

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 16 – 2007**

**DISEÑO DEL INFORME MENSUAL**

**SISTEMATIZACION Y ANALISIS DE INFORMACION**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Julio 27 de 2007**

# CONTENIDO

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>1</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>2</b>
<b>3. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS SPOT.....</b>	<b>3</b>
3.1 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE BOLSA DIARIO VS NIVEL DE EMBALSE AGREGADO.....	3
3.2 MODELO DEL PRECIO DE BOLSA.....	4
3.3 PRECIOS DIARIOS DE BOLSA ACTUALES, HISTÓRICOS Y CRÍTICOS.....	5
3.4 NIVELES DE PRECIO DE BOLSA POR PERIODOS DE DEMANDA .....	5
3.5 DISTRIBUCIÓN DEL PRECIO DE BOLSA.....	6
<b>4. COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....</b>	<b>7</b>
4.1 AGENTES MARCADORES DEL PRECIO.....	7
4.2 PLANTAS MARCADORAS DEL PRECIO.....	9
4.3 OFERTAS POR AGENTE EN EL RANGO MARCADOR DE PRECIO .....	11
4.4 RELACIÓN PRECIOS DE OFERTA / PRECIO DE BOLSA Y DISPONIBILIDAD.....	12
4.5 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE OFERTA HIDRÁULICA Y TÉRMICA.....	26
4.6 CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO .....	26
4.7 ÍNDICE DE LERNER.....	27
4.8 ÍNDICE RESIDUAL DE SUMINISTRO.....	32
4.9 FRANJA MARGINAL DE LA FUNCIÓN DE DEMANDA RESIDUAL.....	37
<b>5. COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....</b>	<b>39</b>
5.1 PRECIO DE RECONCILIACIONES POSITIVAS VS PRECIO DE BOLSA.....	39
5.2 MAGNITUD DE LAS RECONCILIACIONES POSITIVAS Y NEGATIVAS.....	40
5.3 COSTO DE LAS RECONCILIACIONES POSITIVAS Y NEGATIVAS.....	42
5.4 PARTICIPACIÓN POR PLANTA EN RECONCILIACIONES.....	44
5.5 EVOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DE SEGURIDAD.....	57
<b>6. MERCADO DE CONTRATOS.....</b>	<b>58</b>
6.1 MAGNITUD DE CUBRIMIENTO DE CONTRATOS.....	58
6.2 PRECIO PROMEDIO DE CONTRATOS VS PRECIO DE BOLSA.....	59
6.3 DISTRIBUCIÓN DEL PRECIO DE CONTRATOS.....	60
6.4 NÚMERO Y DURACIÓN DE CONTRATOS VIGENTES.....	60
6.5 PRECIOS DE CONTRATOS POR TIPO DE DEMANDA SERVIDA.....	62
<b>7. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....</b>	<b>63</b>
7.1 VARIACIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA.....	63
7.2 VARIACIÓN DE APORTES HÍDRICOS AGREGADOS.....	64
7.3 VERTIMIENTOS.....	65

## 1. Resumen Ejecutivo

Este año los precios en bolsa han estado sistemáticamente por encima de los referentes históricos. En junio tampoco se corrigió el desplazamiento del mercado mayorista que ha caracterizado el 2007. La situación no es fácil de entender, teniendo en cuenta que el 2007 inició con un nivel de embalse agregado elevado, los aportes hídricos se han ceñido a los registros medios históricos, los precios de los combustibles se han mantenido en rangos similares al 2006, y la demanda de Ecuador se ha reducido. En condiciones normales los factores citados presionarían los precios a la baja.

Ahora bien, los argumentos anteriores podrían tener otra lectura por parte de los agentes. Si bien la hidrología del sistema en el 2007, ha sido similar a la histórica, también es cierto que los aportes hidrológicos en algunas cuencas importantes del sistema (Chivor, Guavio y Betania) han estado por debajo de los promedios históricos.

Por otra parte, el fortalecimiento de la red de transmisión que ha implicado una reducción de la generación fuera de mérito, al mismo tiempo se traduce en una mayor demanda sobre los recursos hídricos. Anteriormente los agentes sabían que una fracción importante de la demanda de la Costa se debía atender con generación térmica. Ahora, la mayor parte de la demanda total del país, incluida la Costa, se puede atender con energía hídrica. En otras palabras existe una mayor demanda sobre un parque de recursos hidroeléctricos que se mantiene constante. Este proceso, presumiblemente, genera un impacto en el valor del agua y en las ofertas de precio hacia el alza. Además, generadores térmicos de la Costa que ahora deben ser despachados en mérito, están ofertando al MEM con valores competitivos y naturalmente más costosos que los recursos hidroeléctricos.

Otros elementos que pueden estar presionando los precios del spot son el alto crecimiento de la demanda eléctrica del país sin expansiones importantes en generación y la incertidumbre reinante en cuanto al adecuado abastecimiento de gas para el parque térmico.

El CSMEM considera importante resaltar algunos riesgos de mediano y largo plazo que pueden desatar un fuerte crecimiento de precios en el mercado. Es sintomático el hecho según el cual si la demanda externa de energía (exportaciones a Ecuador) no se hubiere reducido y enfrentáramos los niveles de demanda registrados en diciembre de 2006, el precio de bolsa ya habría superado el precio de escasez y se habrían activado

las garantías de energía establecidas por el nuevo mecanismo del cargo por confiabilidad.

Finalmente, debe considerarse que aunque el informe mensual de seguimiento constituye una herramienta de apoyo para detectar y caracterizar fenómenos que modifiquen el comportamiento del mercado, un análisis que permita determinar si este comportamiento es coyuntural o estructural y, en cualquiera de los casos, identificar en detalle las causas y posibles remedios a este comportamiento, trasciende el alcance del informe.

## **2. Introducción**

Este informe presenta el formato tipo que va a utilizar el CSMEM mensualmente. El objetivo de este formato es entregar mensualmente información relativa al mercado mayorista de energía con énfasis en el desempeño del mismo y la evolución del poder de mercado. Se busca que tanto el CSMEM, como quienes consulten el reporte, puedan analizar periódicamente el comportamiento de los indicadores que caracterizan el tipo e intensidad de la competencia a nivel mayorista.

El formato se ha concebido como una herramienta dinámica, en el sentido en que el CSMEM incorporará nuevos indicadores a medida que se depuren los cálculos y se sistematice la captura de información de las bases que mantiene XM. Este informe incluye nuevos elementos con respecto al informe quince, tales como indicadores sobre el comportamiento de las reconciliaciones y restricciones, el mercado de contratos y el comportamiento del sistema, quedando pendiente el desarrollo de los indicadores relativos al tema del servicio de regulación secundaria de frecuencia SRSF.

Se aclara que para los indicadores relativos a los agentes generadores, el agente Betania ha sido incorporado como parte de Emgesa y por tanto aquel desaparece como agente independiente.

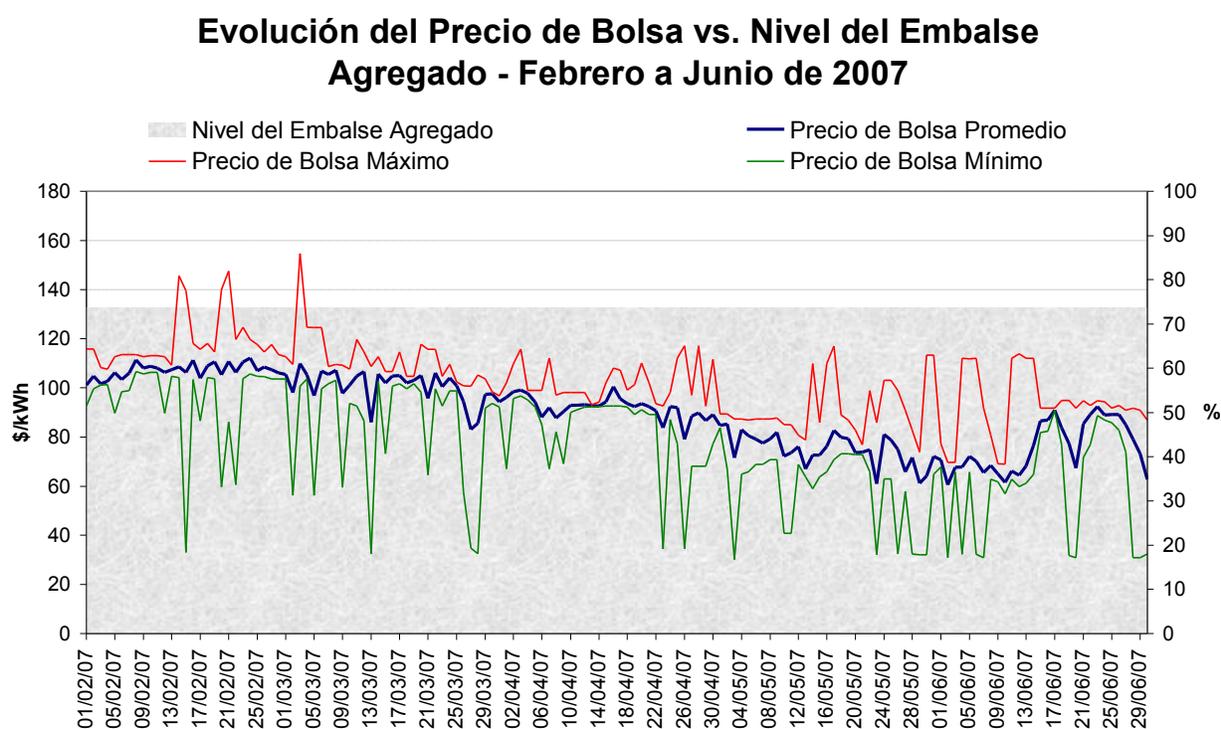
Es tarea del CSMEM analizar cuidadosamente los factores más significativos del mercado, con el fin de prevenir eventuales problemas en su funcionamiento hacia el futuro. A lo largo del informe se esbozan también algunas hipótesis con el ánimo de abrir un debate entre los agentes del sector.

Se incluye un anexo con la descripción de las gráficas analizadas y para aquellos indicadores donde se ha considerado necesario, la descripción y su forma de cálculo.

### 3. Evolución de los Precios Spot

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

El gráfico No 1 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 5 meses.

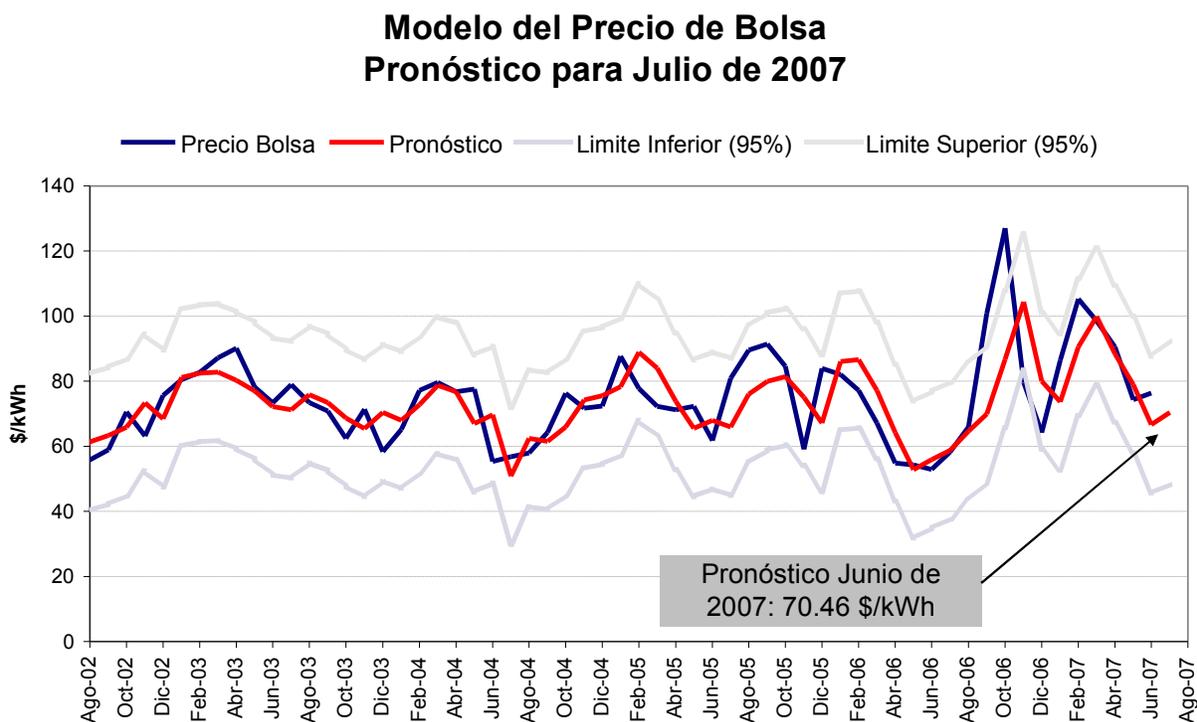


**Gráfico No 1**

De acuerdo con el comportamiento típico del fin de la primera temporada invernal, en junio del 2007 continuó el proceso de recuperación del embalse agregado. Los precios de la bolsa, que como se mencionó en el informe anterior venían presentando niveles excepcionalmente elevados en lo corrido del año, en junio tuvieron fuertes oscilaciones a lo largo del mes, manteniendo promedios elevados a pesar que el nivel del embalse agregado sobrepasó el 65%.

### 3.2 Modelo del Precio de Bolsa

El gráfico No 2 presenta el modelo autorregresivo de orden uno que relaciona el precio de bolsa, en función del embalse ofertable agregado y el precio de bolsa del mes anterior. La curva en color azul corresponde al precio de bolsa ponderado mensual y la curva de color rojo, al valor del pronóstico mensual del precio de bolsa.

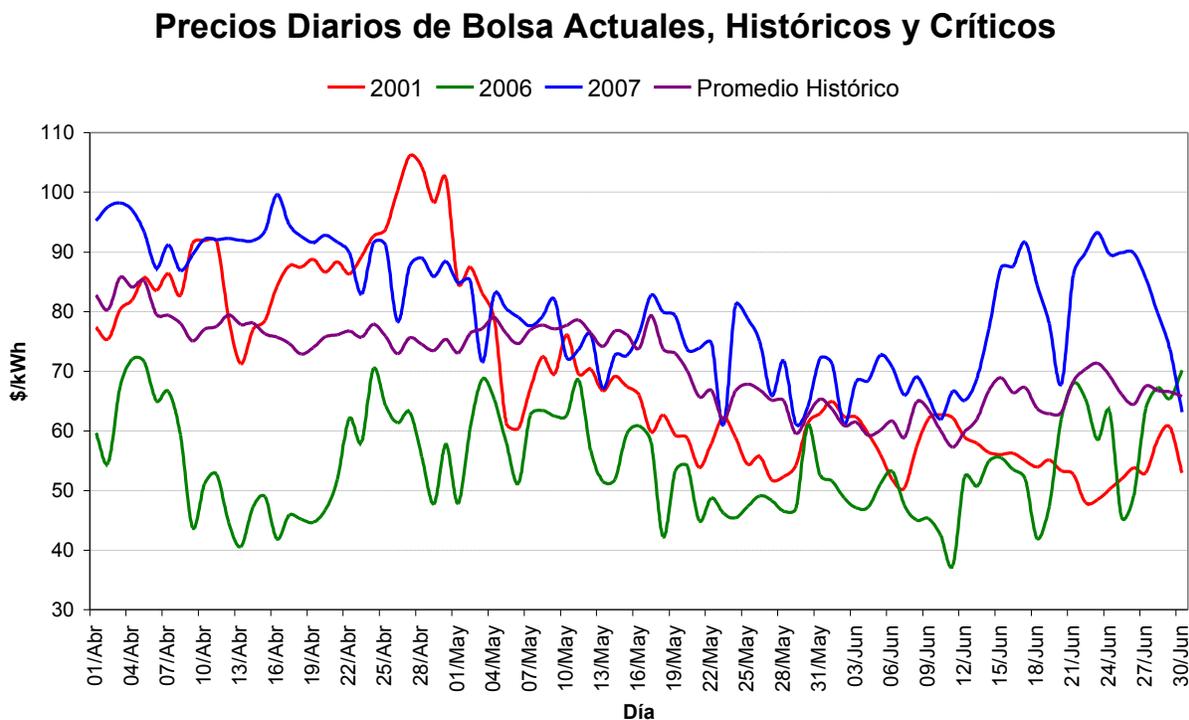


**Gráfico No 2**

Una comparación entre los precios de bolsa observados en octubre con los proyectados por el modelo econométrico de series de tiempo que se reparametriza mensualmente, permite inferir que las oscilaciones de la bolsa en ese mes mostraron una mayor varianza de la que estima el modelo. De esta forma, el precio del mercado presentó picos y mínimos por fuera de la banda asociada al 95% de probabilidad. En junio el precio se situó ligeramente por encima del precio estimado.

### 3.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos

El gráfico No 3 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses, y los compara para estos mismos meses, con los valores históricos, los valores del año anterior y los críticos (del Niño 2001-2002).

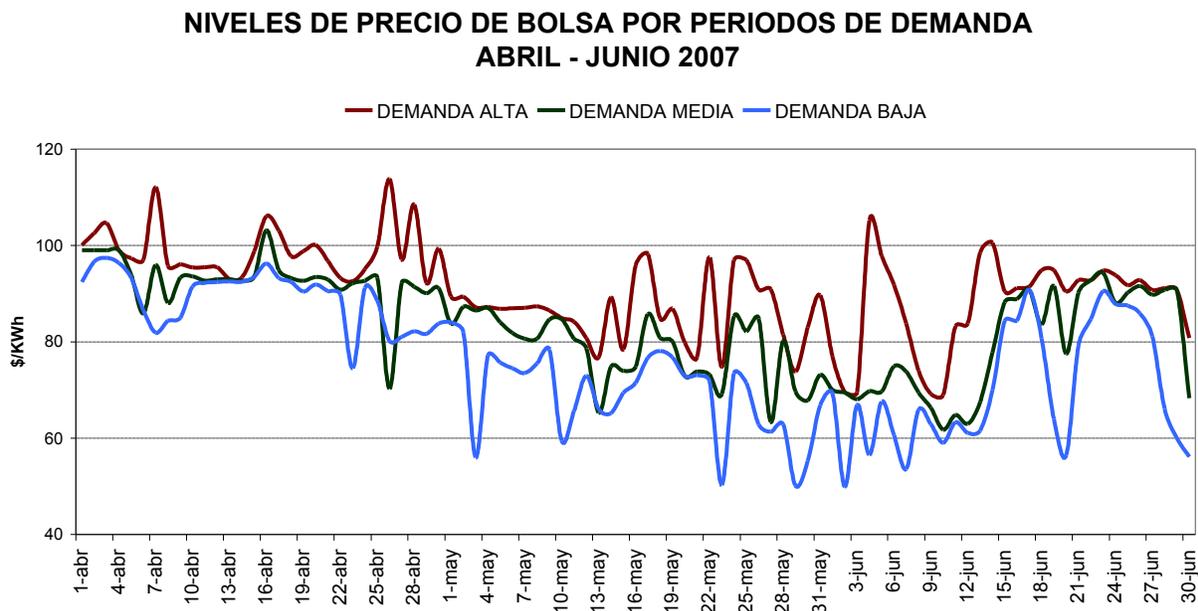


**Gráfico No 3**

El gráfico permite constatar que los precios en junio no solo mantuvieron la tendencia de todo el año 2007, en el sentido de superar la media histórica, sino que ampliaron considerablemente las diferencias con sus referentes en el pasado, hasta niveles superiores al 25% en algunos casos. Este comportamiento se da en un año que no ha sido particularmente seco, ni objeto de fuertes crecimientos en el costo de los combustibles.

### 3.4 Niveles de Precio de Bolsa por Periodos de Demanda

El gráfico No 4 presenta valores diarios ponderados del precio de bolsa, para cada uno de los tres periodos de demanda: alta / media / baja, para los últimos 3 meses.



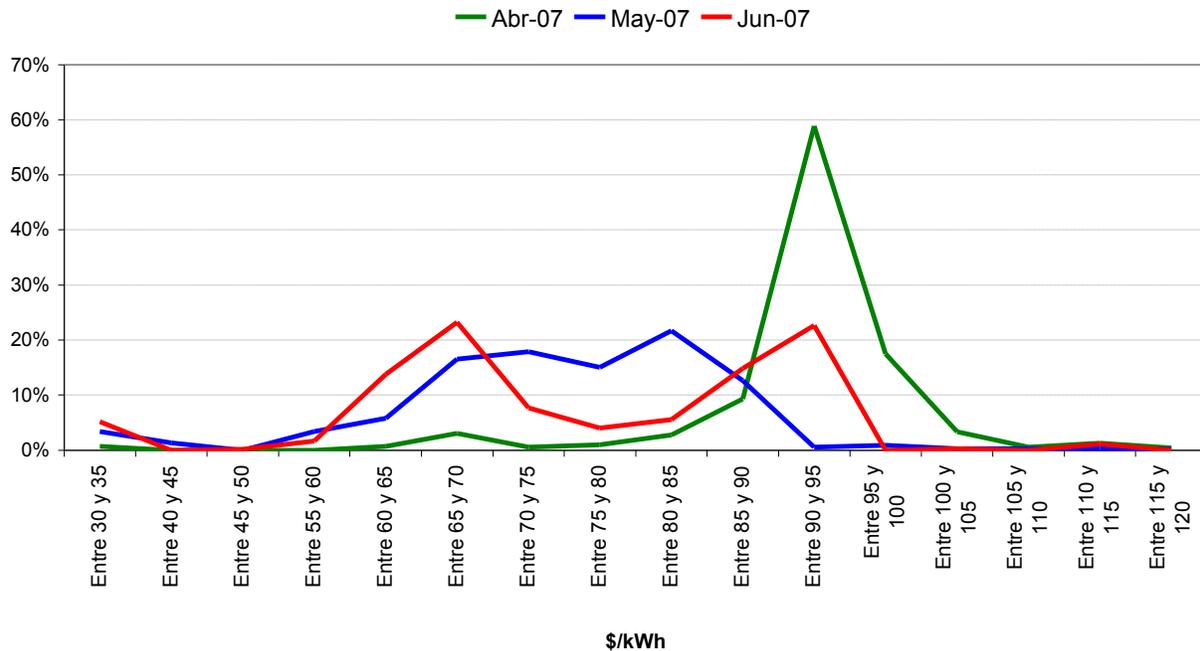
**Gráfico No 4**

Junio, salvo en los dos eventos en que el mercado presentó caídas abruptas de precio, se puede caracterizar como un mes de diferencias relativamente estrechas entre los precios para horas de baja, media y alta demanda. Este comportamiento refleja el aplanamiento de la curva de oferta en el rango relevante asociado a las demandas máximas y mínimas diarias.

### 3.5 Distribución del Precio de Bolsa

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

## Distribución del Precio de Bolsa



**Grafico No 5**

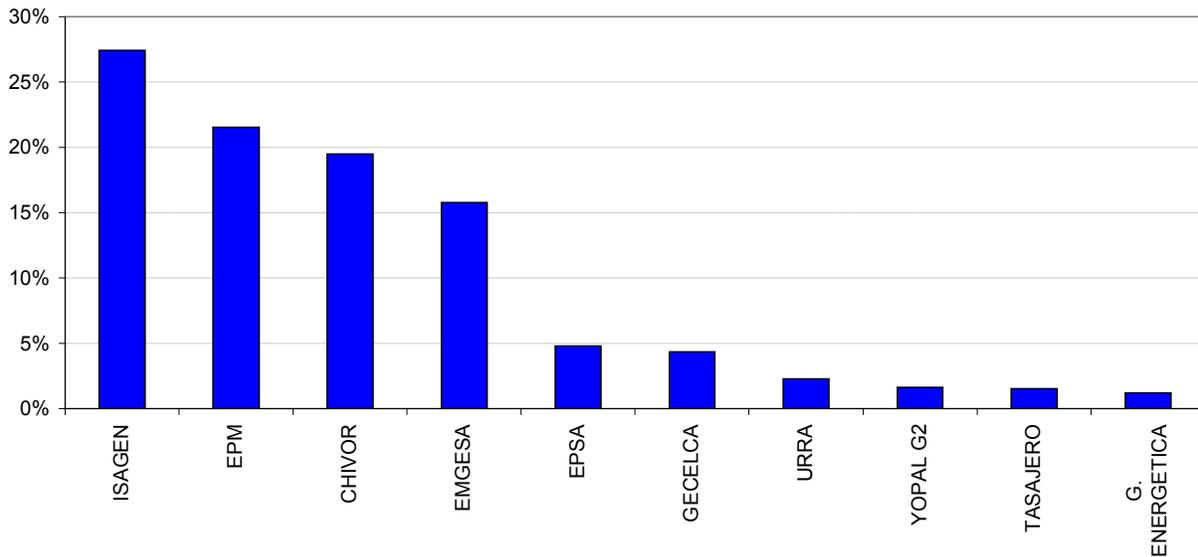
El gráfico de distribución de precios valida la hipótesis de alta dispersión de los precios del mercado en junio del 2007. De hecho la distribución para el mes de junio es bimodal, indicando altas frecuencias en las horas de mínima y máxima demanda. La media de la distribución es considerablemente menor que la de abril, pero sostiene niveles similares a los observados en mayo.

## 4. Comportamiento de Ofertas

### 4.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico 6-a presenta para el último mes, el porcentaje de tiempo que cada agente del sistema fue marcador del precio de bolsa. De otra parte el gráfico 6-b presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo que fueron marcadores del precio.

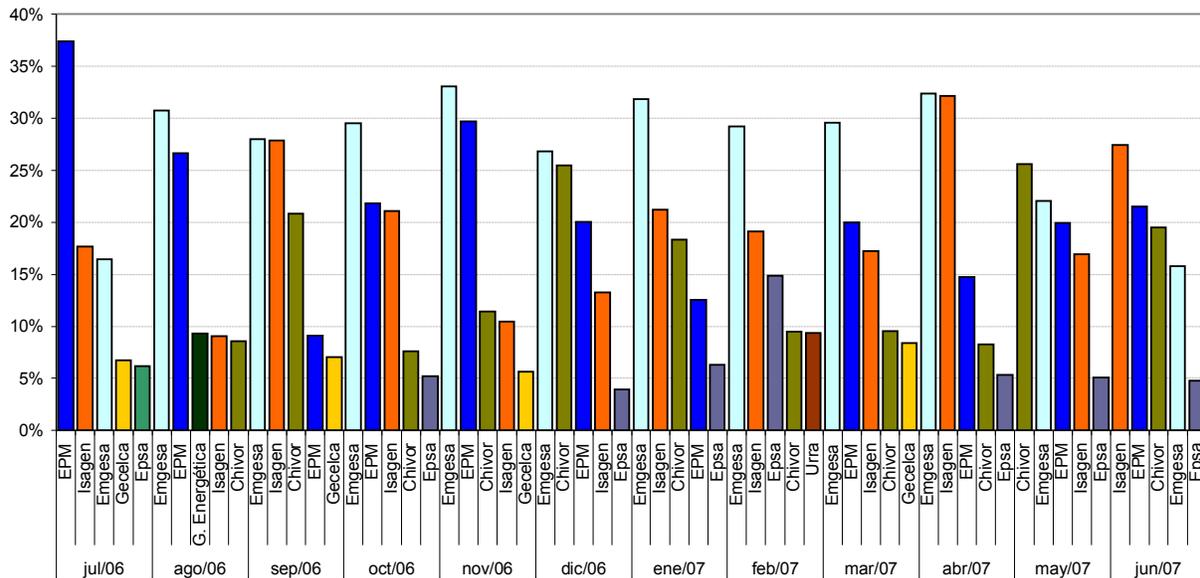
**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del  
Precio de Bolsa  
Junio de 2007**



**Grafico No 6-a**

Se mantiene la tendencia en la cual cuatro empresas fijan los precios del mercado durante más del 80% del tiempo; sin embargo, en el mes de junio es Isagen quien tiene la mayor concentración, seguido por EPM, Chivor y Emgesa. Específicamente el caso de Chivor que fijó el precio en el mes de mayo, podría tener como explicación la salida de operación de Guavio.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del  
Precio de Bolsa  
Julio de 2006 a Junio de 2007**



**Gráfico No 6-b**

Como se observa en el gráfico 6-b, entre agosto de 2006 y abril de 2007, Emgesa actuó consistentemente como líder en la fijación de precios, este papel también lo cumplió EPM en julio de 2006, Chivor en mayo de 2007 e Isagen en junio de 2006.

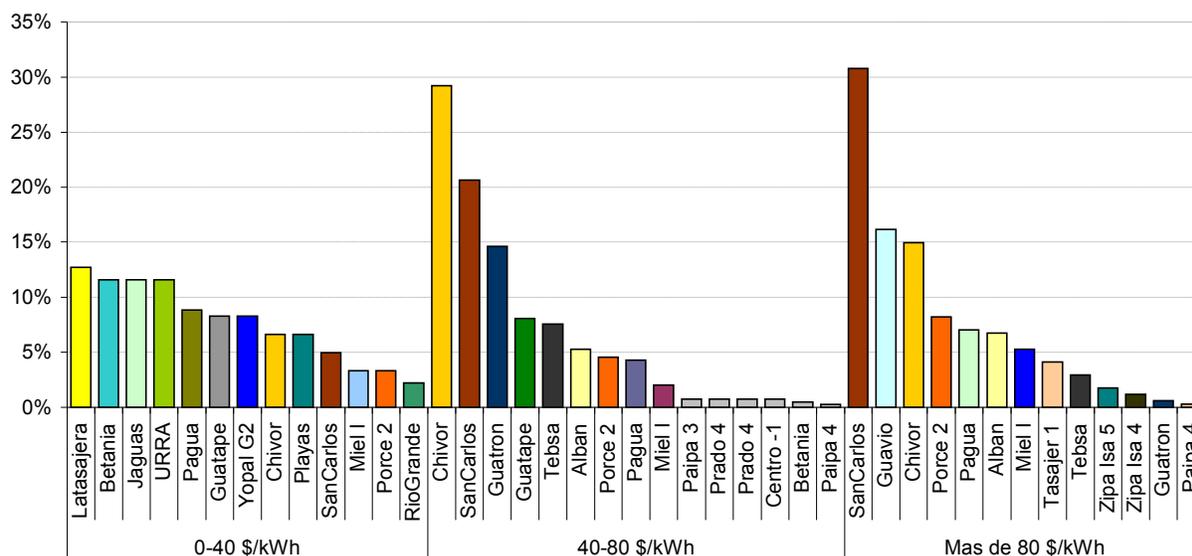
Junio tuvo un comportamiento muy similar al mes de mayo y estos dos pueden considerarse como meses normales en términos del liderazgo de precios, puesto que el valor alcanzado por Isagen, que fijó el precio una cuarta parte del tiempo, solo supera levemente los mínimos de coincidencias alcanzados por Emgesa en diciembre de 2006.

**4.2 Plantas Marcadoras del Precio**

El gráfico 7-a presenta para el último mes, el porcentaje de tiempo que cada planta del sistema fue marcadora del precio de bolsa, clasificadas las ofertas en tres rangos de precios. Con este histograma se busca determinar el liderazgo del mercado bajo

diferentes condiciones de demanda. Similarmente la figura No 7-b presenta para los últimos tres meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de los tres rangos de precios de oferta.

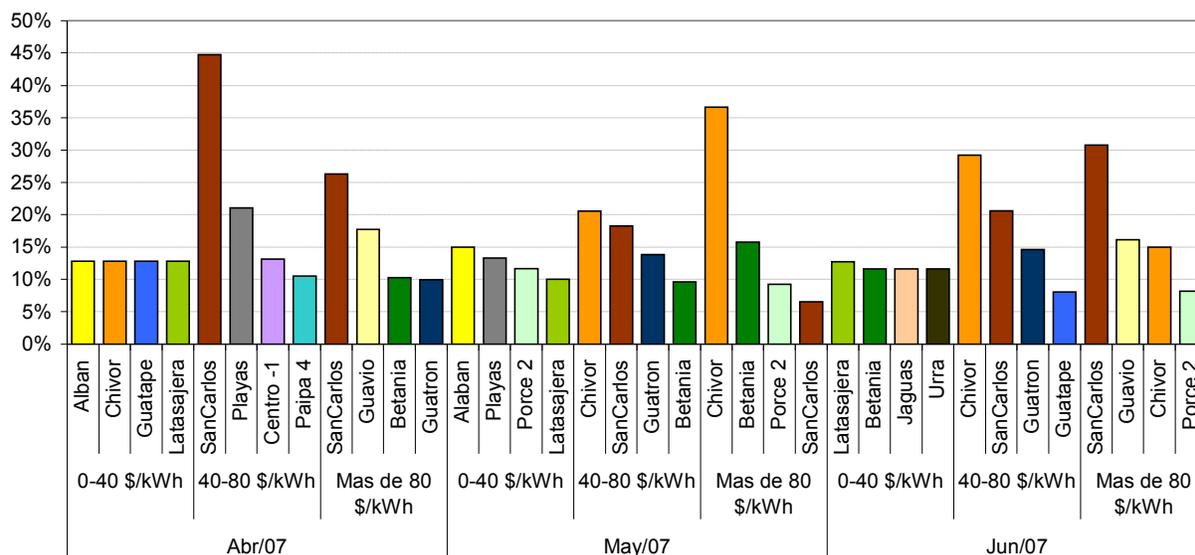
### Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio Junio de 2007



**Gráfico No 7-a**

Como se anotaba en el informe número 15, en los rangos de baja demanda la distribución de fijadores de precios es más uniforme (destacándose principalmente La Tasajera, Betania, Jaguas y Urrá), que en horas de demanda media y alta, en las cuales sobresalen determinados agentes. En junio es muy relevante el papel que cumplió Chivor en horas de demanda media y San Carlos en horas de demanda alta. Se destaca también como Tebsa ha incidido en la fijación del precio en horas de demanda alta e incluso media; se podría plantear la hipótesis según la cual, ante la eliminación de los cuellos de botella en transporte hacia la región de la Costa, aumentaron los incentivos de esta planta para salir despachada en mérito.

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio  
Abril a Junio de 2007**



**Gráfico No 7-b**

Se observa en el gráfico 7-b que a diferencia de los meses anteriores de abril y mayo, las plantas térmicas en junio reducen su papel como fijadoras de precio, probablemente reflejando el hecho de los buenos niveles del embalse agregado.

En el trimestre abril – mayo –junio, se presenta una concentración importante en San Carlos y Chivor para las demandas media y alta, excediendo el 30% del tiempo de fijación de precio en la franja de demanda correspondiente.

**4.3 Ofertas por Agente en el Rango Marcador de Precio**

El gráfico No 8 presenta para cada día, el número de plantas por agente, que ofertan en el rango arbitrario 0.9 a 1.1 del precio promedio de bolsa, para los días del último mes. En cada barra del gráfico se van acumulando con diferente color, el número de plantas de los agentes que ofertaron dentro del rango especificado. Se busca ilustrar el comportamiento de los agentes en la formulación de las ofertas y se plantea como

hipótesis, que una estrategia de los agentes consiste en ofertar al menos una de sus plantas en el rango competitivo, para evitar que el precio de bolsa caiga abruptamente, amparados en el hecho que la oferta conjunta de este grupo de plantas es indispensable para atender la demanda del mercado.

El mes de junio tiene como restricción, la salida de Guavio a mantenimiento durante los primeros 20 días del mes, lo que limita las oportunidades de Emgesa de seguir la estrategia hipotética.

### Ofertas por Agente en el rango 0.9 a 1.1 del Precio Promedio de Bolsa - Junio de 2007

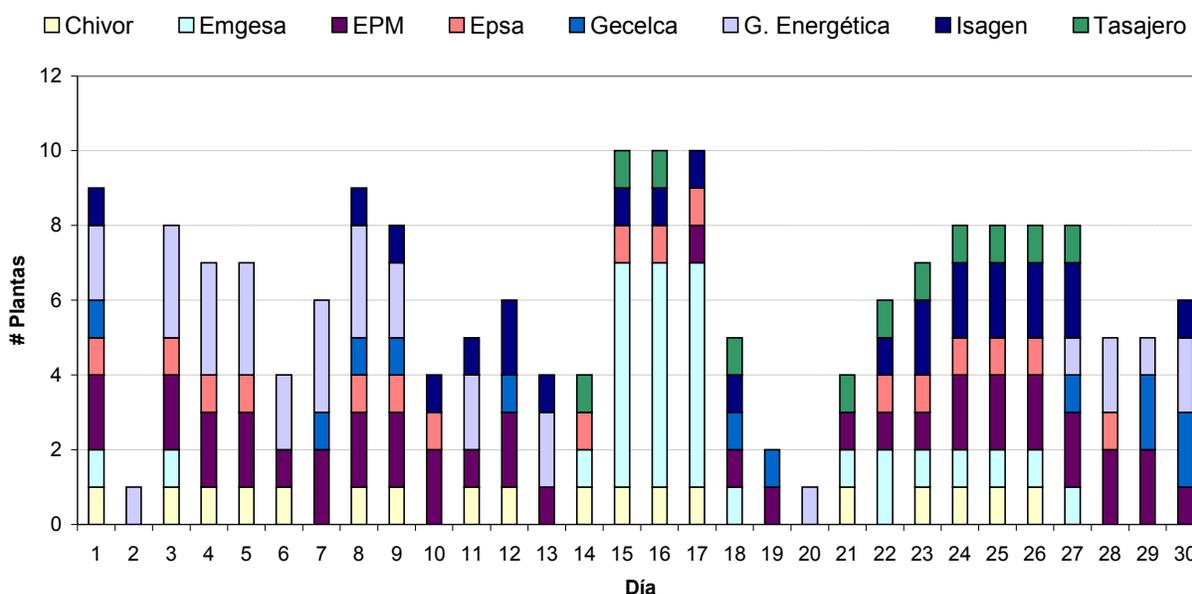


Gráfico No 8

Específicamente en junio, solamente durante dos días ninguno de los mayores agentes ofertó en el “rango de competencia” y se destaca como EPM durante 25 días (83% del tiempo) estableció una o dos ofertas en este rango de precios, mientras que Chivor e Isagen lo hicieron durante 18 días.

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

El conjunto de gráficos 9-a a 9-m presenta para las principales plantas del sistema, a nivel diario, la relación de los precios de oferta a los precios de bolsa en porcentaje, la

disponibilidad ofertada, el nivel de cada embalse en las plantas hidroeléctricas y el nivel del embalse agregado del sistema en el caso de las plantas térmicas, en porcentaje, para los últimos seis meses. Esta información permite ver la evolución de las principales variables y su relación con las ofertas de cada planta.

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Betania Enero a Junio de 2007

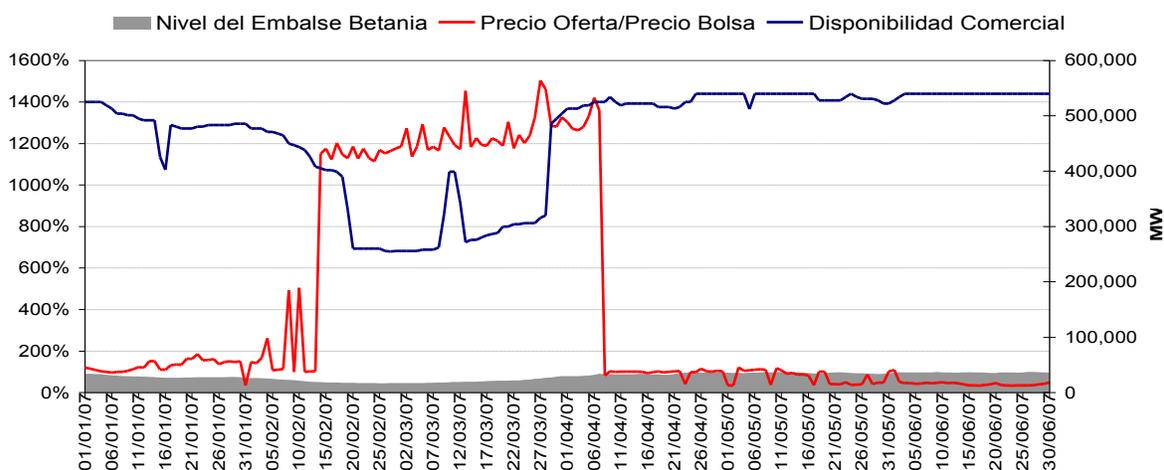


Gráfico No 9-a

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Chivor Enero a Junio de 2007

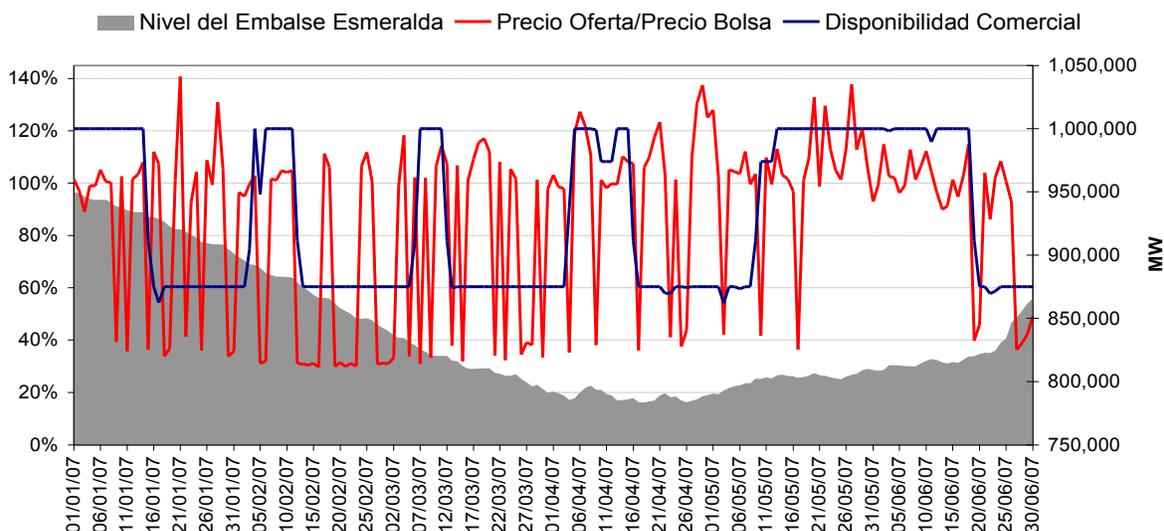


Gráfico No 9-b

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Guatape Enero a Junio de 2007

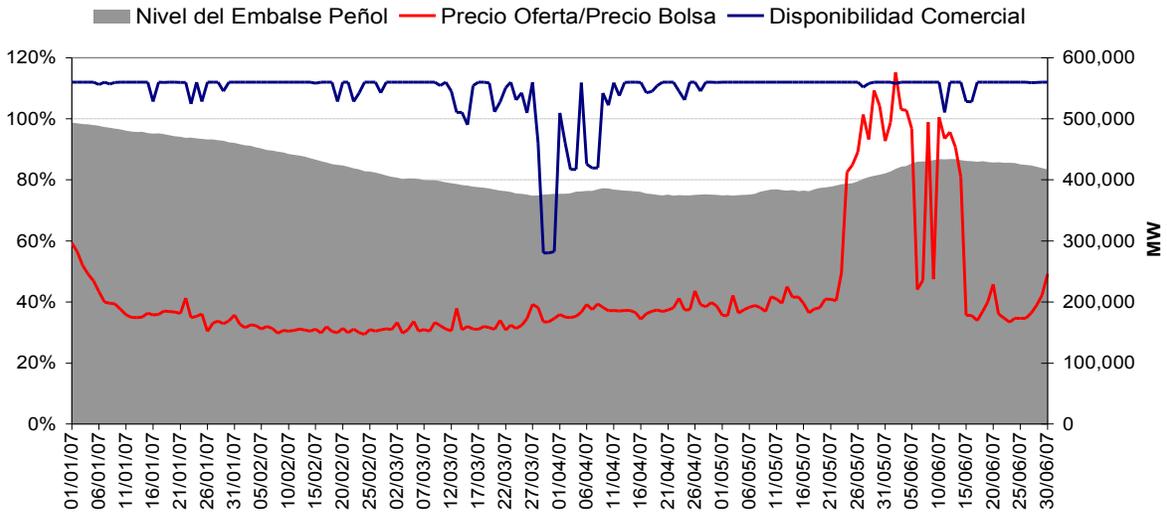


Gráfico No 9-c

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Guavio Enero a Junio de 2007

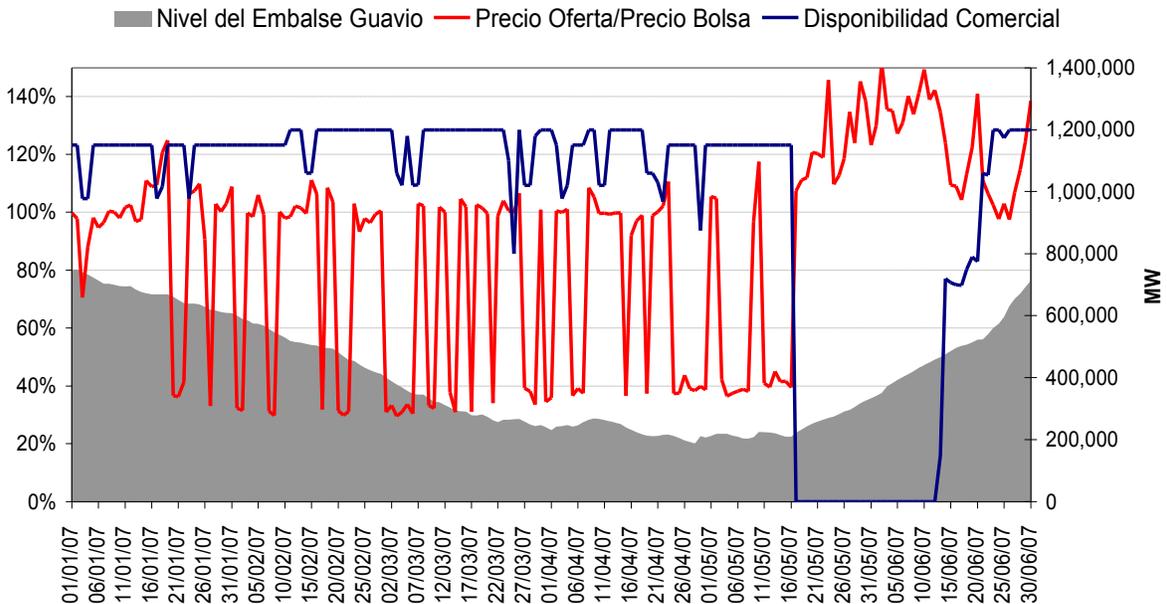


Gráfico No 9-d

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Jaguas Enero a Junio de 2007

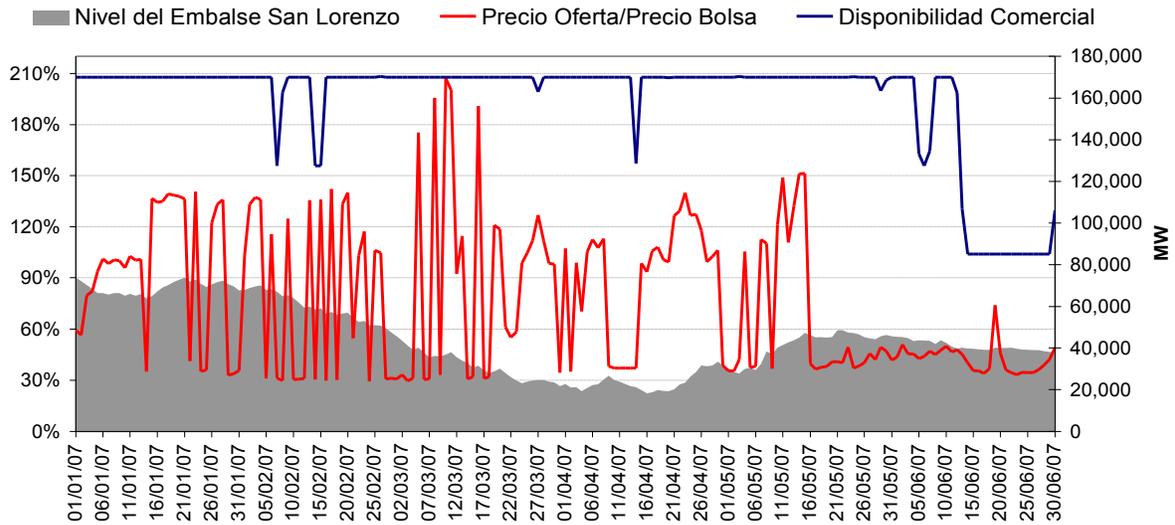


Gráfico No 9-e

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Paraiso Guaca Diciembre de 2006 a Mayo de 2007

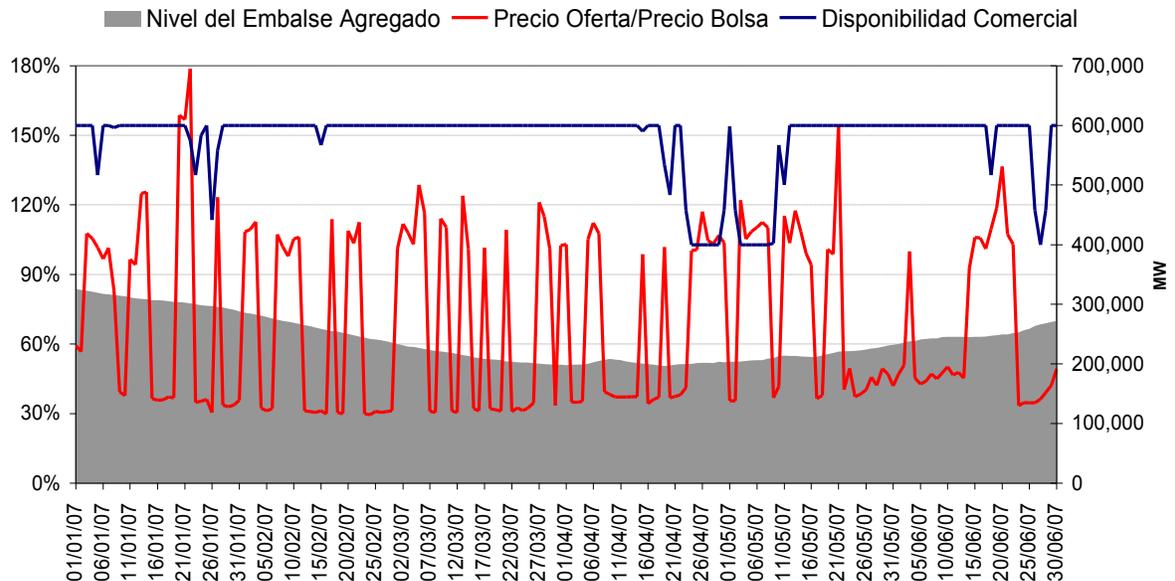


Gráfico No 9-f

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Porce Enero a Junio de 2007

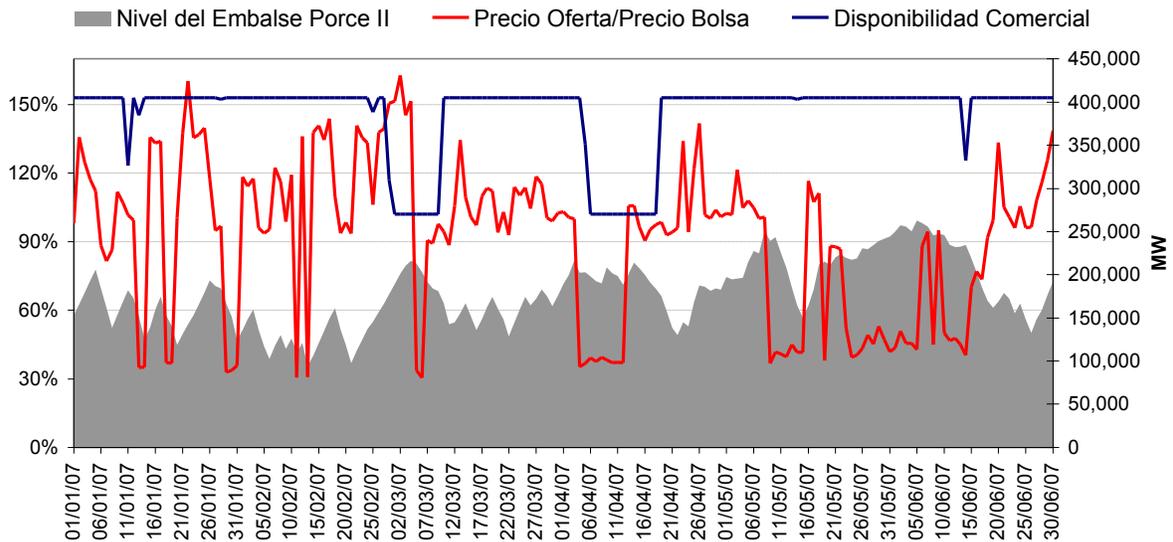


Gráfico No 9-g

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - San Carlos Enero a Junio de 2007

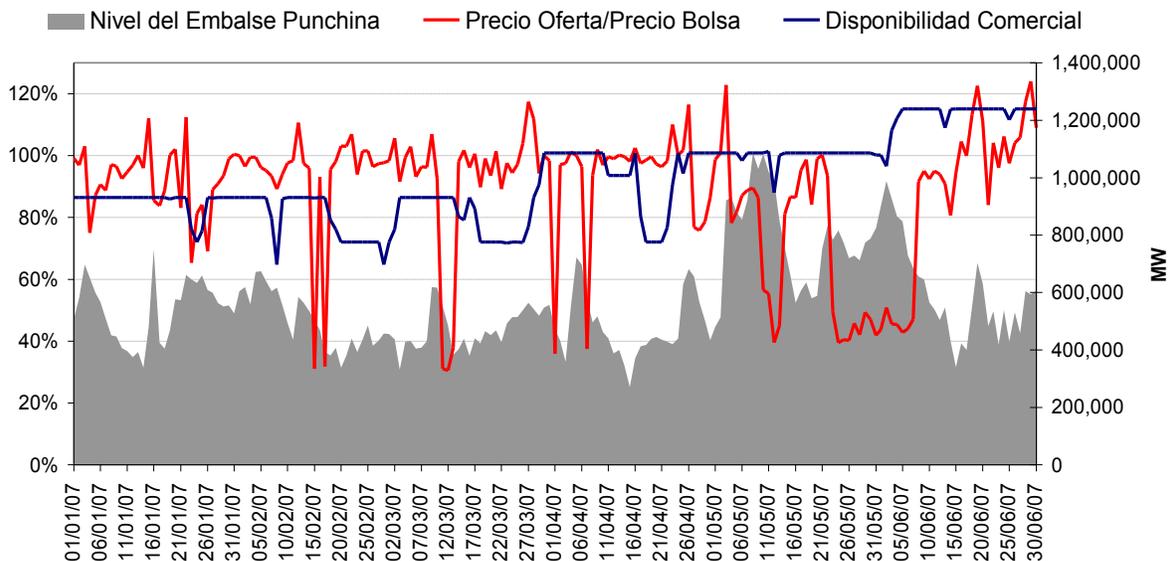


Gráfico No 9-h

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Tebsa Enero a Junio de 2007

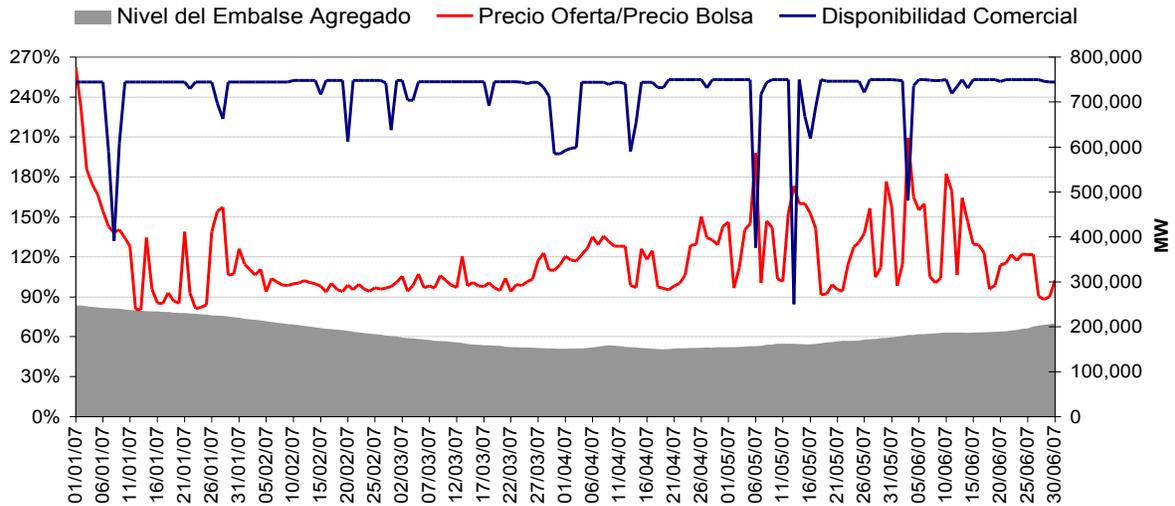


Gráfico No 9-i

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Termocentro Enero a Junio de 2007

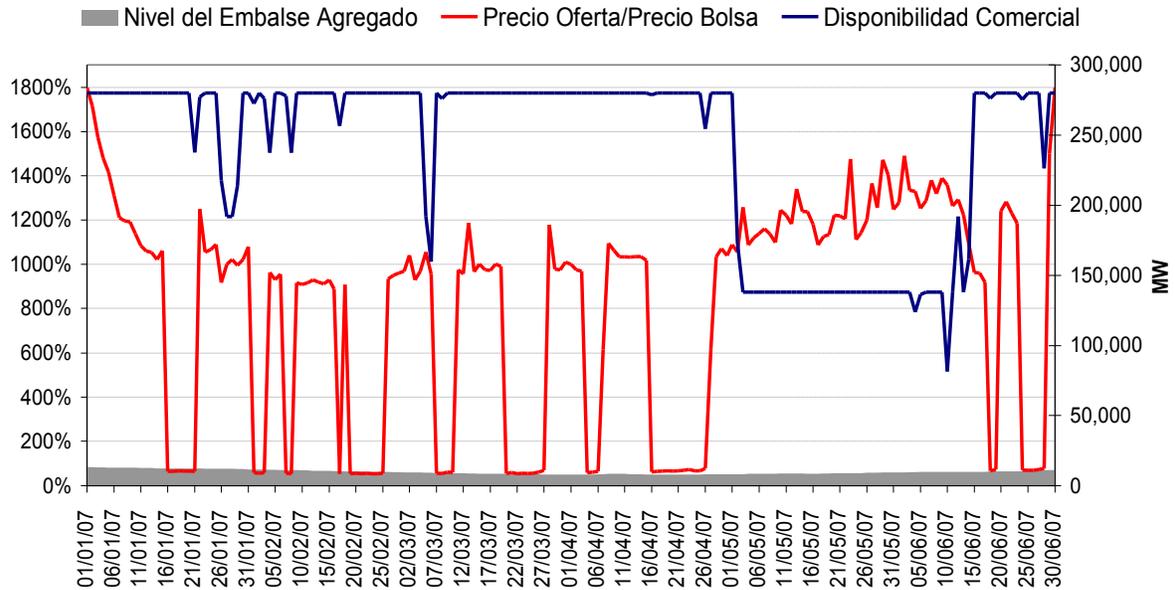


Gráfico No 9-j

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Termosierra Enero a Junio de 2007

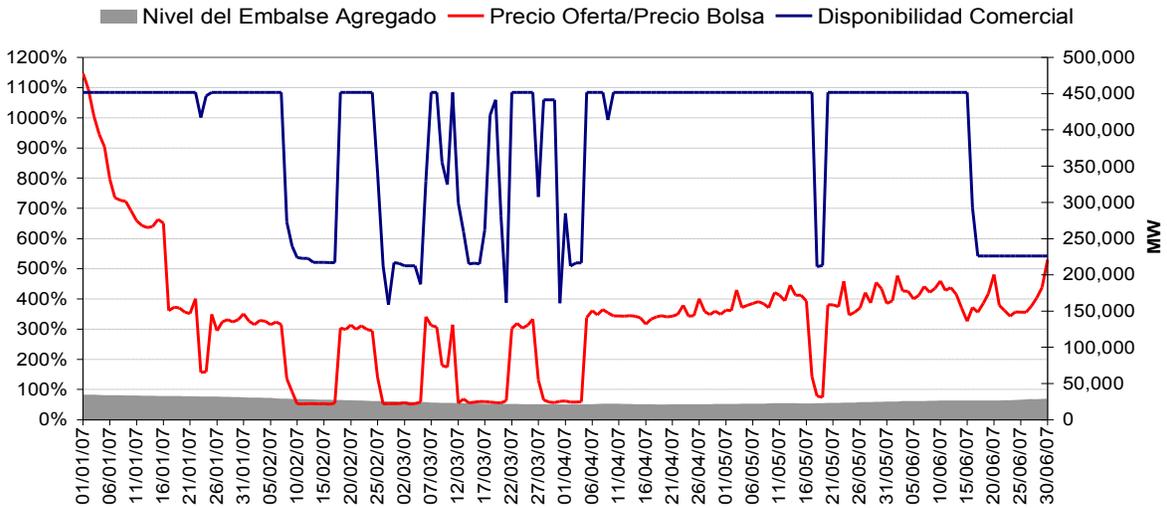


Gráfico No 9-k

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Urra Enero a Junio de 2007

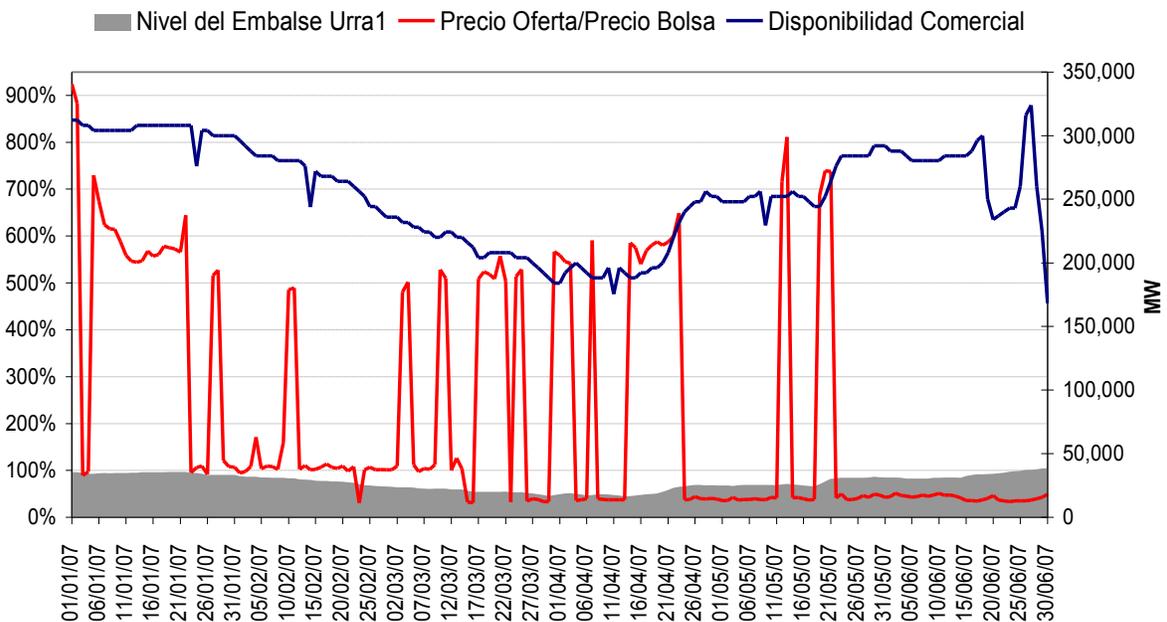


Gráfico No 9-l

### Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Termostiza 2 Enero a Junio de 2007

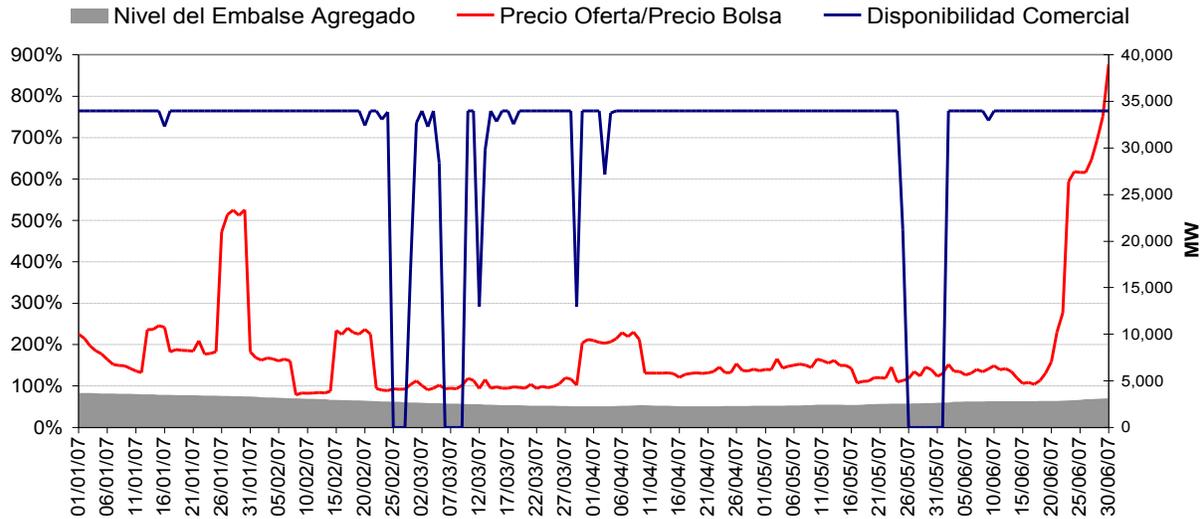


Gráfico No 9-m

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

#### Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica Julio de 2005 a Junio de 2007

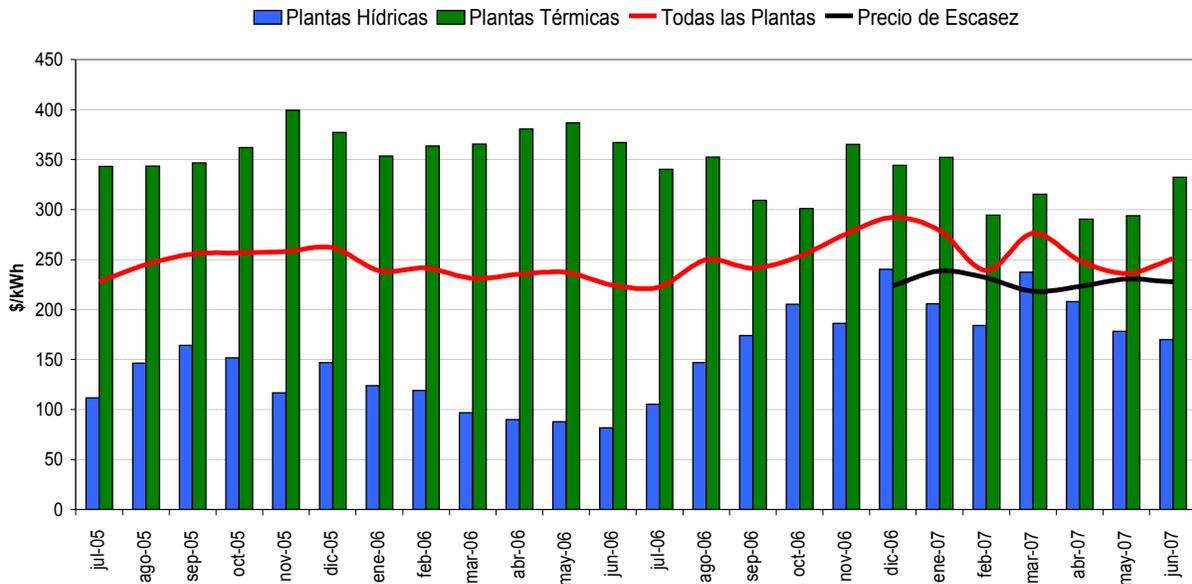


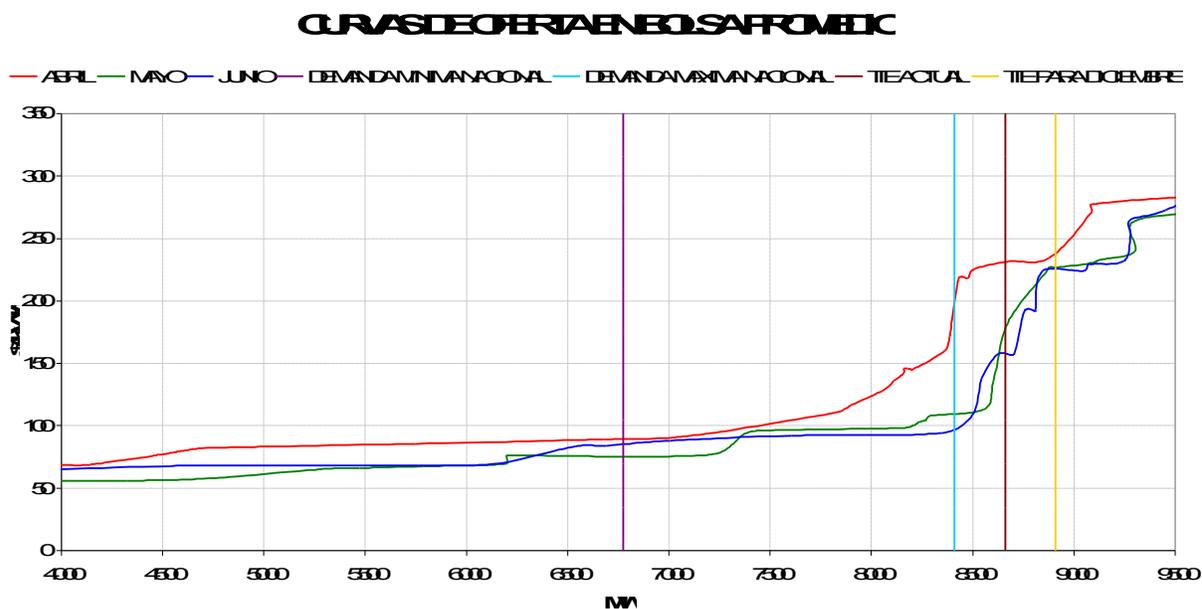
Gráfico No 10

El gráfico No 10 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total, y el precio de escasez, para los últimos 2 años.

En junio se amplió ligeramente la brecha entre el valor promedio de las ofertas del parque térmico y las del hídrico. La oferta promedio ponderada por la disponibilidad, superó el precio de escasez.

#### 4.6 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 11 presenta para cada uno de los últimos tres meses, la curva de oferta de precio en bolsa promedio, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.



**Gráfico No 11**

La forma de la curva de oferta ayuda a explicar la baja dispersión de precios entre horas del día y la alta volatilidad de los precios promedio de la bolsa que caracterizaron el mes de junio. En junio las ofertas de precios a la izquierda de la intersección entre la oferta y la demanda máxima nacional, se han aplanado con relación al mes anterior y como resultado, el nivel de precios que despejan el mercado es muy similar independientemente de los niveles de demanda. A la derecha de este punto, en

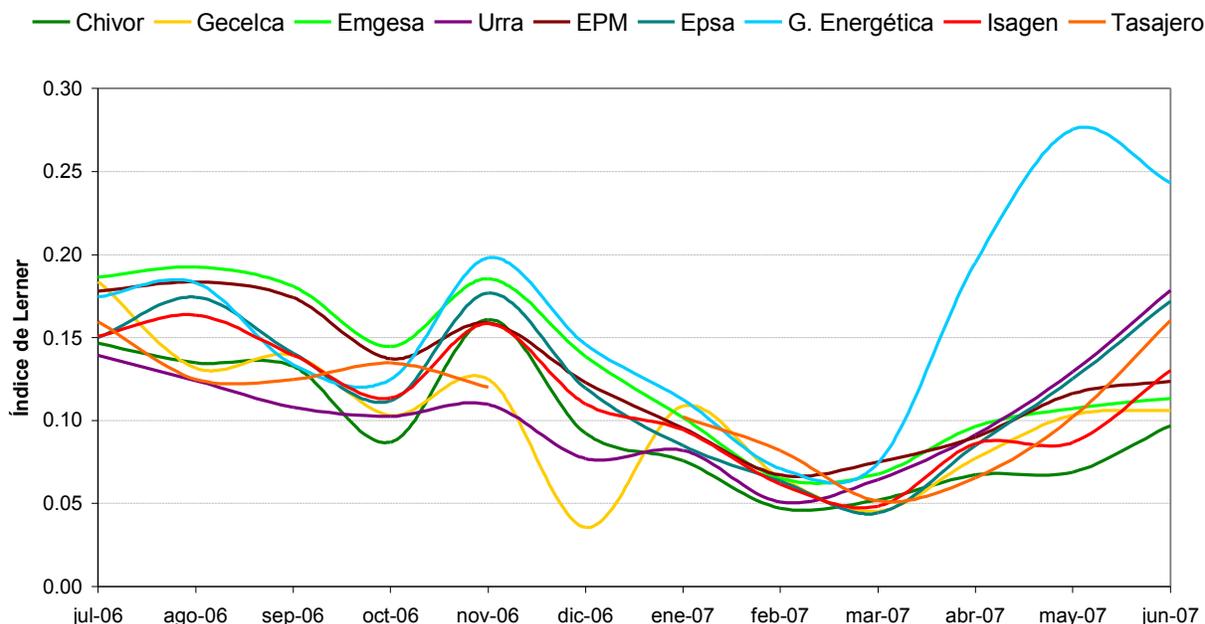
contraste, la curva de oferta se ha vuelto aún más inelástica, lo que marca fuertes oscilaciones de precios en función de los niveles observados de demanda.

Si bien toda la oferta se ha desplazado hacia abajo con relación a los datos observados en abril, es necesario poner atención a los riesgos de un fuerte crecimiento de precios en el mercado. De hecho, si la demanda externa de energía no se hubiese reducido y enfrentáramos los niveles de demanda registrados en diciembre, el precio de bolsa ya habría superado el precio de escasez y se habrían activado las garantías de energía establecidas por el nuevo mecanismo del cargo por confiabilidad.

#### 4.7 Índice de Lerner

Los gráficos 13-a a 13-f presentan, para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, calculado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, anual e histórico, para los periodos de demanda alta / media / baja, en los últimos doce meses.

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

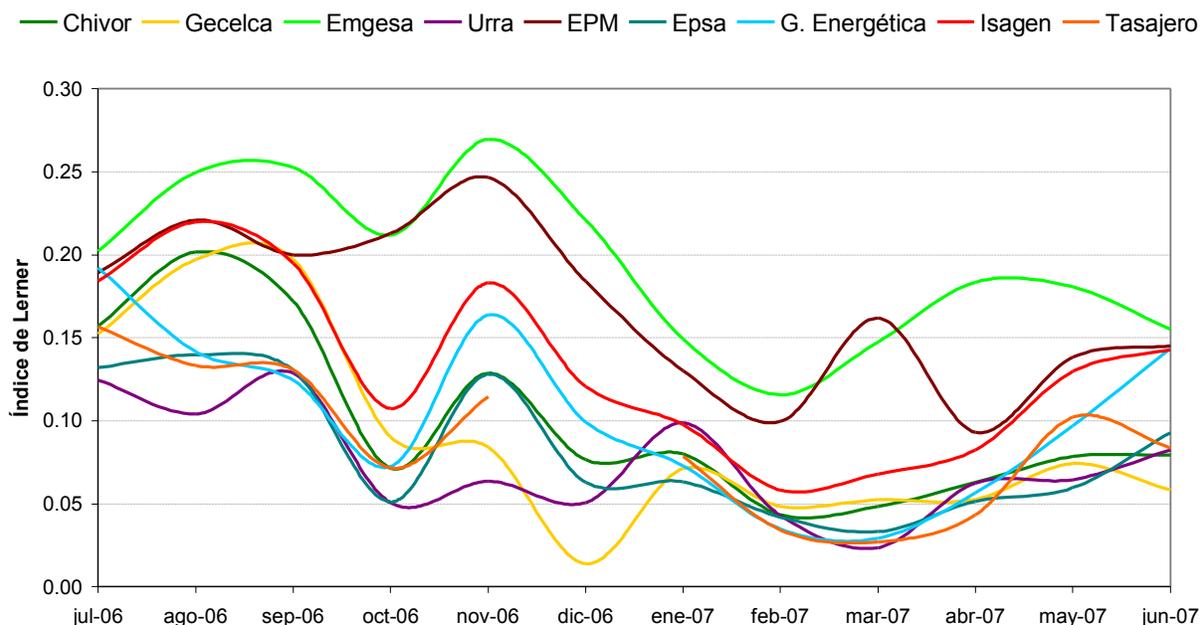


**Gráfico No 13-a**

En junio se observó un aumento en el índice de Lerner para horas de baja demanda. Este resultado indica que los agentes cuentan con un mayor incentivo para elevar sus

ofertas por encima del costo marginal en el proceso de optimizar ingresos, analizando el mercado en horas de baja demanda. En particular, como se observó en el informe No 15, el comportamiento del índice de Lerner para Gestión Energética se aparta del de los demás agentes del sistema y toma valores de 20% en abril, 28% en mayo y 24% en junio.

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



**Gráfico No 13-b**

En horas de demanda media se observa igualmente un aumento en el índice de Lerner para los principales agentes, sin embargo es inferior al 15%. En particular es de interés el comportamiento de los índices de Lerner para EPM y Emgesa (ahora incluyendo a Betania) que se apartan de los índices de los demás agentes y que para Emgesa alcanzó el valor de 18% en abril y mayo.

En horas de demanda alta el gráfico 13-c muestra que el poder de mercado se ha mantenido en niveles similares a los del mes de mayo, con excepción de EPM y Emgesa cuyos índices de Lerner alcanzan 25% y 20% respectivamente.

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

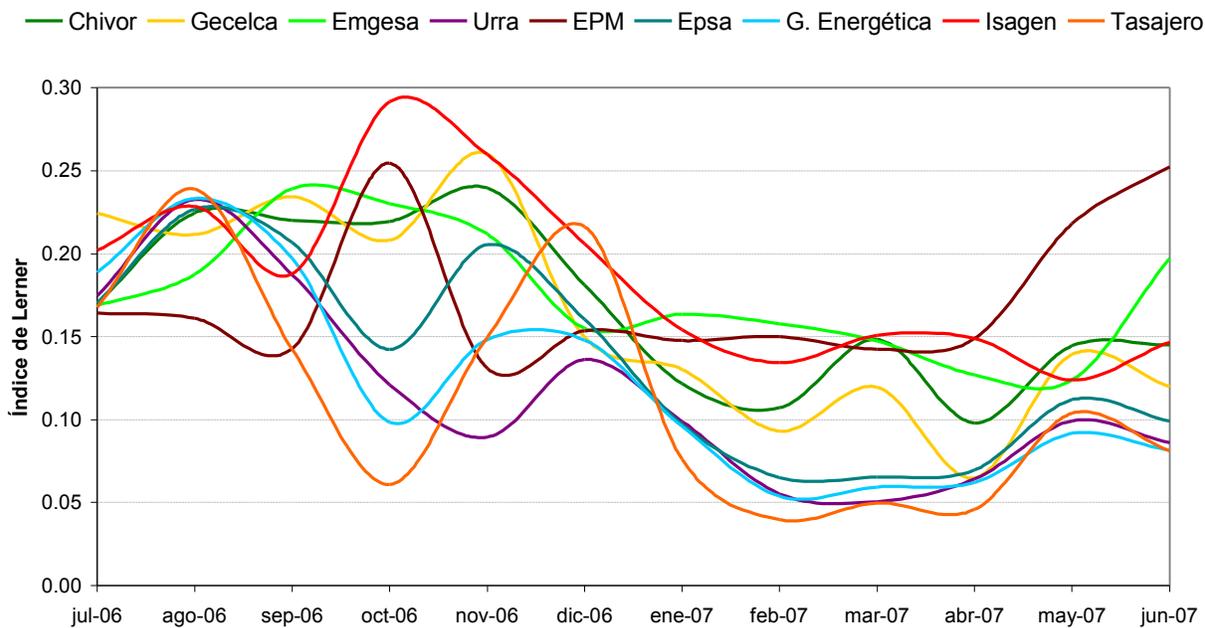


Gráfico No 13-c

### Índice de Lerner Anual e Histórico por Agente Horas de Baja Demanda

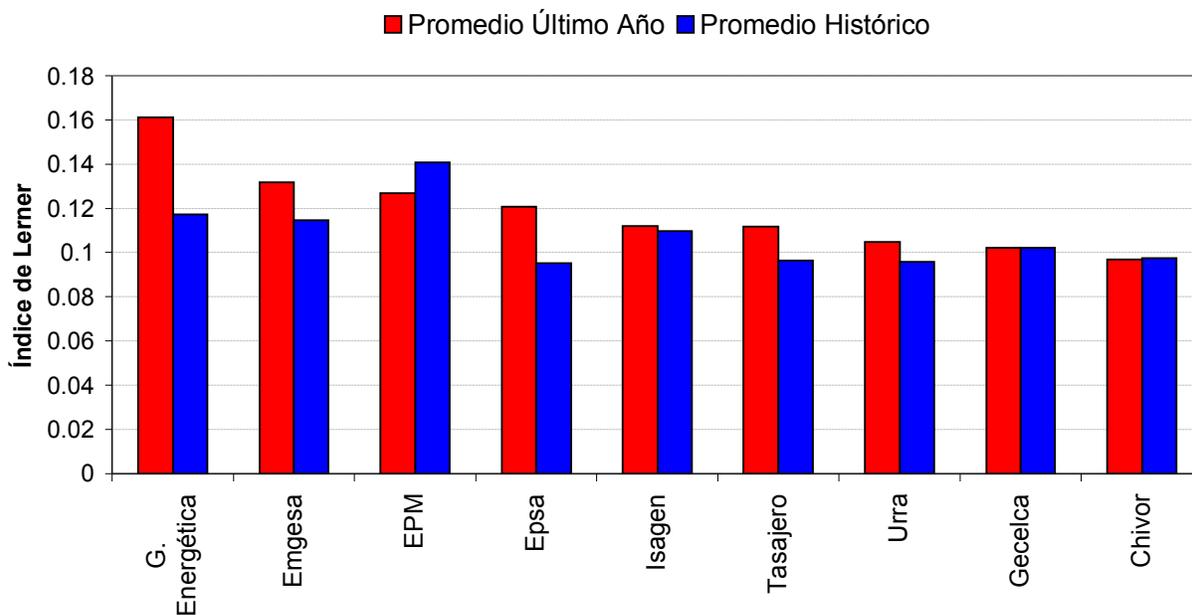


Gráfico No 13-d

### Índice de Lerner Anual e Histórico por Agente Horas de Media Demanda

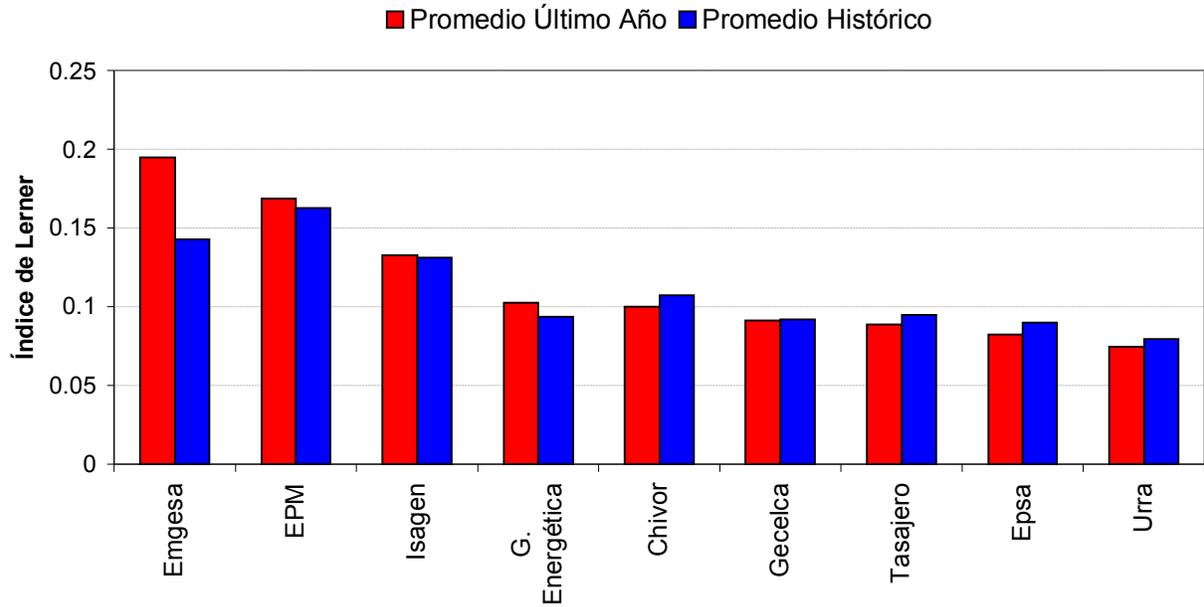


Gráfico No 13-e

### Índice de Lerner Anual e Histórico por Agente Horas de Alta Demanda

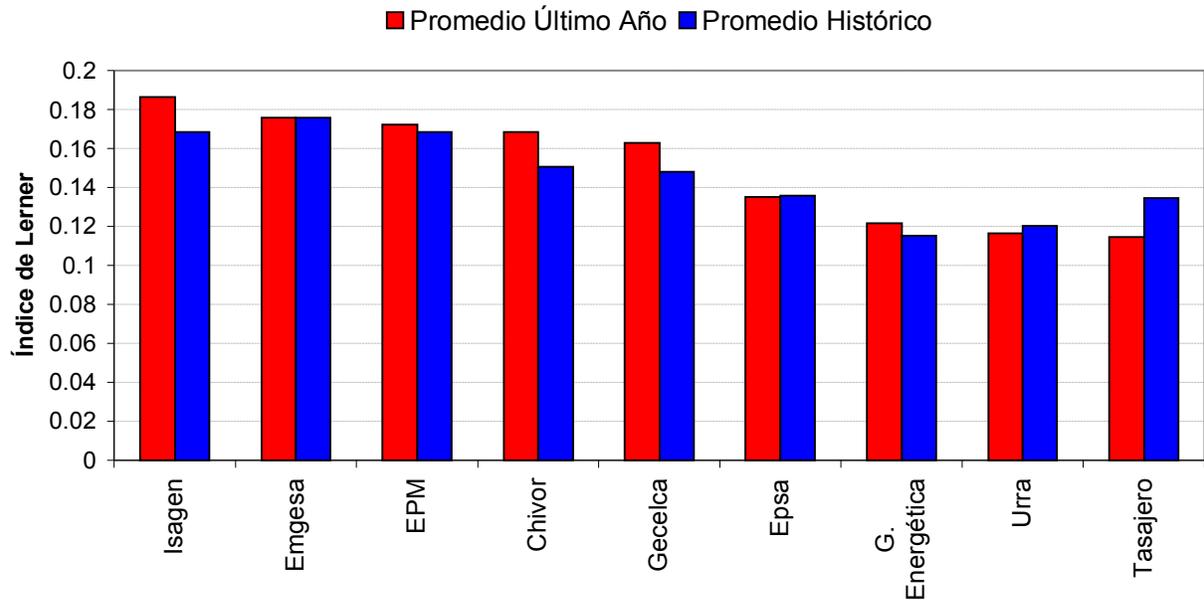


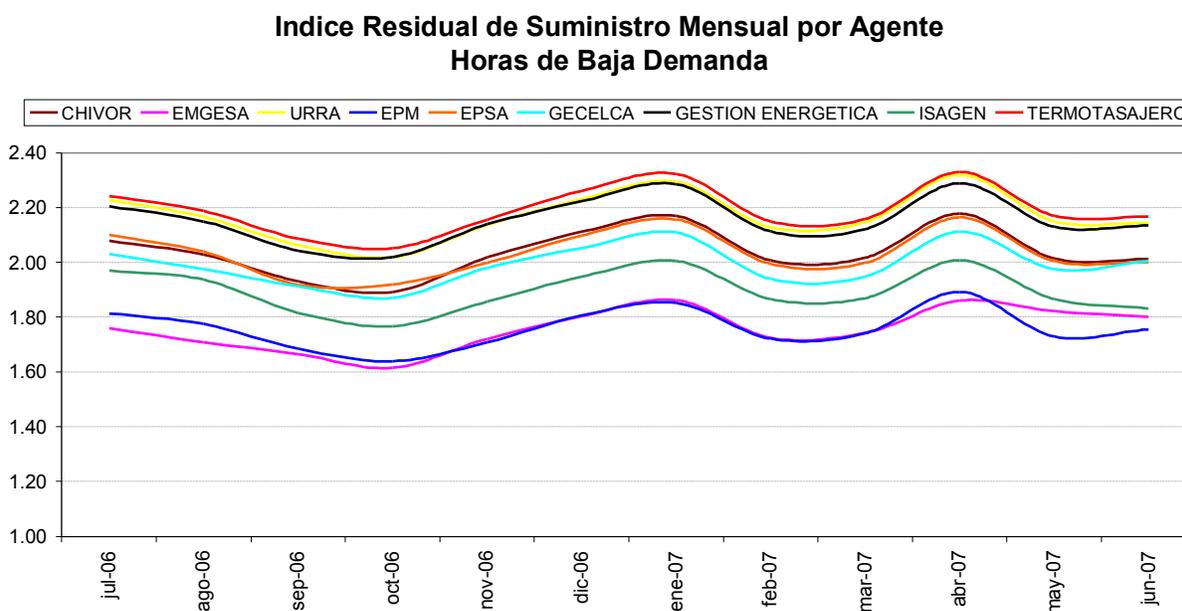
Gráfico No 13-f

Si se considera el promedio anual, se observa del gráfico 13-d que el poder de mercado en horas de demanda baja ha aumentado para todos los agentes generadores con excepción de EPM, Gecelca y Chivor.

En horas de demanda alta, se observa del gráfico 13-f que a nivel anual los principales agentes han ganado poder de mercado y presentan índices elevados.

#### 4.8 Índice Residual de Suministro

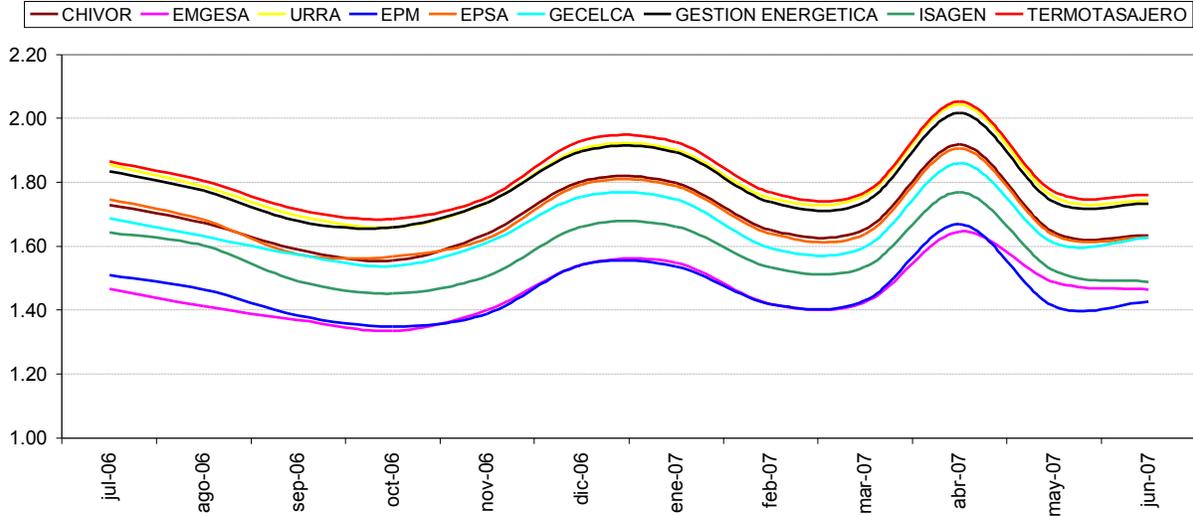
Los gráficos 14-a a 14-f presentan, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, anual e histórico, para los periodos de demanda alta / media / baja, en los últimos doce meses.



**Gráfico No 14-a**

Este índice muestra que en horas de baja demanda ningún agente, tomado individualmente, es indispensable para abastecer la demanda y no existe entonces poder absoluto de mercado, para ninguno de los agentes.

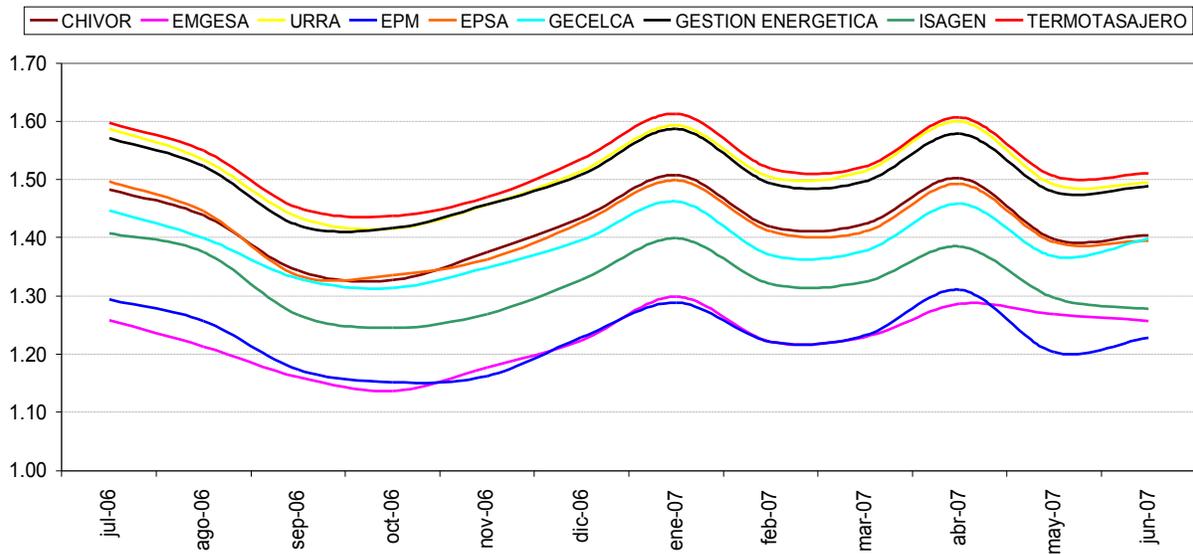
### Indice Residual de Suministro Mensual por Agente Horas de Media Demanda



**Gráfico No 14-b**

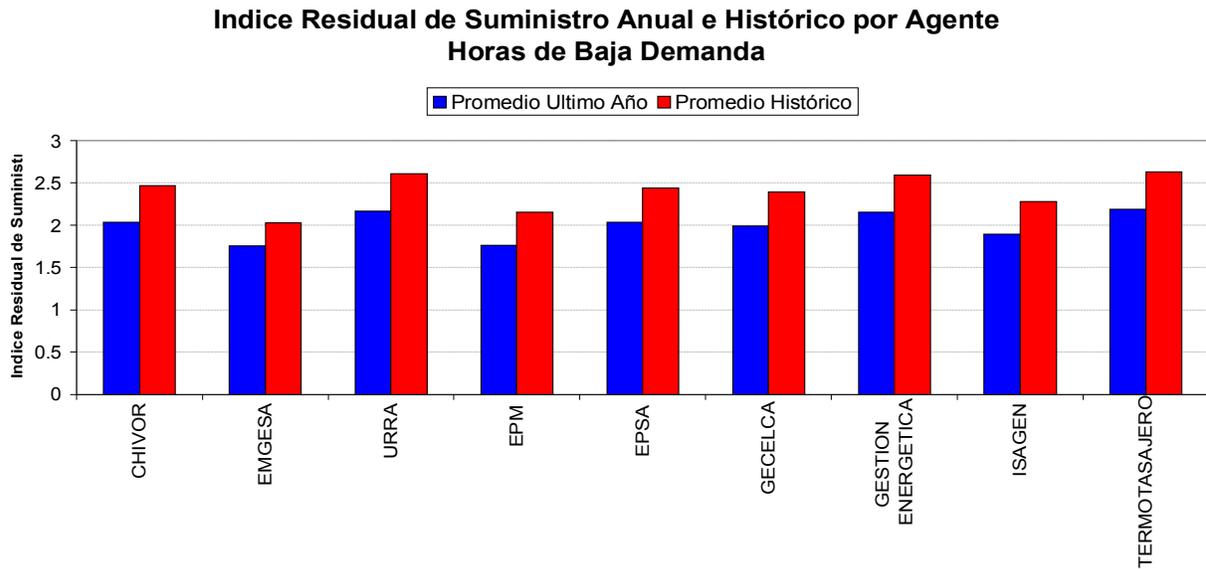
En forma similar al caso de demanda baja, para las horas de demanda media, el índice residual de suministro muestra que no existe poder absoluto de mercado, para ninguno de los agentes.

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

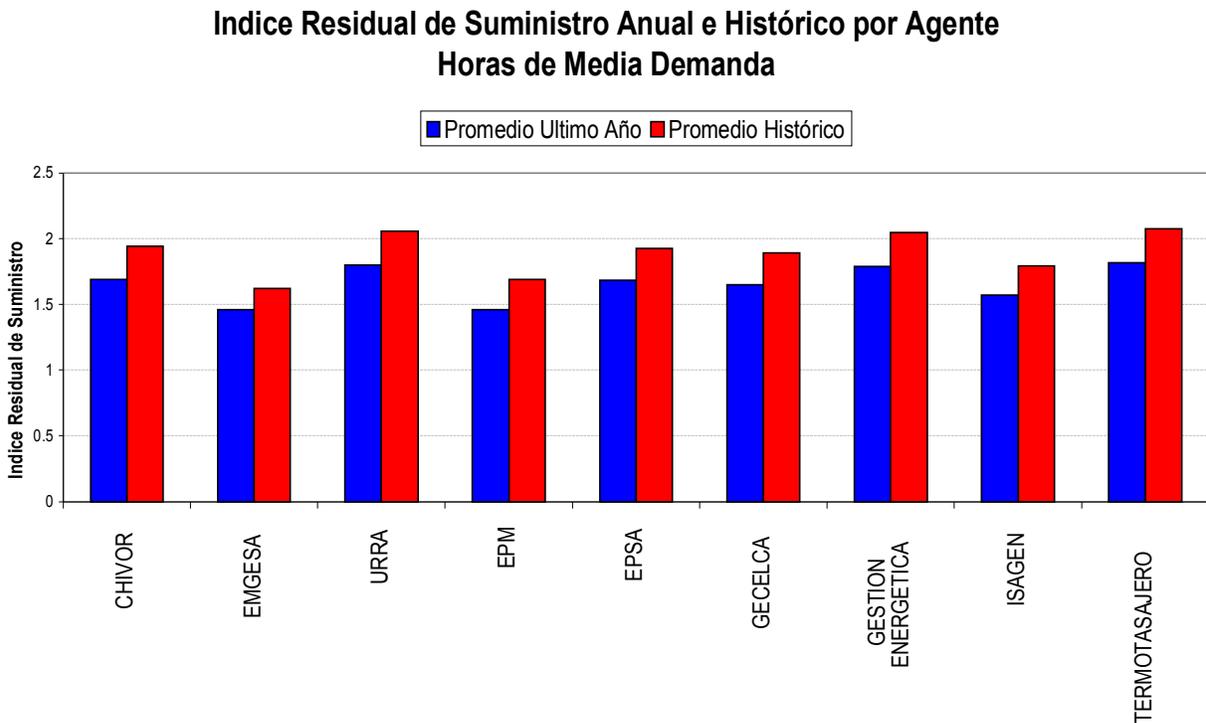


**Gráfico No 14-c**

En demanda alta, en el caso de junio la evolución del indicador muestra un comportamiento para algunos agentes cercano a límites críticos, lo cual hace necesario monitorear permanentemente este indicador.

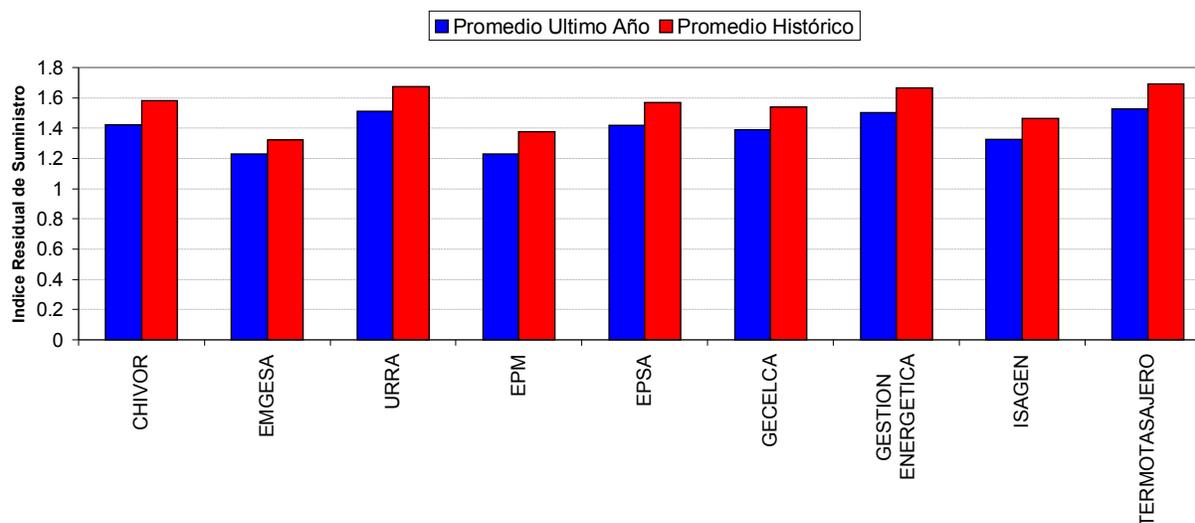


**Gráfico No 14-d**



**Gráfico No 14-e**

### Índice Residual de Suministro Anual e Histórico por Agente Horas de Alta Demanda



**Gráfico No 14-f**

En las gráficas 14-d a 14-f, el índice residual de suministro muestra que ha venido cayendo con relación a los promedios históricos, sin embargo, a nivel anual no existen valores que puedan considerarse críticos.

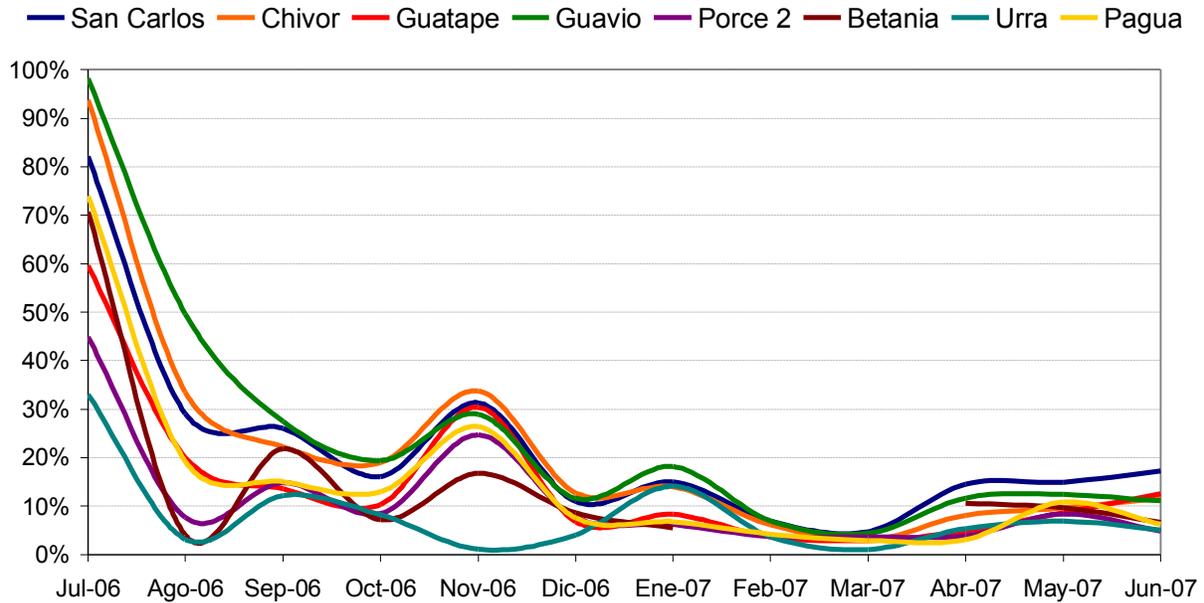
#### 4.9 Franja Marginal de la Función de Demanda Residual

La franja marginal representa el rango de precios que puede seleccionar un generador para que su oferta sea igual al precio de bolsa en una hora dada. Se determina ubicando en la función de demanda residual, el precio correspondiente a la disponibilidad ofertada por el generador. El rango de precios comprendido entre este precio (precio mínimo) y el precio de bolsa (precio máximo) corresponde a la franja marginal.

Ahora bien, si esta franja se calcula para la hora de mínima demanda y se expresa en porcentaje (como relación precio mínimo a precio máximo de la franja), este indica la cantidad porcentual en que podría aumentar el generador su precio de oferta (si es que sus costos operacionales se lo permiten) y aún ser seleccionado para atender la demanda mínima y por consiguiente la de las 24 horas del día.

Los gráficos 15-a y 15-b muestran para cada uno de los principales generadores hidráulicos, la franja marginal en porcentaje, mensual, anual e histórica, de la función de demanda residual, para la hora de demanda mínima en los últimos 12 meses.

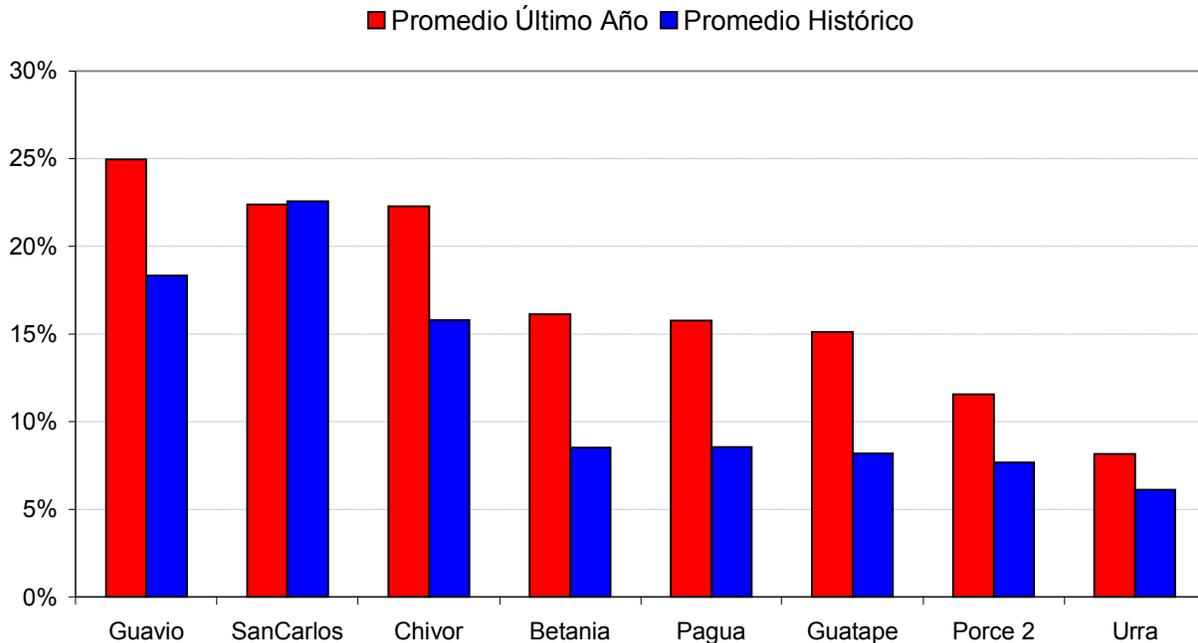
### Evolución Franja Marginal de la Función de Demanda Residual Julio de 2006 a Junio de 2007



**Gráfico No 15-a**

De la gráfica 15-a se observa que durante el último año todos los generadores hidráulicos han reducido considerablemente sus porcentajes de franja marginal en demanda mínima. Esto podría significar que los generadores han aumentado sus precios de oferta, reduciendo así el valor de la franja marginal en un periodo en el cual el crecimiento de oferta de energía ha sido reducido con respecto al crecimiento de la demanda.

## Franja Marginal de la Función de Demanda residual



**Gráfico No 15-b**

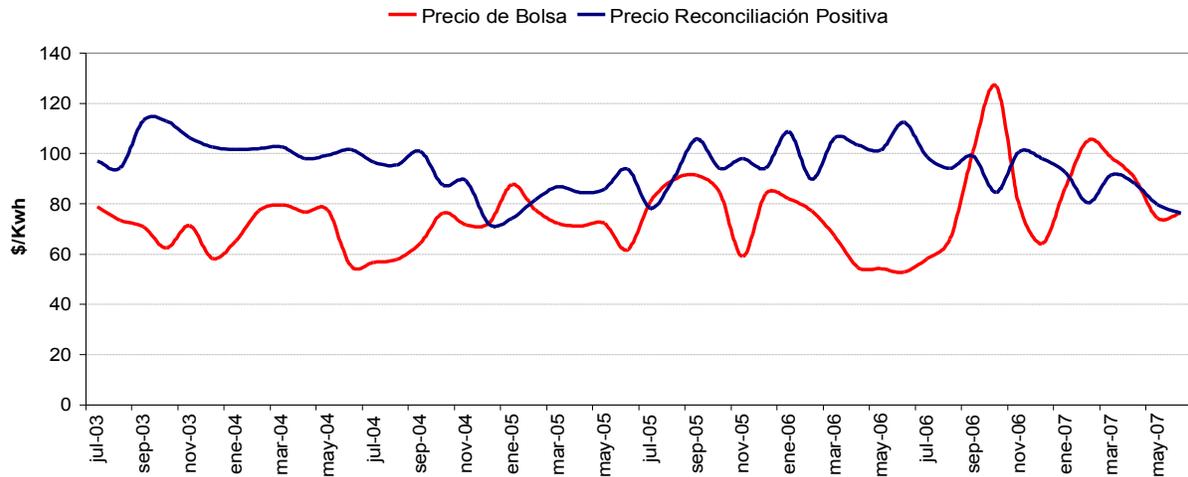
No obstante los valores bajos de la franja marginal presentados por las ofertas de los generadores hidráulicos durante los últimos seis meses del año, el gráfico 15-b muestra que con excepción de San Carlos, los demás generadores analizados aumentaron el valor promedio para el último año, con respecto al promedio histórico. En particular, Guavio, San Carlos y Chivor cuando fueron despachados en mínima demanda, tuvieron la oportunidad en el último año de aumentar en promedio más del 20% sus ofertas de precio y aún ser seleccionados para atender la demanda en las 24 horas del día.

## 5. Comportamiento de Restricciones

### 5.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 16 presenta a nivel mensual, el precio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema, vs el precio de bolsa, para los últimos 48 meses.

**Precio de Reconciliación Positivas vs Precios de Bolsa  
Julio 03 - Junio 07**



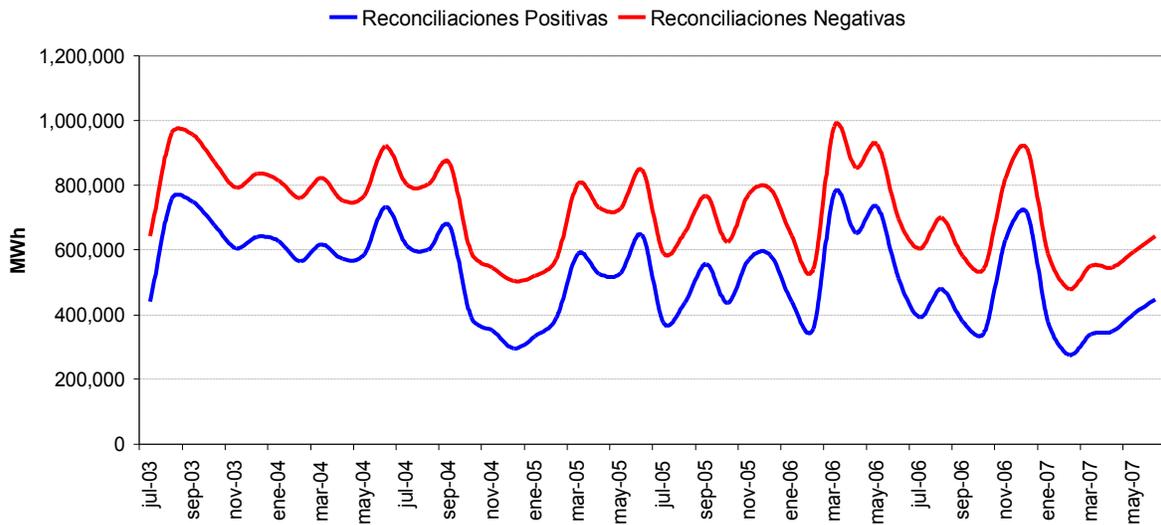
**Gráfico No 16**

Analizando el gráfico No 16 se observa que para junio el precio de las reconciliaciones positivas es del mismo orden del precio de bolsa.

## 5.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico 17-a presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas del mercado a nivel mensual, para los últimos 48 meses.

**Magnitud De Las Reconciliaciones Positivas y Negativas  
Julio 2003-Junio 2007**

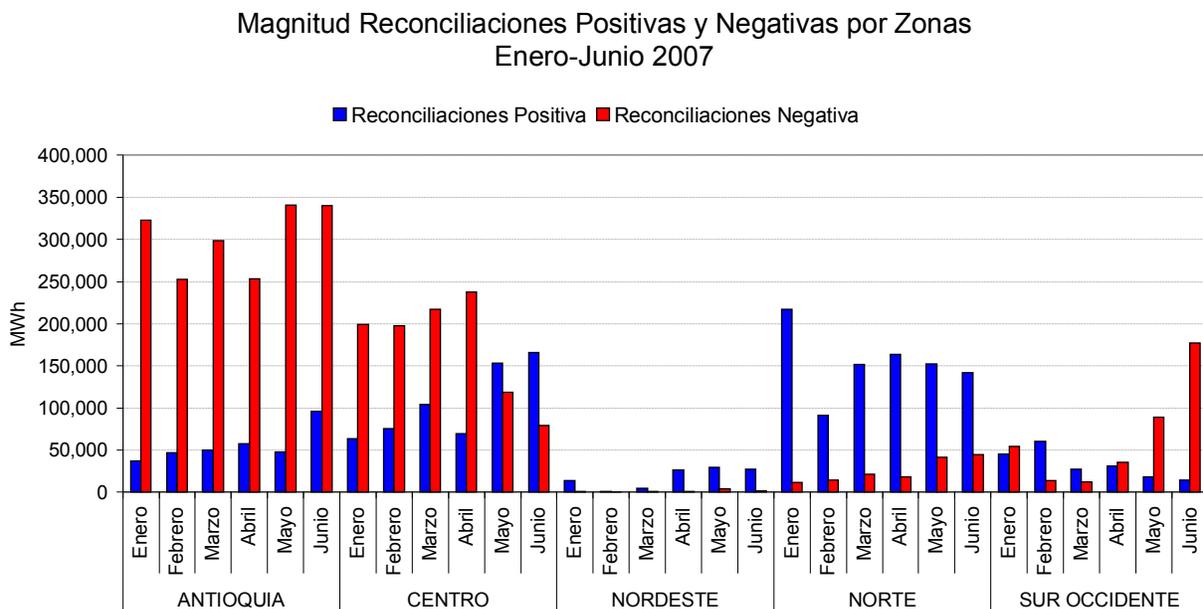


**Gráfico No 17-a**

La diferencia en magnitud de las reconciliaciones positivas y negativas se debe a que a partir de octubre del 2000 con la resolución CREG-063, la generación obligada del servicio de regulación secundaria de frecuencia, no forma parte de las reconciliaciones y por tanto las magnitudes en MWh y los valores en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas no son iguales.

También es claro de la gráfica 17-a que la magnitud de las reconciliaciones tiene una tendencia decreciente que indica la reducción de la generación fuera de mérito en el sistema.

El gráfico 17-b 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.



*Nota. La reconciliación negativa incluye la responsabilidad comercial del AGC.*

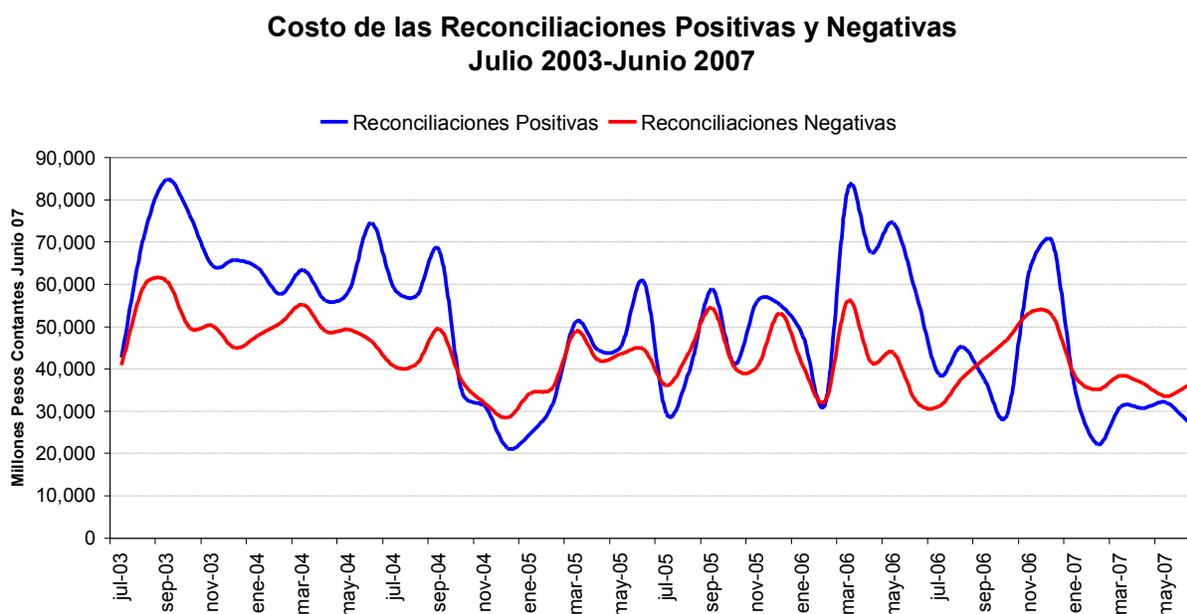
**Gráfico No 17-b**

Un análisis del gráfico 17-b revela que en los últimos 6 meses, la magnitud de las reconciliaciones positivas fundamentalmente se concentra en la zona norte, seguida en importancia por las zonas centro y antioquia. De otra parte la magnitud de las reconciliaciones negativas, se concentran fundamentalmente en las zonas antioquia y centro, observándose también que durante mayo y junio la zona suroccidente tuvo una participación importante. La reducción de las restricciones en la zona norte,

presumiblemente se explica por la eliminación de las restricciones de transporte con la entrada en operación de las nuevas líneas de transmisión.

### 5.3 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 18-a presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual para el sistema, y para los últimos 48 meses.



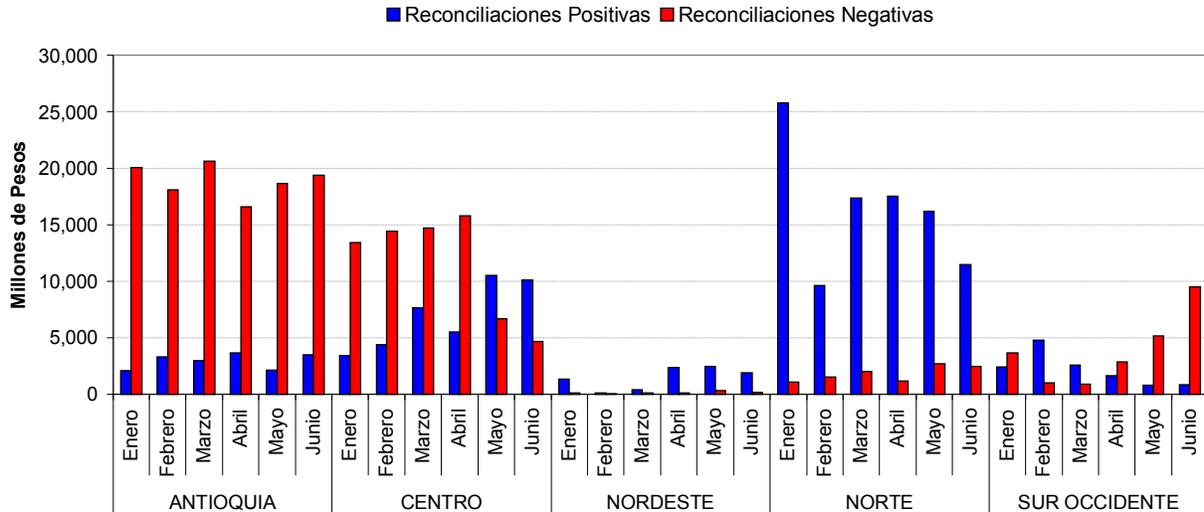
*Nota. El costo de la reconciliación negativa es calculado por el CSMEM como el valor de la energía no despachada por las diferentes plantas del sistema en el mes.*

**Gráfico No 18-a**

Del gráfico No 18-a se puede inferir que existe correlación entre la magnitud de las reconciliaciones y su costo, lo cual es lógico. De otra parte se observa que a partir del mes de enero el costo de las reconciliaciones se ha reducido, coincidiendo con el fortalecimiento de la red de transmisión con la entrada en operación de las líneas UPME a 500 kV.

El gráfico No 18-b presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

### Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Enero - Junio 2007



**Gráfico No 18-b**

Tal como se indicó para el comportamiento de la magnitud de las reconciliaciones por zonas operativas, las mismas observaciones son validas con respecto al costo de las reconciliaciones por zonas; sin embargo, se destaca el hecho que el costo de las reconciliaciones en la zona norte tiene un valor mayor en proporción a la magnitud de las mismas, infiriéndose que los precios de la energía de reconciliación positiva en la zona norte son superiores a los de las otras zonas operativas.

#### 5.4 Participación por Planta en Reconciliaciones

Los gráficos 20-a a 20-g muestran para cada zona operativa del país, la participación de las plantas en el costo (\$) de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

Los aspectos más relevantes que tienen que ver con el costo de las reconciliaciones positivas para el sistema, son los siguientes:

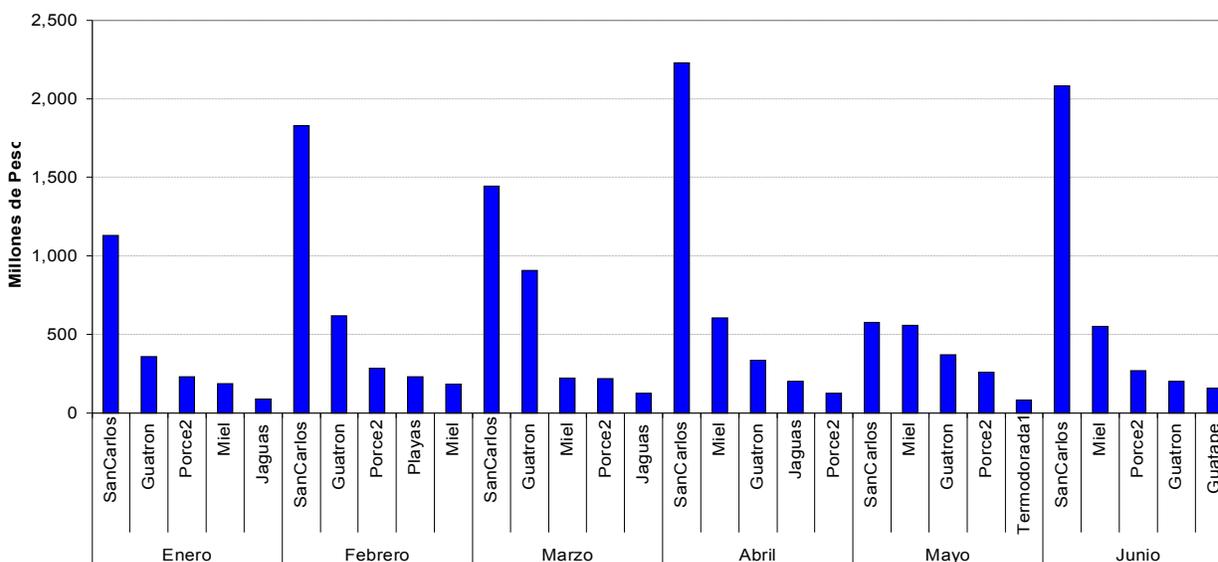
- La zona norte es la de mayor participación, recibiendo Tebsa entre 8.000 y 16.000 millones de pesos mensuales.
- En la zona centro, Chivor es la planta que recibió los mayores ingresos con valores entre 2.000 y 6.000 millones de pesos mensuales.

- En Antioquia San Carlos recibió entre 1.100 y 2.300 millones de pesos mensuales, seguido por Guatron que recibió entre 500 y 1.000 millones de pesos mensuales.
- En la zona Nordeste, Tasajero recibió entre 1.000 y 2.500 millones de pesos mensuales.
- En la zona Suroccidental, Betania recibió del orden de 2.000 millones de pesos pero solamente entre enero y marzo de 2007.

Los aspectos más relevantes que tienen que ver con el costo de las reconciliaciones negativas para el sistema, son los siguientes:

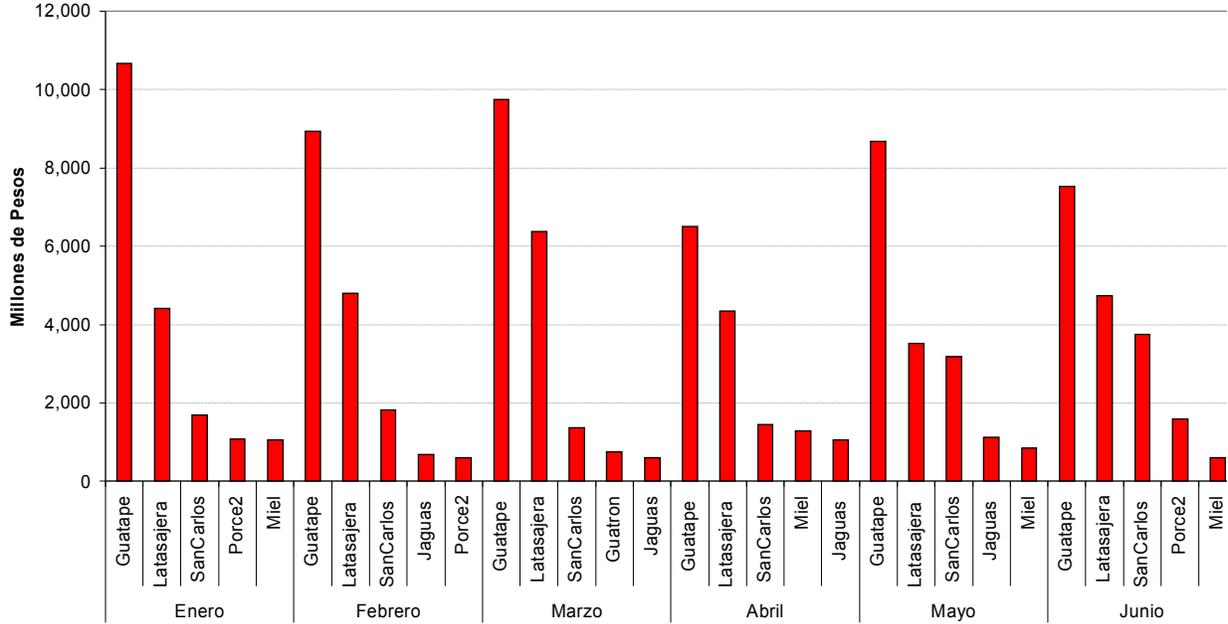
- La zona Antioquia es la de mayor participación, recibiendo Guatapé entre 7.500 y 10.000 millones de pesos mensuales, seguida por La tasajera que recibió entre 4.000 y 6.000 millones de pesos mensuales.
- En la zona Centro, Chivor recibió entre 2.000 y 8.000 millones de pesos mensuales, seguida por Guavio y Paraiso – La Guaca que recibieron entre 3.000 y 8.000 millones de pesos. En esta zona vale la pena mencionar que a partir de mayo las reconciliaciones negativas cayeron drásticamente.
- En la zona Norte, Tebsa y Urrá recibieron entre 400 y 1.800 millones de pesos mensuales.
- En la zona Suroccidental, Betania recibió entre 2.000 y 9.000 millones de pesos mensuales a partir del mes de abril.

**Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas-Antioquia**



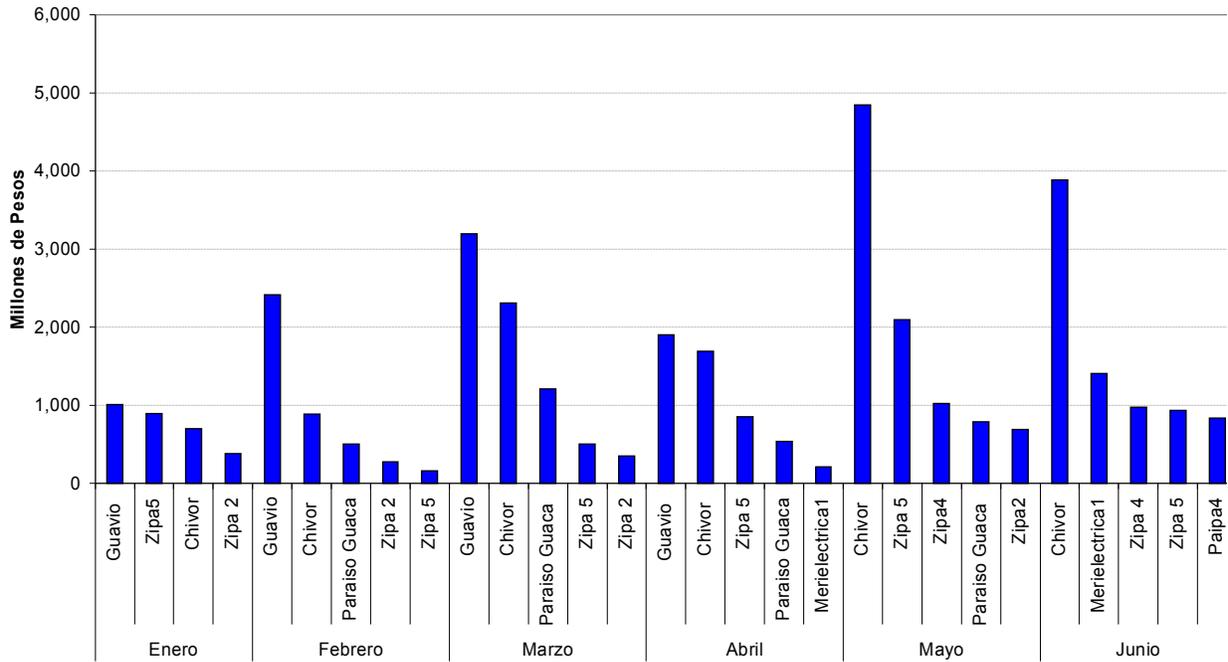
**Gráfico No 19-a**

**Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas-Antioquia**



**Gráfico No 19-b**

**Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas-Centro**



**Gráfico No 19-c**

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

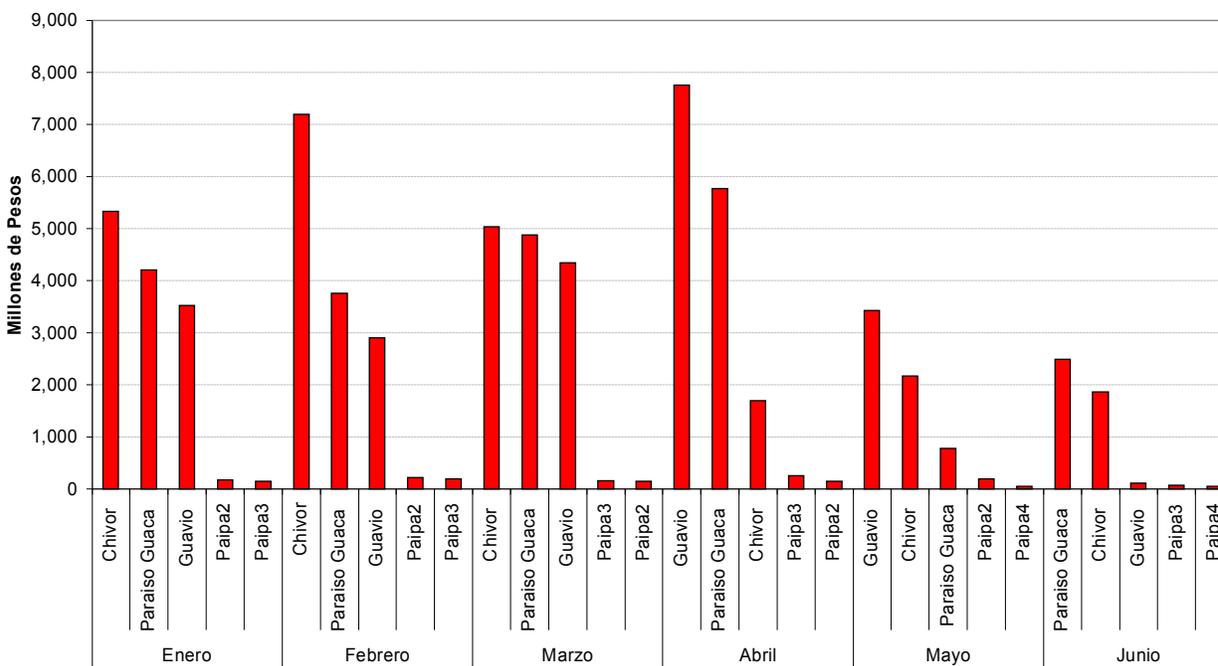


Gráfico No 19-d

### Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones-Nordeste

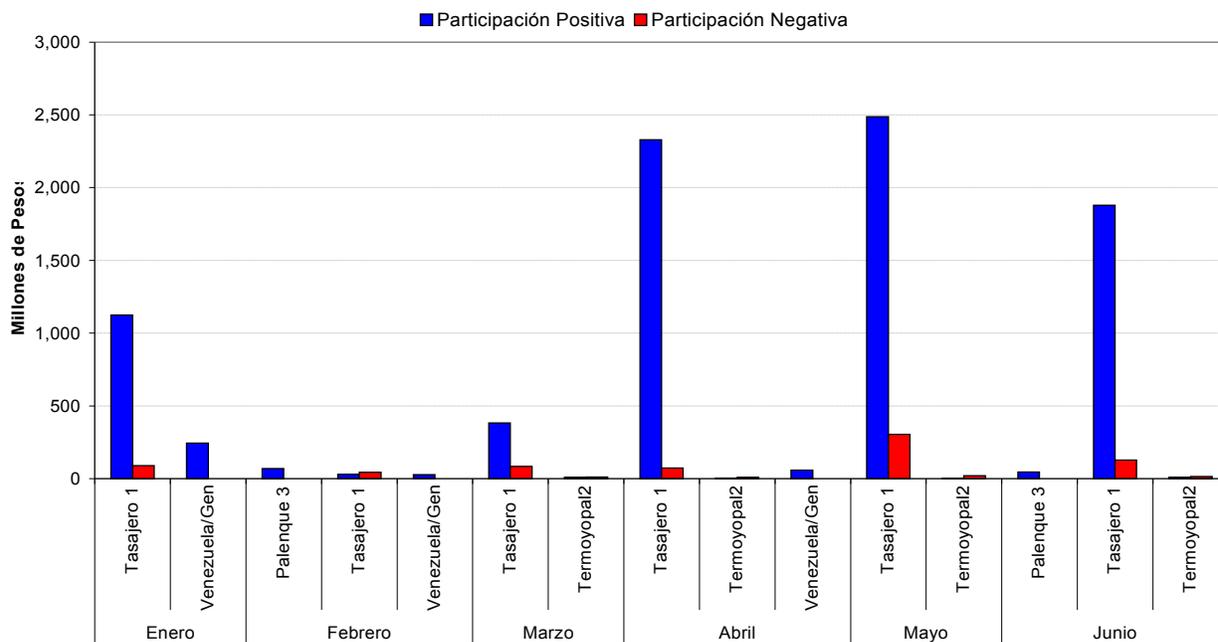


Gráfico No 19-e

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

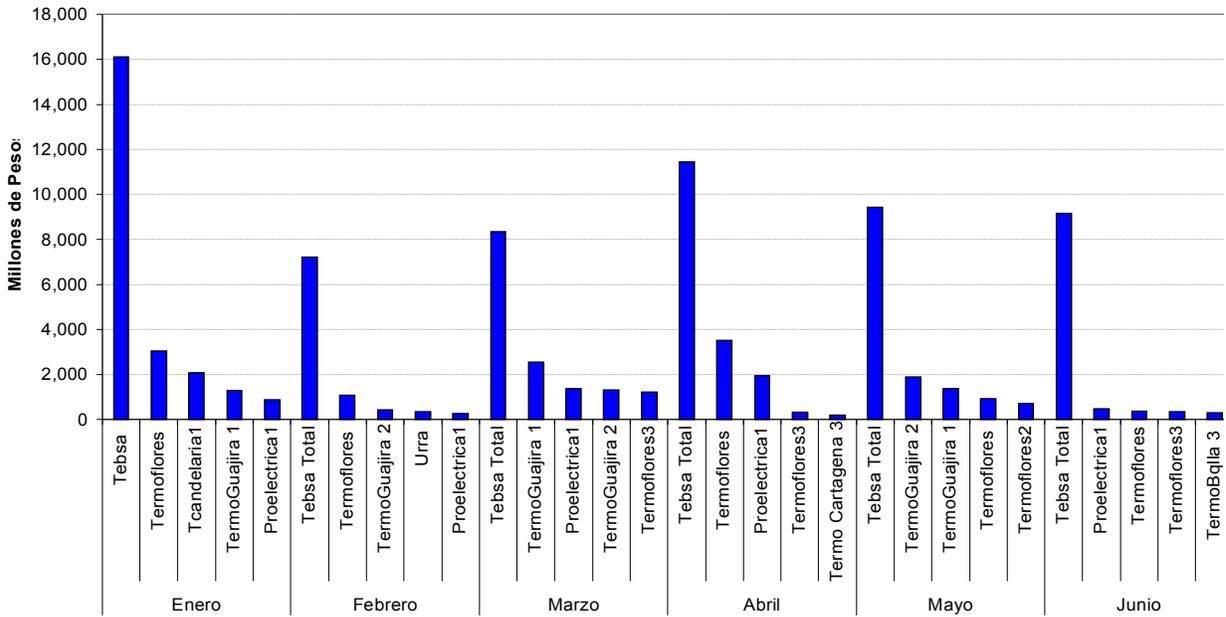


Gráfico No 19-f

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

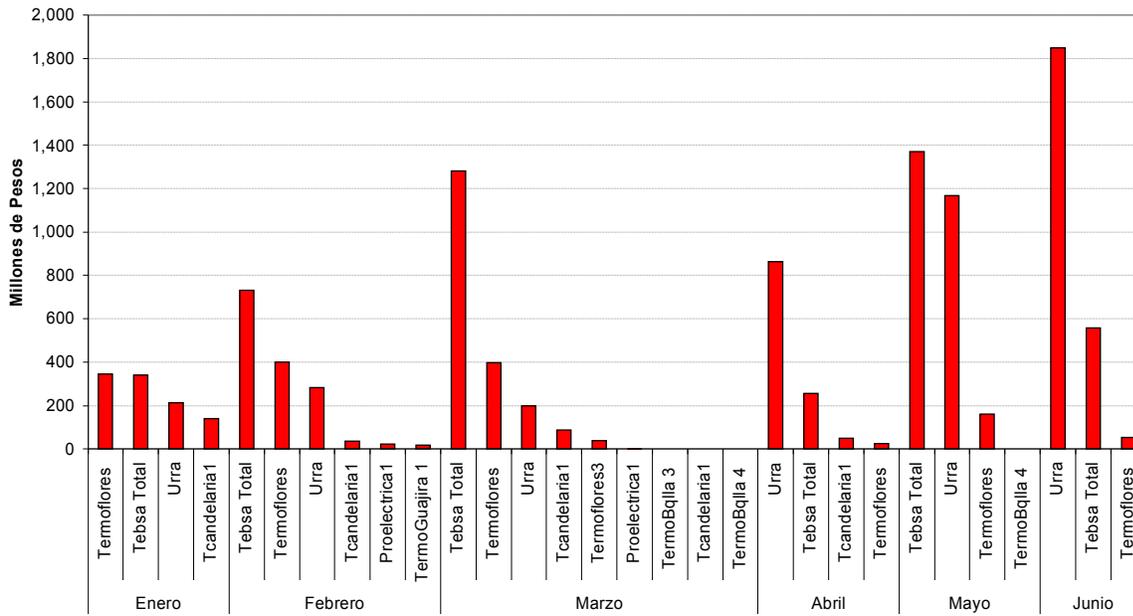
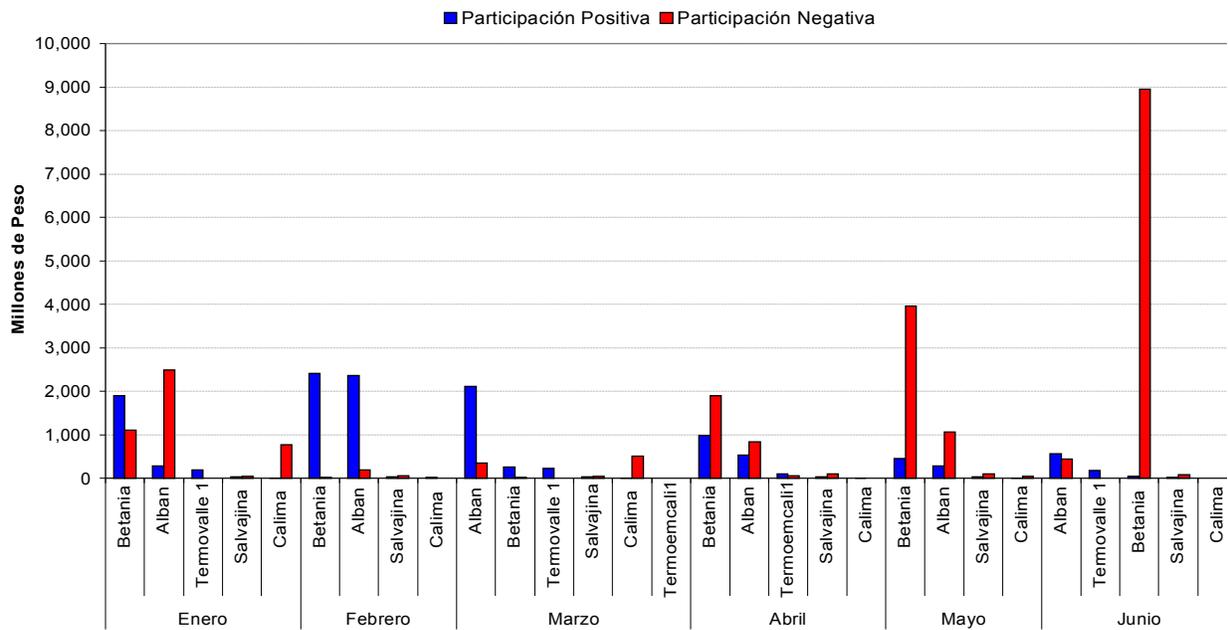


Gráfico No 19-g

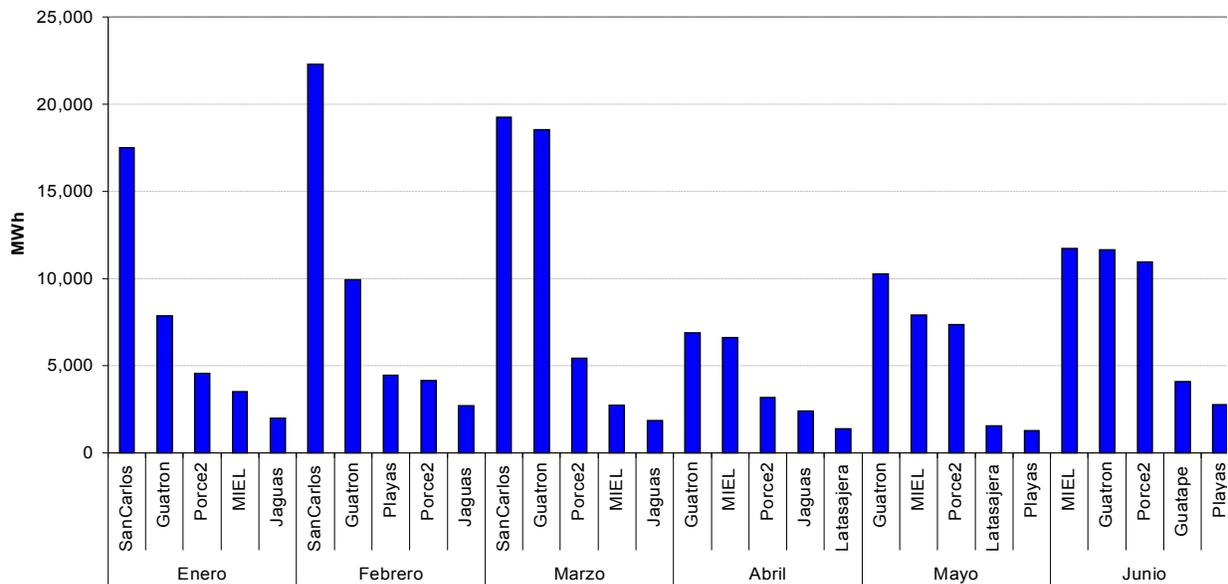
### Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones-Suroccidente



**Gráfico No 19-h**

Los gráficos 20-a a 20-h muestran para cada zona operativa del país, la participación de las plantas en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

### Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones Positivas-Antioquia



**Gráfico No 20-a**

### Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones Negativas-Antioquia

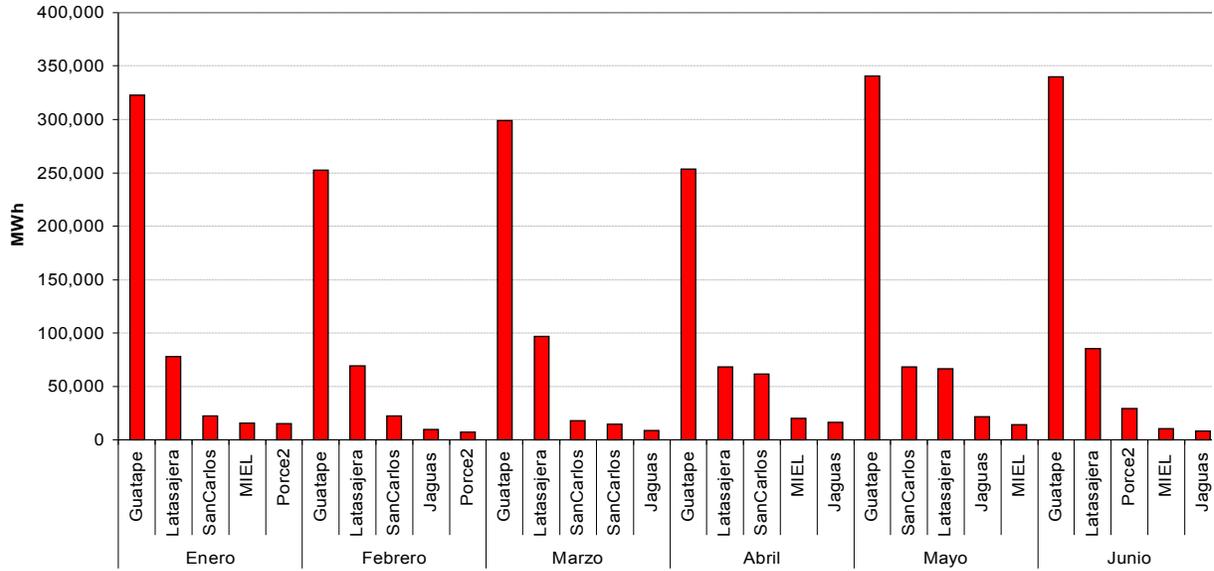


Gráfico No 20-b

### Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones Positivas-Centro

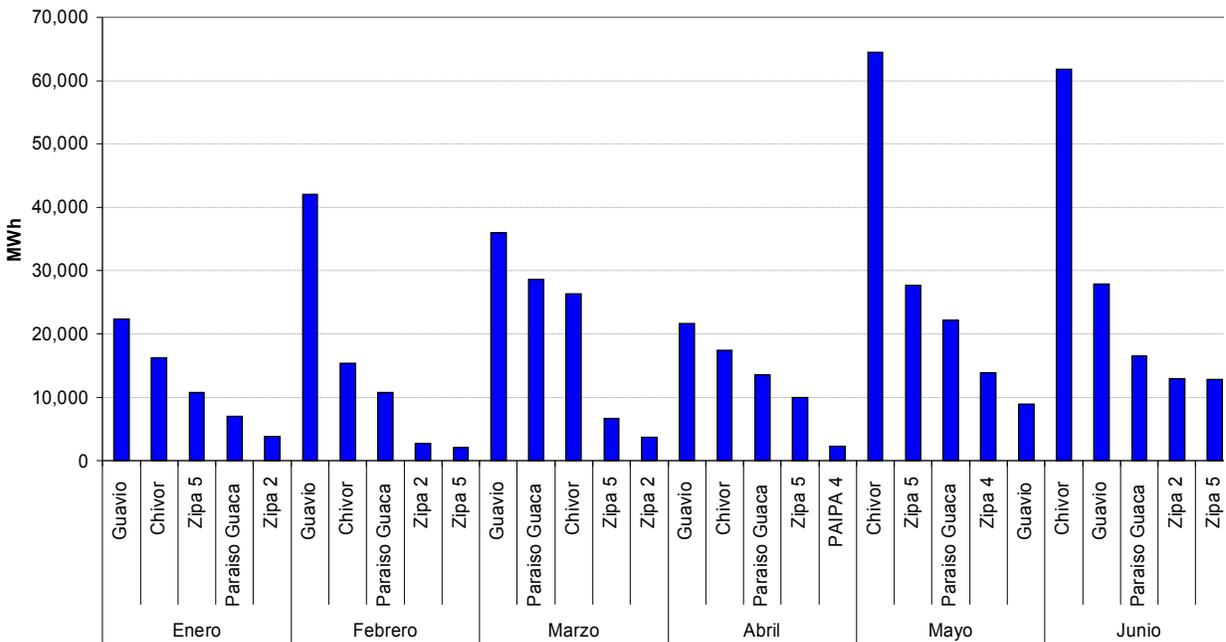


Gráfico No 20-c

### Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones Negativas-Centro

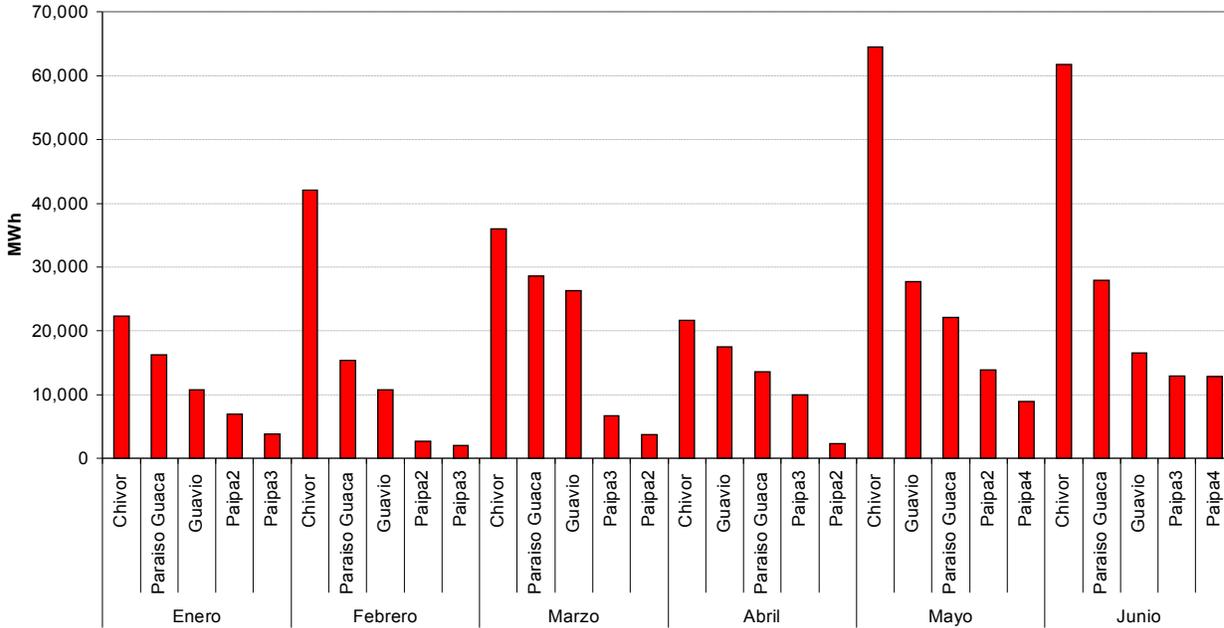


Gráfico No 20-d

### Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones-Nordeste

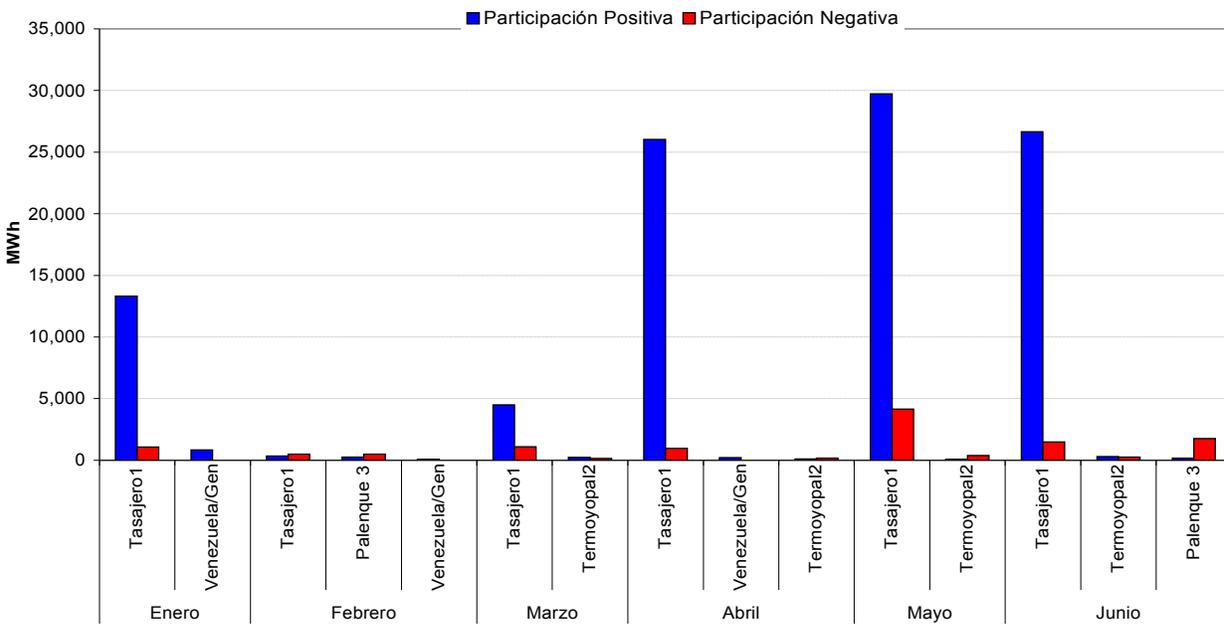
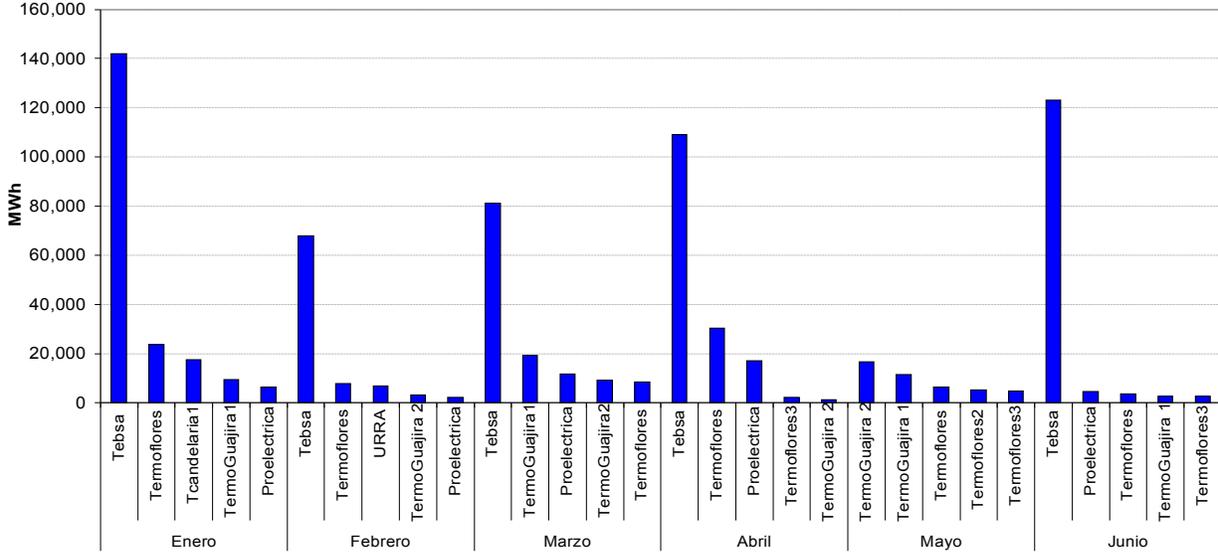


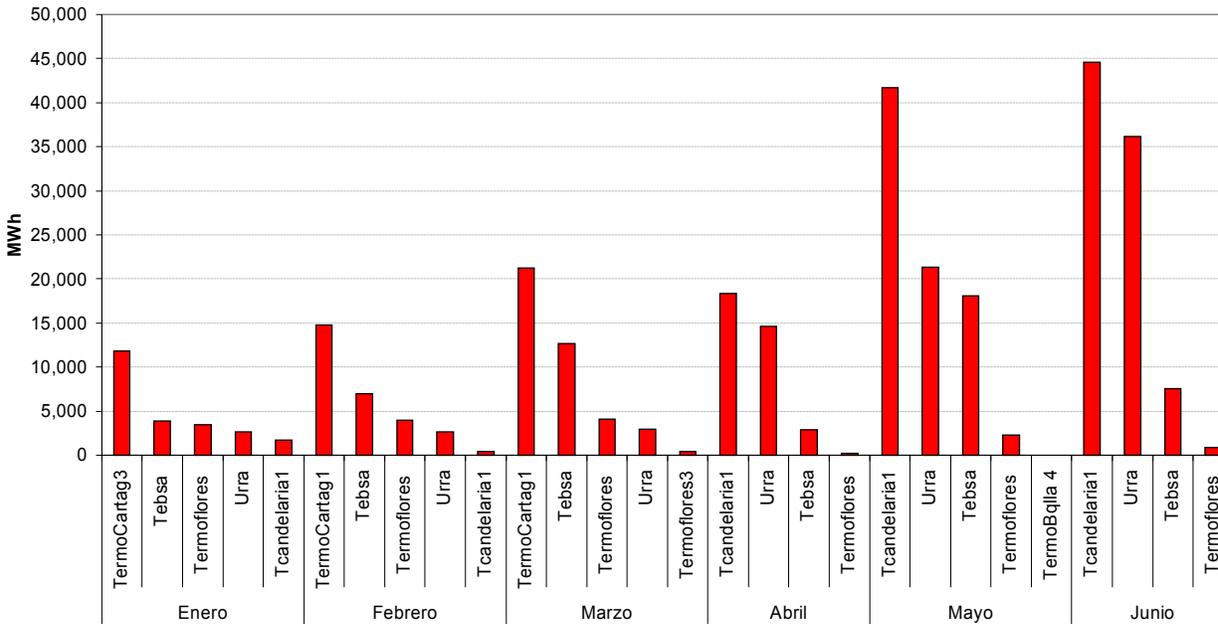
Gráfico No 20-e

**Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones Positivas-Norte**



**Gráfico No 20-f**

**Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones Negativas-Norte**



**Gráfico No 20-g**

### Participación por Planta en la Generación de Reconciliaciones-Suroccidente

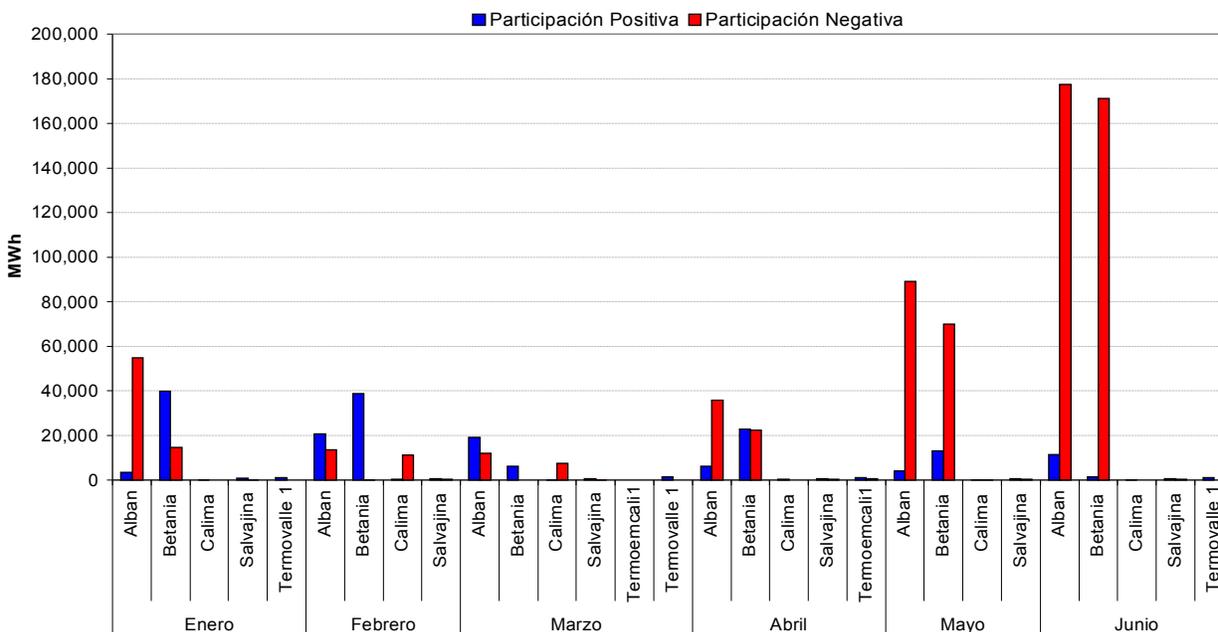


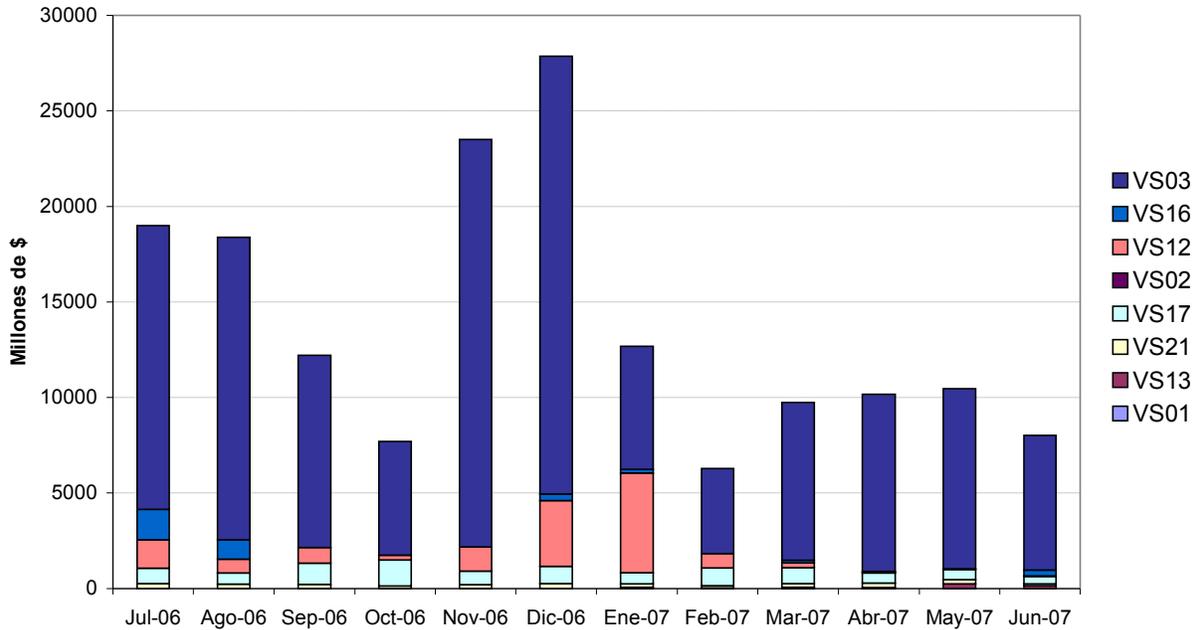
Gráfico No 20-h

## 5.5 Evolución de Restricciones de Seguridad

El gráfico No 21 presenta el costo mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema, identificadas por tipo de causa, para los últimos 12 meses. Las causas de estas restricciones de seguridad en orden de importancia económica son las siguientes:

ID	Causa de la Restricción
VS03	Generación Seguridad asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN
VS12	Generación Seguridad asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad (VERPC)
VS17	Generación Seguridad originadas en redespachos
VS16	Generación Seguridad asociadas con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Publico (CAOP)
VS21	Generación Seguridad forzada asociada con el servicio de regulación de frecuencia

## Evolución de Restricciones de Seguridad



**Gráfico No 21**

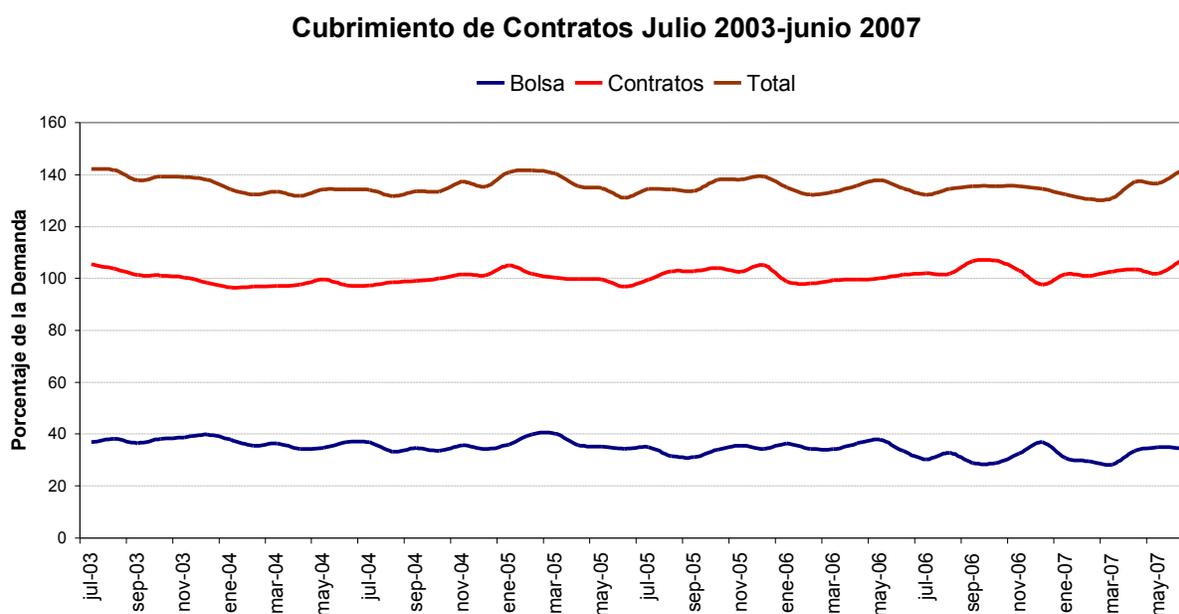
Se observa del gráfico No 21 que el principal costo por restricciones en el sistema se debe en un porcentaje muy alto a la generación seguridad asociada con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN, mostrándose a partir de enero una reducción muy significativa de las mismas, lo cual pudiera ser consecuencia de la entrada en servicio de las líneas UPME.

La causa relativa a la generación de seguridad asociada con situaciones declaradas de Condiciones Anormales de Orden Público – CAOP (VS16), no ha sido significativa durante el último año. Sin embargo, esto se debe a que el impacto económico que las voladuras de torres en líneas de transmisión tienen sobre las generaciones fuera de mérito y reconciliaciones negativas, no forma parte de las causas CAOP y quedan incluidas en la causa: “Generación Seguridad asociada con Restricciones Eléctricas y/o soporte de voltaje del STN” (VS03).

## 6. Mercado de Contratos

### 6.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 22 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 cuatro años.



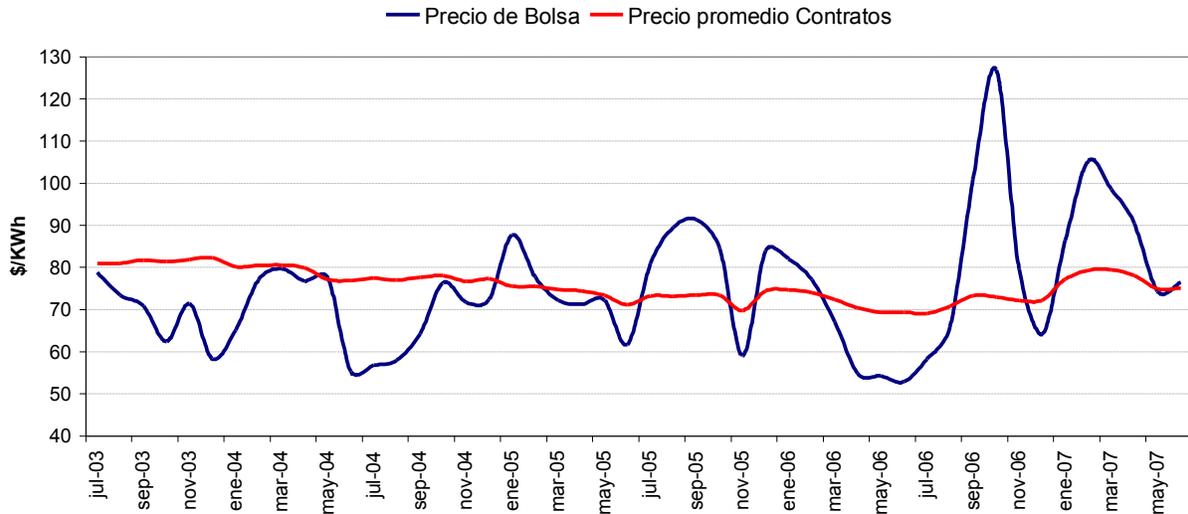
**Gráfico No 22**

Se observa un comportamiento bastante estable de la composición de las transacciones en bolsa y contratos como porcentaje de la demanda de energía del sistema. Así mismo el hecho de que las transacciones totales sean superiores a la demanda de energía en un 40%, muestran que este porcentaje es el utilizado para respaldar las diferentes transacciones comerciales que ocurren en el sistema.

### 6.2 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados vs el precio de bolsa para un periodo de cuatro años.

### Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa Julio 2003- Junio 2007



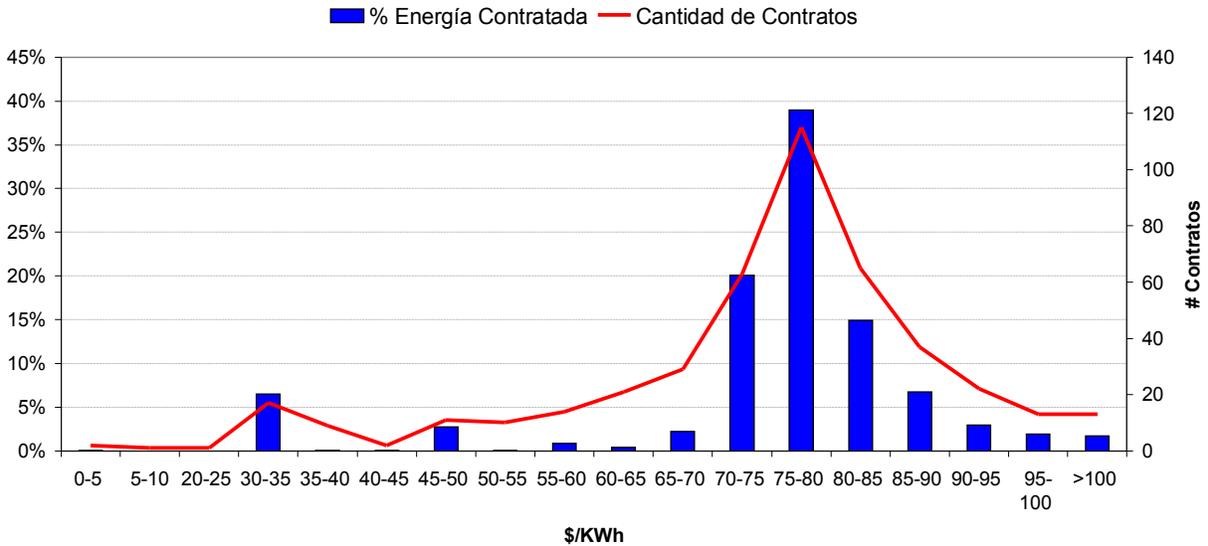
**Gráfico No 23**

El gráfico muestra que el precio de los contratos a través de los últimos cuatro años ha tenido un comportamiento muy estable. También se destaca el hecho que en general el precio de la energía contratada en los últimos años es inferior al precio de bolsa. Igualmente se reafirma para el último año, el hecho que los precios de bolsa mantienen valores elevados.

### 6.3 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 24 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el último mes, en intervalos de \$5/Mwh.

### Distribución del Precio de Contratos



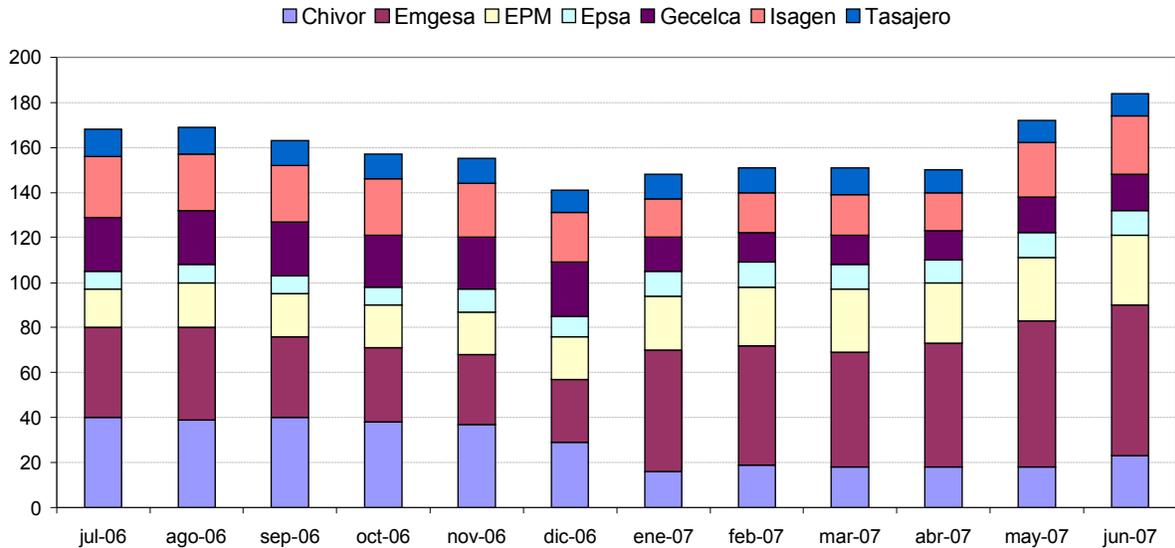
**Gráfico No 24**

El gráfico muestra que los precios de los contratos en junio se comportaron con una distribución normal y con promedio en el rango de 75 a 80 pesos/kWh correspondiendo este precio al 40% de la energía transada en 112 contratos despachados.

#### 6.4 Número y Duración de Contratos Vigentes

El gráfico No 25-a muestra para los principales agentes del sistema, el número de contratos vigentes mensuales, para los últimos 12 meses.

### Número de Contratos Vigentes por Agente

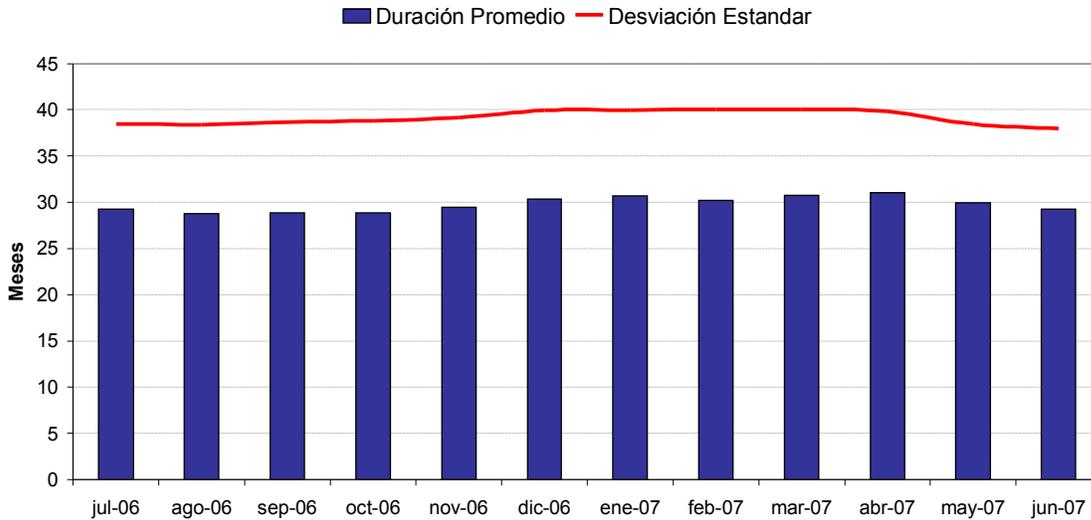


**Gráfico No 25-a**

Se observa que los agentes líderes por número de contratos vigentes son respectivamente: Emgesa, EPM, Chivor e Isagen, siendo actualmente el número de contratos vigentes alrededor de los 180.

El gráfico No 25-b presenta a nivel mensual, el valor promedio de la duración de todos los contratos vigentes, así como la desviación estándar para ilustrar la dispersión de esta variable, para el último año.

### Duración de Contratos Vigentes Julio 2006-Junio 2007

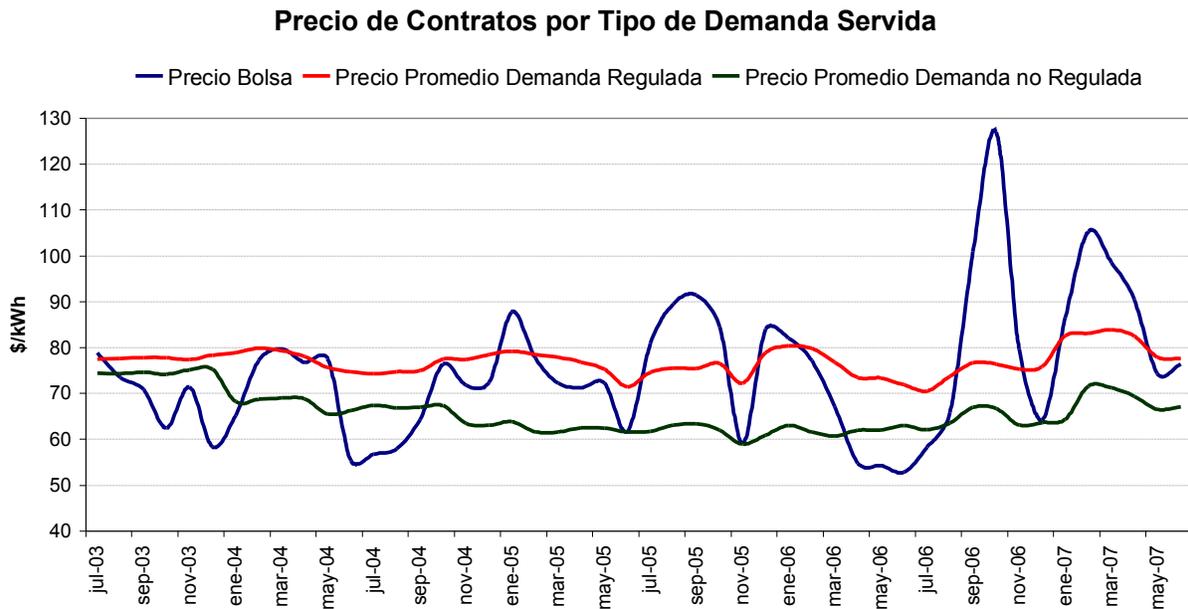


**Gráfico No 25-b**

En el último año, la duración promedio de los contratos vigentes es de 30 meses, con una desviación estándar del orden de 40 meses lo que indica una alta dispersión en los tiempos de duración de los contratos.

## 6.5 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 26 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, vs el precio de Bolsa, para los últimos 4 años.



**Gráfico No 26**

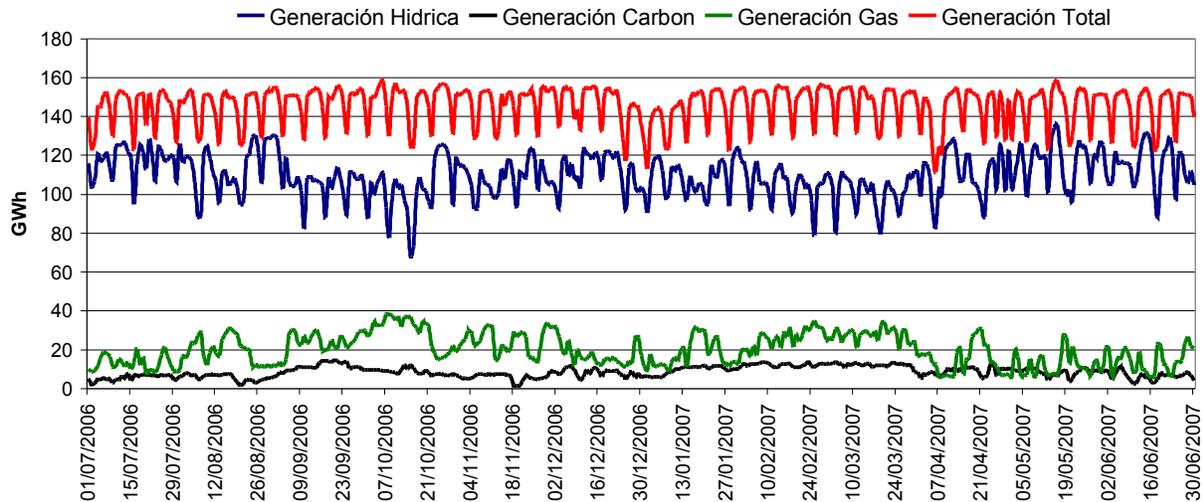
Se observa que para los últimos cuatro años del mercado, el precio promedio de los contratos para la demanda no regulada es inferior al precio promedio de los contratos para la demanda regulada en aproximadamente 20%, con tendencia a disminuir en el último año.

## 7. Comportamiento del sistema

### 7.1 Variación de la Generación del Sistema

El gráfico No 27 presenta las cantidades semanales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para el último año.

### Variación de la Generación del Sistema Julio 2006-Junio 2007



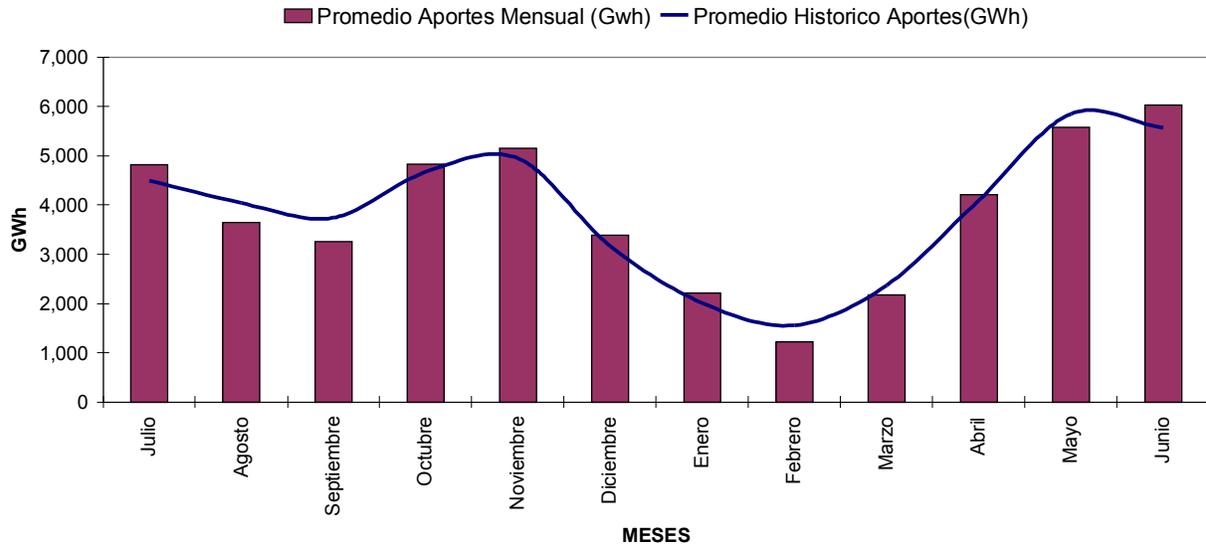
**Gráfico No 27**

El comportamiento de la hidrología en el último año que ha sido bastante similar al promedio histórico, permitió una participación importante de la generación hidráulica en el suministro de la demanda. Esta generación ha sido complementada con generación térmica, principalmente a gas y en menor proporción con carbón. Se observa en el gráfico que de septiembre a diciembre de 2006 y en los inicios del 2007, la generación térmica a gas presentó los niveles más altos de generación.

## 7.2 Variación de Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 28 presenta los aportes hídricos mensuales reales, históricos y con 95% PSS para los últimos 4 años.

## APORTES HIDRICOS AGREGADOS



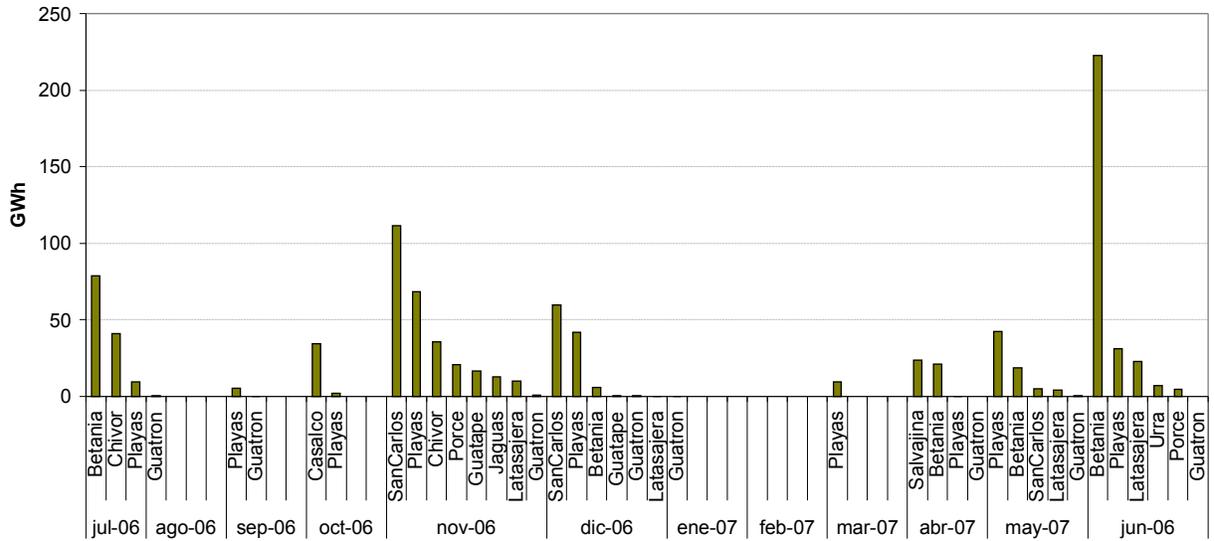
**Gráfico No 28**

Como se mencionó anteriormente los aportes hidrológicos correspondientes al último año presentaron un comportamiento muy similar al del promedio histórico.

### 7.3 Vertimientos

El gráfico No 29 muestra las plantas hidráulicas donde ocurrieron los vertimientos mensuales durante el último año.

### Vertimientos Mensuales Julio 2007-Junio 2007



**Gráfico No 29**

Los embalses de Betania San Carlos y Playas tuvieron una operación con vertimientos importantes (220, 110 y 70 Gwh respectivamente) en diferentes meses del año.

## ANEXO 1

### DEFINICION DE GRAFICOS Y CALCULOS

#### 1. Evolución de los precios Spot

##### a. Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

Gráfico que presenta el valor promedio diario del precio de bolsa, el valor máximo y mínimo horario de bolsa en \$/kWh y nivel de embalse agregado diario en GWh, para los últimos 5 meses.

##### b. Modelo del Precio de Bolsa

Modelo del precio de bolsa en función del embalse ofertable agregado y el precio de bolsa del mes anterior, correspondiente con un modelo ARIMA que involucra un proceso autorregresivo de orden uno y la variación de los embalses rezagada un período como variable exógena explicativa, y que recoge cerca del 77% de la dispersión de los errores y presenta coeficientes altamente significativos.

Como primer paso del desarrollo del modelo se realizó el Test de Granger para establecer relaciones de causalidad entre las series y se encontró al 99% de confiabilidad estadística, que tanto el nivel de los embalses, como la variación de los mismos (indicador de aportes), influyen sobre el precio de bolsa.

Este modelo fundamentalmente permite hacer comparaciones del comportamiento de los precios de bolsa en el corto plazo y utiliza valores ponderados mensuales para el precio de bolsa y el nivel del embalse ofertable, los cuales se presentan graficados.

##### c. Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos

Gráfico que presenta los precios de bolsa diarios actuales para los últimos 3 meses, y los valores diarios históricos, los valores del año anterior y los críticos diarios (del Niño 2001-2002) correspondientes con los meses graficados para los valores actuales de bolsa.

##### d. Niveles de Precio de Bolsa por Periodos de Demanda

Gráfico que presenta valores diarios ponderados del precio de bolsa en \$/kWh, para cada uno de los tres periodos de demanda: alta / media / baja, para los últimos 3 meses.

#### **e. Distribución del Precio de Bolsa**

Gráfico que presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$5/Mwh, con tres curvas correspondientes a los últimos 3 meses del año.

## **2. Comportamiento de Ofertas**

### **a. Agentes Marcadores del Precio**

- Histograma que presenta para el último mes, el porcentaje de tiempo que cada agente del sistema fue marcador del precio de bolsa.
- Histograma que presenta para el último año, el porcentaje de tiempo en cada mes y para los cinco agentes marcadores del precio de bolsa con los mayores porcentajes.

### **b. Plantas Marcadoras del Precio**

- Histograma que en forma porcentual presenta para el último mes, el porcentaje de tiempo que cada planta del sistema fue marcadora del precio de bolsa, clasificadas en tres rangos de precio diferente:
  - Entre 0 y \$40/kWh
  - Entre \$40/kWh y \$80/kWh
  - Más de \$80/kWh
- Histograma que en forma porcentual presenta mensualmente y para los últimos tres meses, las cuatro plantas del sistema con los mayores porcentajes de tiempo que fueron marcadoras del precio de bolsa, clasificadas en tres rangos de precio:
  - Entre 0 y \$40/kWh
  - Entre \$40/kWh y \$80/kWh
  - Más de \$80/kWh

### **c. Ofertas por Agente en el Rango Marcador de Precio**

- Histograma que presenta para cada día, el número de plantas por agente, que ofertan en el rango 0.9 a 1.1 del precio promedio de bolsa, para los días del último mes. Se presentan tantas barras como días del mes, en cada barra se van

acumulando con diferente color, el número de plantas de cada agente que ofertaron dentro del rango especificado.

- Histograma igual al anterior, pero para el rango de ofertas de 0.8 a 1.2 del precio promedio de bolsa.

#### **d. Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad**

Gráfico (por planta) para las principales plantas del sistema, que presenta a nivel diario la relación de los precios de oferta a los precios de bolsa (en %), la disponibilidad ofertada (en MW) y el nivel del embalse agregado (en %), para los últimos seis meses.

#### **e. Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica**

Histograma que presenta a nivel mensual los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total, y el precio de escasez, para los últimos 2 años.

#### **f. Curvas de Oferta en Bolsa Promedio para la Hora 19**

Gráfica que presenta para cada uno de los últimos tres meses, la curva de oferta de precio en bolsa promedio mensual para la hora 19, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

#### **g. Índice de Lerner**

Para cada uno de los agentes del mercado, determinar el índice de poder de mercado Lerner mensual, anual e histórico, para los periodos de demanda alta / media / baja, en los últimos doce meses.

Los resultados de los índices mensuales se presentan tabulados y graficados. Los resultados de los índices anuales e históricos se presentan en un histograma.

**Descripción:** Teniendo en cuenta el desconocimiento de los costos marginales de la energía, se recurre al cálculo de la elasticidad de la curva de demanda residual del agente, sabiendo que el índice de Lerner es equivalente al inverso del negativo de la elasticidad de esta curva.

**Variables que intervienen en el cálculo:**

- Precio en bolsa Nacional (\$/kWh): PRBL
- Precio de Oferta (\$/kWh): PROF
- Disponibilidad comercial (kW): DSCM
- Demanda real de energía (kWh): DMRL

**Forma de cálculo:** Como primera medida se ordenan por mérito las ofertas de las plantas en cada hora del mes de interés. Una vez hecho el ordenamiento se determinan cuales son las plantas en merito, ya que a estas se les realizará el calculo de la demanda residual. Posteriormente se eliminan las plantas correspondientes al agente de interés y se determina cual es la planta que limpia el mercado después de eliminar el agente de interés y se calcula la demanda residual de acuerdo a la siguiente formulación:

$$DMDRES_{hi} = DMRL_h - DSCMAC_{hi}^{PROF}$$

Donde,

$DMDRES_{hi}$ : Es la demanda residual para el agente i en la hora h

$DMRL_h$ : Es la demanda total de energía en la hora h

$DSCMAC_{hi}^{PROF}$ : Es la disponibilidad comercial de energía acumulada en función del precio de oferta ordenado.

Teniendo calculada la curva de demanda residual se procede a realizar una regresión lineal sobre los puntos más cercanos al precio que limpió el mercado. Teniendo el intercepto y la pendiente de la recta estimada, se calcula la elasticidad de la curva así:

$$E_{hi} = \frac{PMEDIO_{hi}}{QMEDIO_{hi}} * B_{hi}$$

Donde,

$PMEDIO_{hi}$ : Es el promedio de los precios de oferta de los puntos cercanos al precio que limpió el mercado (Los mismos usados en la regresión)

$QMEDIO_{hi}$ : Es la demanda residual estimada a través del modelo obtenido y aplicada en  $PMEDIO_{hi}$

$B_{hi}$ : Es la pendiente de la recta

Teniendo la elasticidad, se calcula el índice de Lerner de acuerdo a:

$$L_{hi} = -\frac{1}{E_{hi}}$$

El dato mensual para el agente  $i$  corresponde al promedio de los índices de Lerner calculados en todas las horas del mes de interés, es decir:

$$L_i = \sum_h L_{hi}$$

#### **h. Índice Residual de Suministro**

Para los agentes principales del mercado, se determina el índice residual de suministro mensual, anual e histórico, para los periodos de demanda alta / media / baja, en los últimos doce meses.

Los resultados de los índices mensuales se tabulan y grafican. Los resultados de los índices anuales e históricos se presentan en un histograma.

**Descripción:** El índice ISR se define como la proporción de la cantidad total de suministro en competencia ofrecida por todos los proveedores, excluyendo al agente  $x$  del mercado, con respecto a la demanda del mercado:

#### **Forma de cálculo**

$$ISR_x = (O_T - O_x) / D$$

donde  $ISR_x$  es el Índice de Suministro Residual para el agente  $X$

$O_T$  es la cantidad de oferta total de suministro en competencia

$O_x$  es la cantidad de oferta de suministro del agente  $X$

$D$  es la demanda del mercado

En el caso de un monopolio puro con 100% de participación del mercado el valor de ISR es cero.

#### **i. Franja Marginal de la Función de Demanda Residual**

Para cada uno de los principales generadores hidráulicos, se determina la franja marginal en porcentaje (relación mínimo a máximo), mensual, anual e histórica, de la función de demanda residual, para la hora de demanda mínima y en los últimos 12 meses.

Se elige el generador. Se toman las ofertas de los demás generadores para la hora de mínima demanda, en forma ascendente por precio, hasta completar la demanda real de la hora de estudio. Las ofertas resultantes se ordenan en forma descendente y teniendo en cuenta la disponibilidad agregada correspondiente a las ofertas ordenadas (esta es la función de demanda residual).

Para la función de demanda residual obtenida se determina la franja marginal correspondiente con la disponibilidad ofertada del generador elegido. Es decir en el eje de las abscisas se ubica la disponibilidad en MW ofertada por el generador elegido, y el precio correspondiente a esa disponibilidad en la curva de demanda residual, corresponde al precio P2 (mínimo de la franja). El precio de la curva de demanda residual para 0 MW es P1 (máximo de la franja). Se calcula en % la relación  $P2 / P1$ . (Ver artículo de J.A Hernández y otros, Demanda Residual en la Monitorización del Comportamiento de los Precios de Oferta de los Generadores, CIGRE, Foz de Iguazú, Mayo 20 a 24 de 2007).

Los resultados de los valores mensuales se tabulan y grafica. Los resultados de los índices anuales e históricos se presentan en un histograma.

### **3. Comportamiento de Restricciones**

#### **a. Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa**

Gráfica que presenta a nivel mensual el precio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema, vs el precio de bolsa, para los últimos 48 meses.

#### **b. Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas**

- Gráfico que presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 48 meses, para el sistema total.
- Histograma que 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.

### **c. Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas**

- Gráfico que presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual para el sistema, para los últimos 48 meses, para el sistema total.
- Histograma que presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

### **d. Participación por Planta en Reconciliaciones**

- Para cada zona operativa del país, histograma que presenta la participación de las plantas en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.
- Para cada zona operativa del país, histograma que presenta la participación de las plantas en magnitud (MWh) de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

### **e. Evolución de Restricciones de Seguridad**

Histograma que presenta el costo total mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema, identificadas por tipo de causa, para los últimos 12 meses.

## **4. Mercado de Contratos**

### **a. Magnitud de Cubrimiento de Contratos**

Gráfico que 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 cuatro años.

### **b. Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa**

Gráfico que presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados vs el precio de bolsa para un periodo de cuatro años.

### **c. Distribución del Precio de Contratos**

Histograma que presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el último mes, en intervalos de \$5/Mwh.

### **d. Número y Duración de Contratos Vigentes**

- Para los principales agentes del sistema, histograma que represente el número de contratos vigentes mensuales, para los últimos 12 meses.
- Gráfico que presenta a nivel mensual, el valor promedio de la duración de todos los contratos vigentes, así como la desviación estándar para ilustrar la dispersión de esta variable, para el último año.

### **e. Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida**

Gráfico que presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la Demanda Regulada y para la Demanda No Regulada, vs el precio de Bolsa, para los últimos 4 años.

## **5. Comportamiento del sistema**

### **a. Variación de la Generación del Sistema**

Gráfico que presenta las cantidades semanales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para el último año.

### **b. Variación de Aportes Hídricos Agregados**

Gráfico que presenta los aportes hídricos mensuales reales, históricos y con 95% PSS para los últimos 4 años.

### **c. Vertimientos**

Para las plantas donde ocurrieron, gráfico que presenta los vertimientos mensuales de las plantas durante el último año.