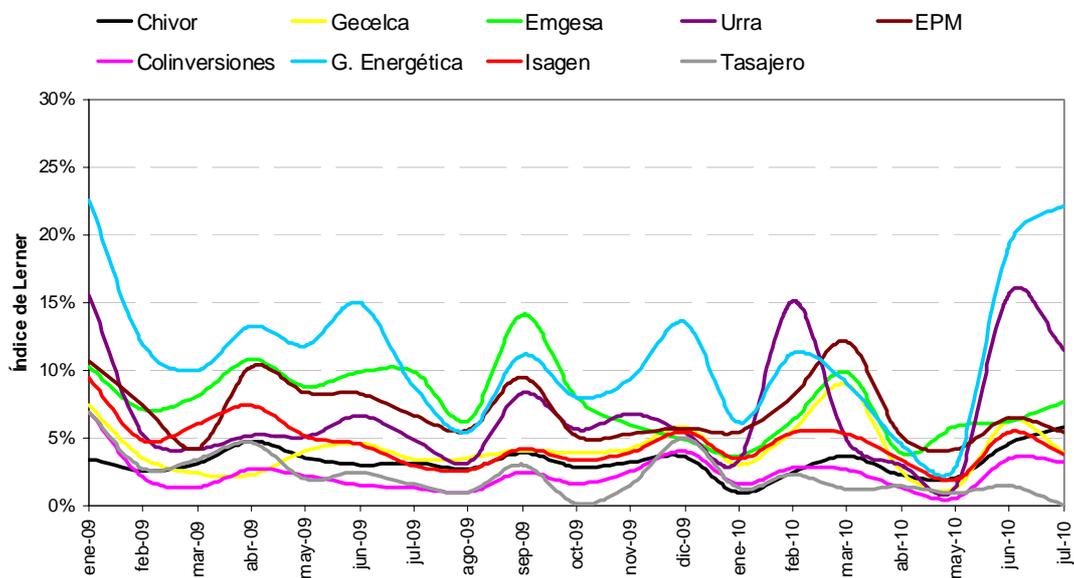


Gráfico No 32-b

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

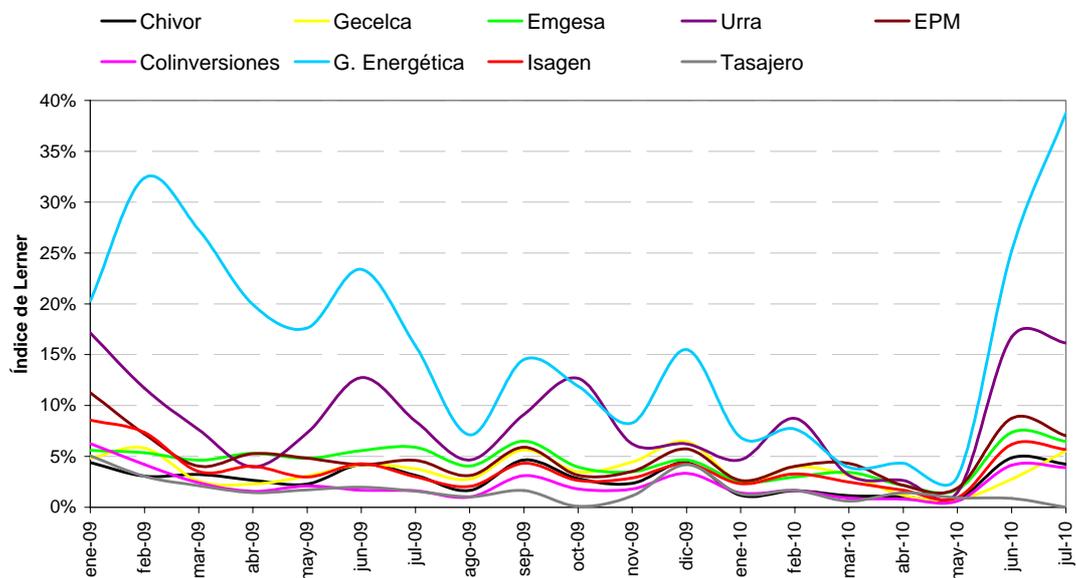


Gráfico No 32-c

### 3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 33 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.

#### Índice Residual de Suministro Mensual por Agente Horas de Demanda Alta

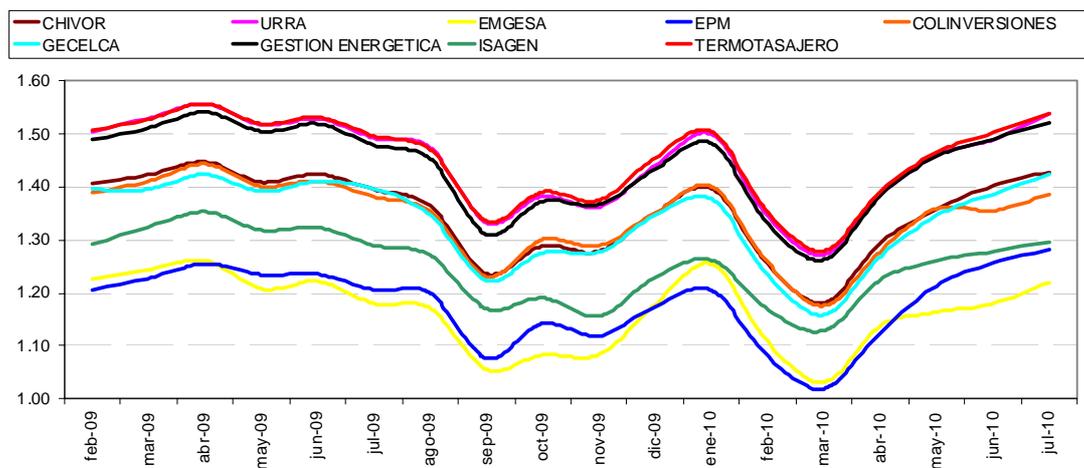


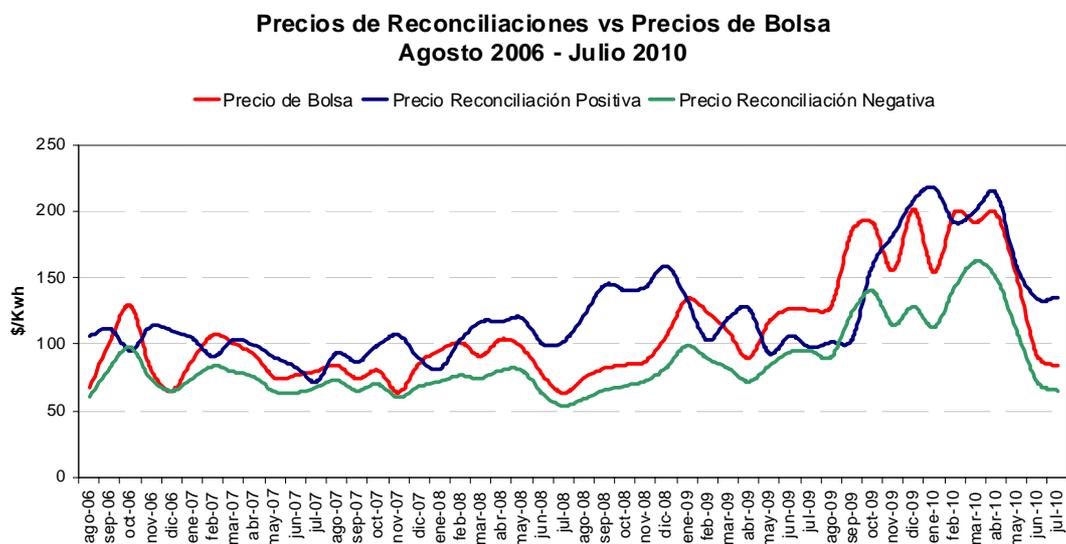
Gráfico No 33

Corroborando lo observado con el índice de Lerner, el índice residual de suministro para demanda alta en julio presentó un ligero incremento de sus valores para todos los agentes, lo cual intuye disminución de su poder de mercado en tal periodo de carga.

### 3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

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

El gráfico No 34 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas y negativas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.



**Gráfico No 34**

En julio, el precio promedio de las reconciliaciones positivas y negativas continuó estable, manteniendo la tendencia observada por el precio de bolsa.

#### 3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 35 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas  
Febrero - Julio 2010

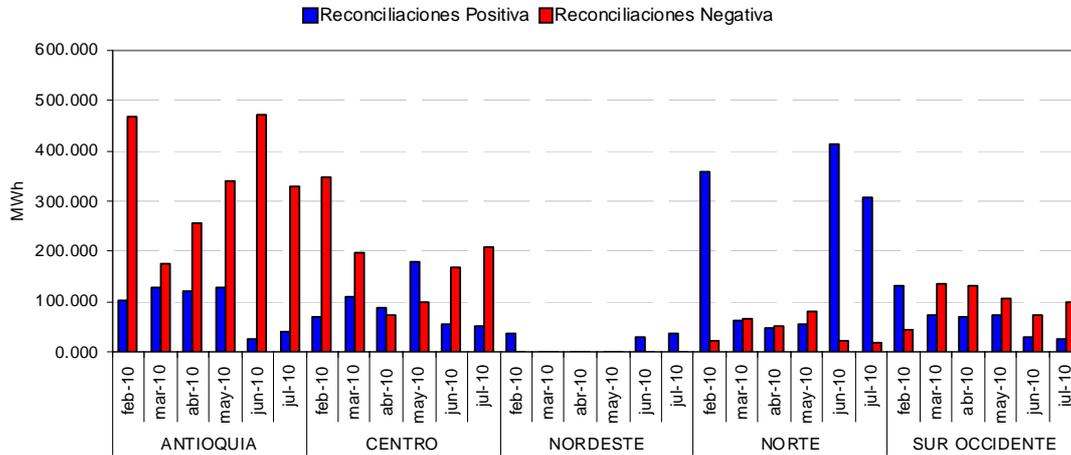


Gráfico No 35

En julio la magnitud de las reconciliaciones positivas en la zona Norte decreció, aunque se mantiene por encima de los 300 GWh. De otra parte, las reconciliaciones negativas, se incrementaron en la zona Centro y disminuyeron significativamente en Antioquia.

### 3.4.3 Costo de Reconciliaciones por Zonas

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas  
Febrero - Julio 2010

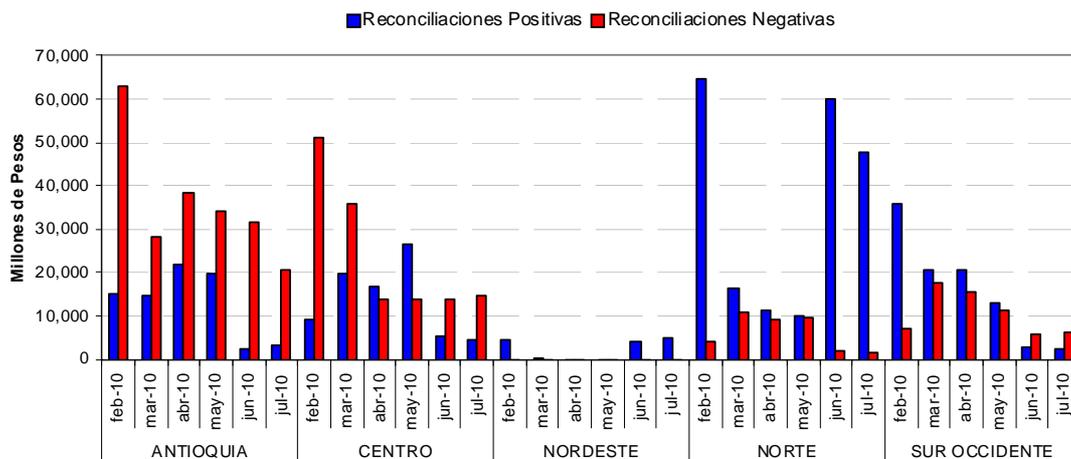


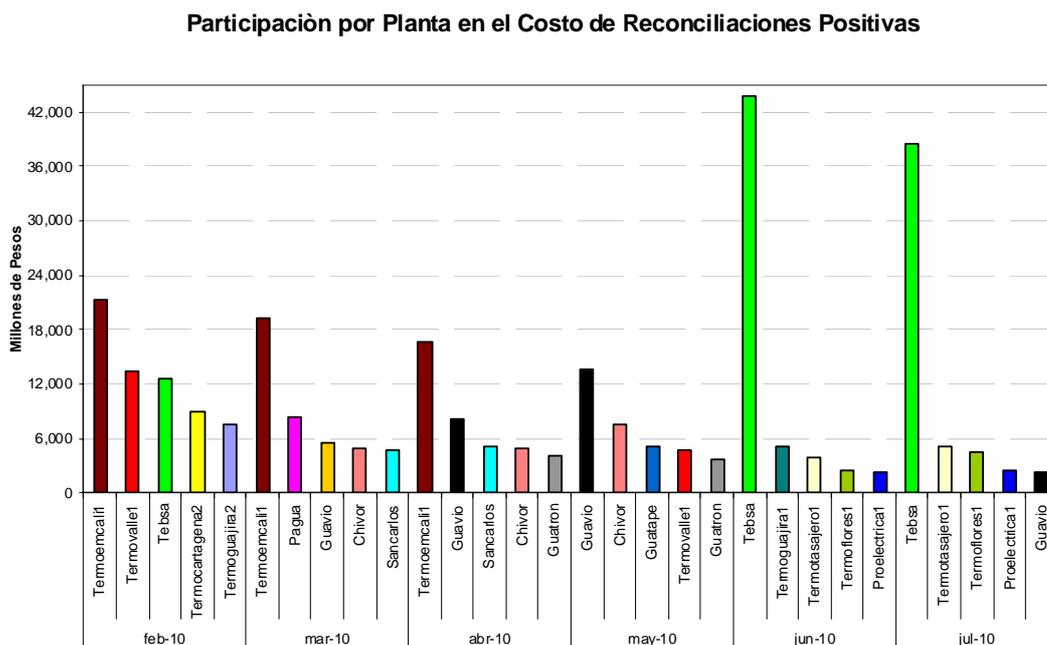
Gráfico No 36

El gráfico No 36 muestra el costo de las reconciliaciones positivas para los últimos 6 meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

Con excepción de la zona Norte donde los costos de las reconciliaciones negativas permanecieron estables en lugar de crecer, tanto los costos de las reconciliaciones positivas y negativas de las demás zonas, siguieron el mismo patrón de comportamiento de sus respectivas magnitudes.

### 3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 37-a y 37-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.



**Gráfico No 37-a**

Merece destacarse en julio el aumento de Chivor y la Tasajera, en cuanto a su participación en las reconciliaciones negativas.

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

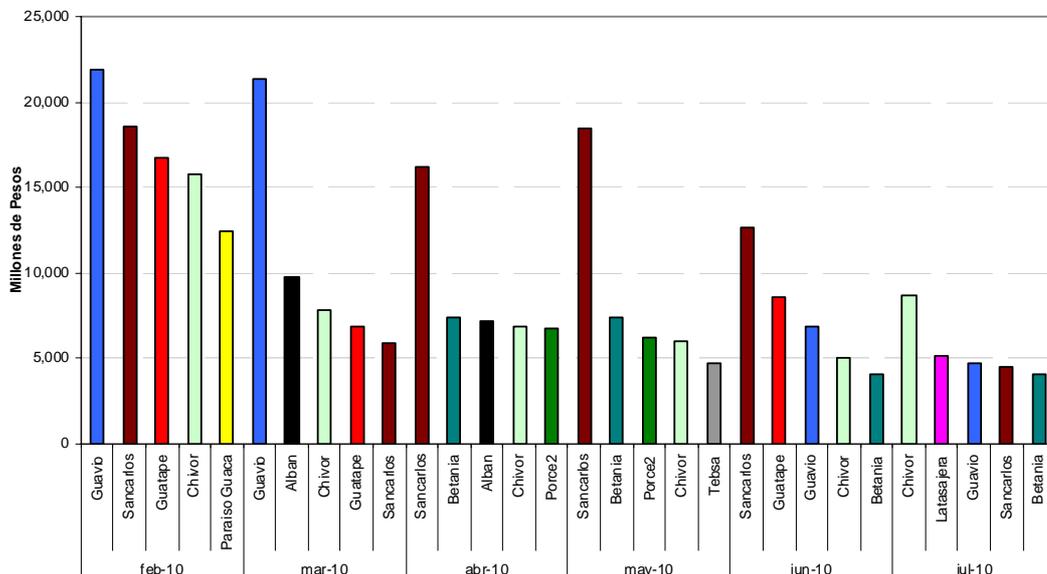


Gráfico No 37-b

## 3.5 Mercado de Contratos

### 3.5.1 Distribución del Precio de Contratos

#### Distribución del Precio de Contratos Agosto de 2010

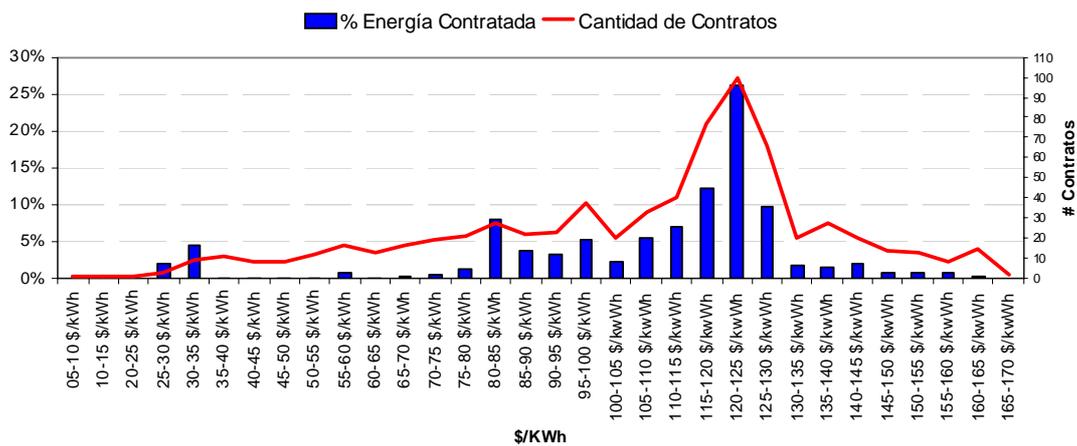


Gráfico No 38

El gráfico No 38 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de septiembre de 2009, en intervalos de \$5/kWh.

En agosto el precio medio de los contratos despachados se ubicó entre \$120/kWh y \$125/kWh, valor correspondiente para 27% de la energía contrata.