

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 57A – 2011 DESEMPEÑO DEL MEM EN EL MES DE FEBRERO DE 2011

Preparado por:

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

Bogotá, Marzo 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	2
2.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	2
2.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	2
2.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	2
2.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía.....</i>	3
2.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	4
2.1.5	<i>Vertimientos.....</i>	5
2.1.6	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	5
2.1.7	<i>Nivel de los Embalses</i>	6
2.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	6
2.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	6
2.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	7
2.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	8
2.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	9
2.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	9
2.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	10
2.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	10
2.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	11
2.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	12
2.3.4	<i>Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología.....</i>	13
2.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	13
2.3.6	<i>Índice de Lerner.....</i>	14
2.3.7	<i>Índice Residual de Suministro</i>	16
2.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	17
2.4.1	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas.....</i>	17
2.4.2	<i>Costo de Reconciliaciones por Zonas.....</i>	17
2.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	18
2.5	MERCADO DE CONTRATOS.....	19
2.5.1	<i>Magnitud de Cubrimiento de Contratos</i>	19
2.5.2	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	20
2.5.3	<i>Exposición de Comercializadores al Mercado Spot</i>	21
2.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	21
2.6.1	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	21

Resumen Ejecutivo

Este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de febrero, donde se reporta un aumento en la generación de energía eléctrica del 1.82% frente al mismo mes del 2010, en parte producto del aumento de las exportaciones a Ecuador; además esta generación implicó un aumento del 55% de la generación hidráulica y una caída del 58% de la generación térmica, debido en buena parte a la transición del fenómeno del Niño a la Niña ocurrida en ese periodo. En relación a la demanda del SIN, en febrero se presentó una caída con respecto al mes de enero y también con respecto a febrero del 2010. Es importante destacar que las exportaciones a Ecuador en el periodo noviembre 2010 – enero 2011, superaron los registros históricos de los años 2005 y 2006.

En febrero continuó el registro de aportes hídricos por encima de la media histórica debido a la persistencia e intensidad del fenómeno de la Niña; además, no se presentaron vertimientos en los embalses, cuyo nivel agregado descendió a 58% de la capacidad útil al fin del mes; no obstante, este nivel se encuentra varios puntos porcentuales por encima del promedio histórico.

El precio diario de bolsa estuvo alrededor de \$100/kWh, los precios en horas de baja demanda se mantuvieron estables y cercanos al precio promedio, pero en horas pico se observó una mayor volatilidad, quizás explicada por la reducción en el margen de reserva que llegó a niveles del 19%. La distribución de precios para este mes estuvo fuertemente concentrada en el rango \$80/kWh – \$120/kWh.

En febrero nuevamente el patrón de comportamiento de los registros de coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa, fue atípico; cuatro empresas marcaron el precio el 83% del tiempo y ahora Isagen pasó a ser líder en fijación de precios. Las plantas hidráulicas con niveles muy altos de embalse, ofertaron muy cerca de los mínimos establecidos por la regulación, otras con tendencia decreciente en el recurso almacenado se sostuvieron muy cerca del precio que marginó el mercado. La generación térmica se caracterizó por tener ofertas altas y una fracción importante del parque térmico a gas se está autoexcluyendo del mercado, a pesar que la regulación les reconoce los costos de arranque y parada; por otra parte Paipa y Termocentro presentaron ofertas bajas y fueron despachadas continuamente.

Por la relativa intensidad de la competencia entre plantas hidráulicas, los índices de Lerner se encontraron en rangos bajos. Gestión Energética con plantas térmicas, presentó índices con valores de consideración para demanda media y baja.

La magnitud de las reconciliaciones positivas presentó disminuciones importantes en la zona Norte y en menor grado en la zona Centro, a pesar de esto los ingresos en estas zonas por este concepto permanecieron prácticamente constantes, implicando un aumento del precio de las reconciliaciones positivas por kWh.

Referente al nivel de contratación, éste se incrementó alrededor del 15%, mostrando el comportamiento típico del mercado en el cual, la renovación más importante de contratos se efectúa al comienzo del año. Se mantuvo la brecha existente entre los precios de los contratos de la demanda regulada y la no regulada.

1 Introducción

El presente informe contiene el análisis de desempeño del MEM durante el mes de febrero del 2011.

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM están relacionados al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes de febrero de 2011, un comportamiento que merece destacarse.

2 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de febrero de 2011, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

2.1 Comportamiento del sistema

2.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 2 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema. Febrero de 2011 reporta un aumento en la generación de energía eléctrica, si se compara con los registros del año anterior para este mismo mes (1.82%), en parte debido al aumento de las exportaciones a Ecuador; además corresponde con un aumento del 55.3% de la generación hidráulica y una caída del 58.4% de la generación térmica, lo cual se debe en buena parte a que el primer semestre del 2010 estuvo influenciado por el fenómeno Niño, mientras en el 2011 la hidrología presenta los efectos de la Niña. También se observa una caída en la generación con relación a enero (-5.2%).

Tabla No 2

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	febrero-10	enero-11	febrero-11	Variacion Enero 11- Febrero 11	Variacion Febrero 10- Febrero 11	Variacion Ultimo Año- Febrero 11
Hidrica	3,392.61	2,173.51	3,635.72	3,374.97	-7.17%	55.28%	-0.52%
Térmica	1,053.50	2,066.66	773.27	859.80	11.19%	-58.40%	-18.39%
Gas	783.60	1,476.02	615.42	670.83	9.00%	-54.55%	-14.39%
Carbón	250.25	405.43	148.15	183.09	23.59%	-54.84%	-26.84%
Fuel Oil-ACPM	18.62	185.22	9.70	5.87	-39.47%	-96.83%	-68.46%
Menores	264.81	143.62	290.07	225.82	-22.15%	57.24%	-14.73%
Cogeneradores	19.74	16.39	25.21	19.68	-21.93%	20.06%	-0.29%
Total	4,741.09	4,400.18	4,724.27	4,480.30	-5.16%	1.82%	-5.50%

2.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 9 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años.

La demanda en febrero muestra una caída con respecto al mes de enero anterior y también con respecto a febrero del 2010, esta situación está influenciada por el fenómeno del Niño en febrero de 2010 y de la Niña en febrero de 2011, que reduce el

consumo en ventilación y aire acondicionado y además al mantenimiento realizado en la planta de níquel de Cerromatoso.

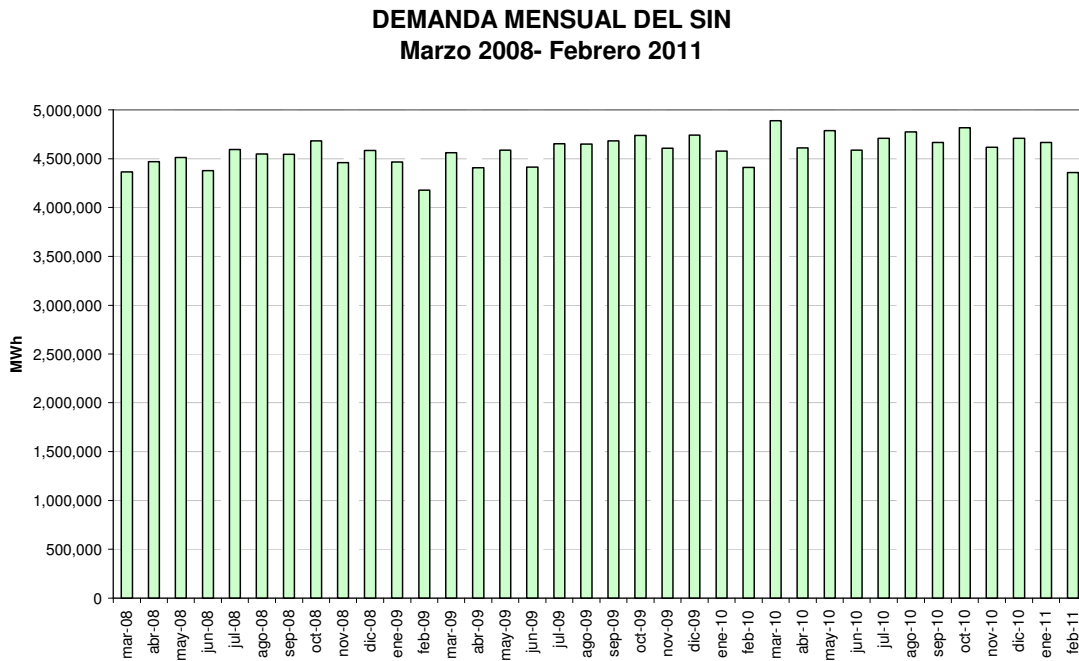


Gráfico No 9

2.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

El gráfico No 10 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años.

A partir de mayo del 2010 las exportaciones de energía a Ecuador se reactivaron, presumiblemente para recuperar sus embalses y aprovechando los precios de la estación de invierno en Colombia, que además estaban influenciados por el fenómeno de la Niña. Es importante destacar que las cantidades exportadas en el periodo noviembre 2010 – enero 2011, superaron los registros históricos de los años 2005, 2006.

Exportaciones - Importaciones de Energía Marzo 2008-Febrero 2011

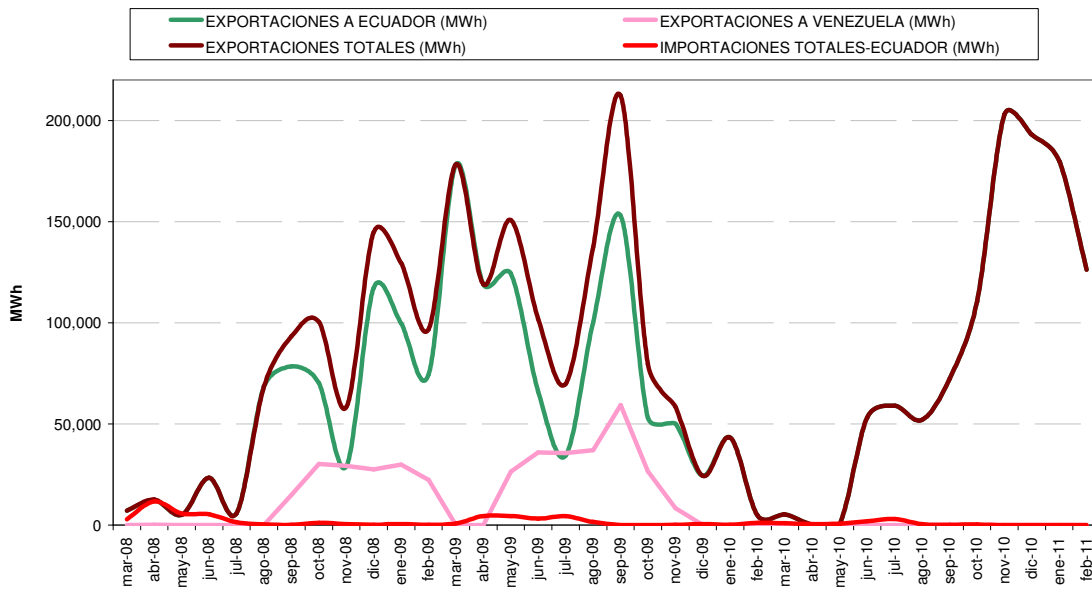


Gráfico No 10

2.1.4 Aportes Hídricos Agregados

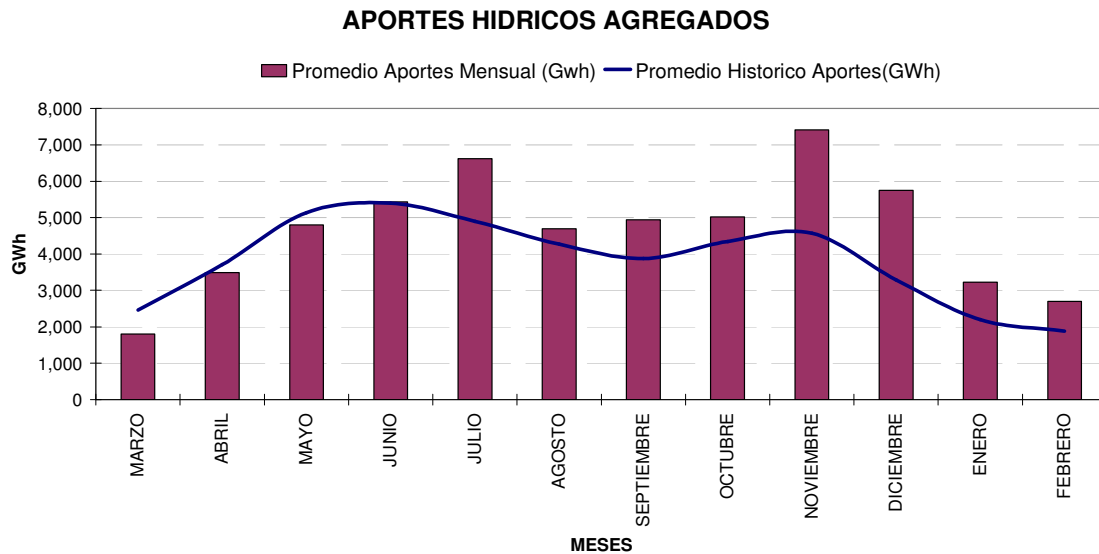


Gráfico No 11

El gráfico No 11 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico. En febrero

continuó el registro de aportes hídricos (2,806 GWh) por encima de la media histórica; el gráfico ilustra la persistencia e intensidad del fenómeno de la Niña 2010 -2011.

2.1.5 Vertimientos

El gráfico No 12 presenta para los últimos nueve meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

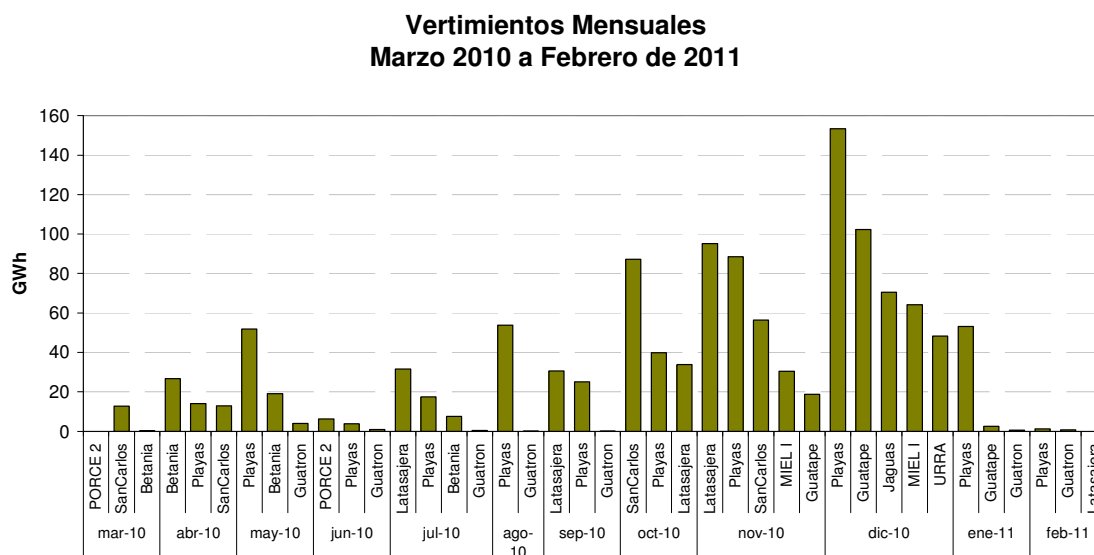


Gráfico No 12

En febrero no se presentaron vertimientos, esta situación es normal dado que aunque los aportes en los primeros meses del año se sitúan por encima de la media, se trata de meses secos en los cuales se desacumulan las reservas de los embalses.

2.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 13 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema, contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual.

En febrero nuevamente se presentó una reducción en la disponibilidad del parque de generación, que llevó el margen de reserva a niveles extremadamente bajos (19%).

DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL Marzo 2006 - Febrero 2011

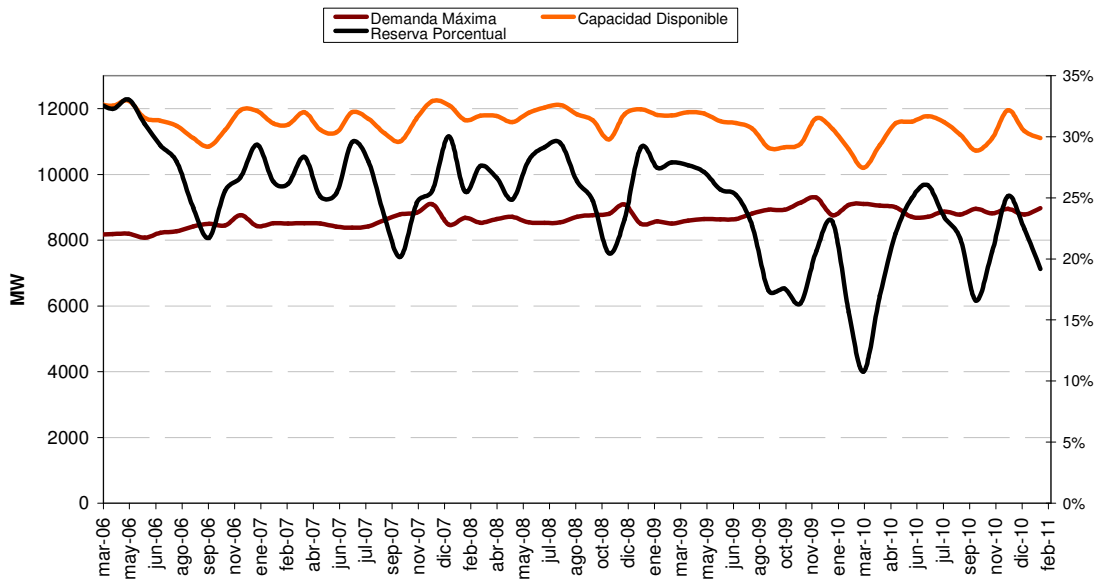


Gráfico No 13

2.1.7 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 14 se muestra el nivel del embalse agregado del SIN al final de febrero. El nivel agregado descendió a 58% de la capacidad útil al fin del mes, equivalente a 9.162 GWh, como consecuencia del ciclo de reducción normal debido a la estación de verano; no obstante, este nivel se encuentra varios puntos porcentuales por encima del promedio histórico.

En relación a los principales embalses del sistema, Betania, Playas y Calima al terminar febrero estaban por encima del 90%, Miel, Guatapé y Salvajina se ubicaron alrededor del 60%, mientras los principales embalses de la cuenca oriental, Esmeralda y Guavio terminaron en 46% y 42% respectivamente.

2.2 Evolución de los precios de Bolsa

2.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 14 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 6 meses.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Septiembre 2010 a Febrero 2011

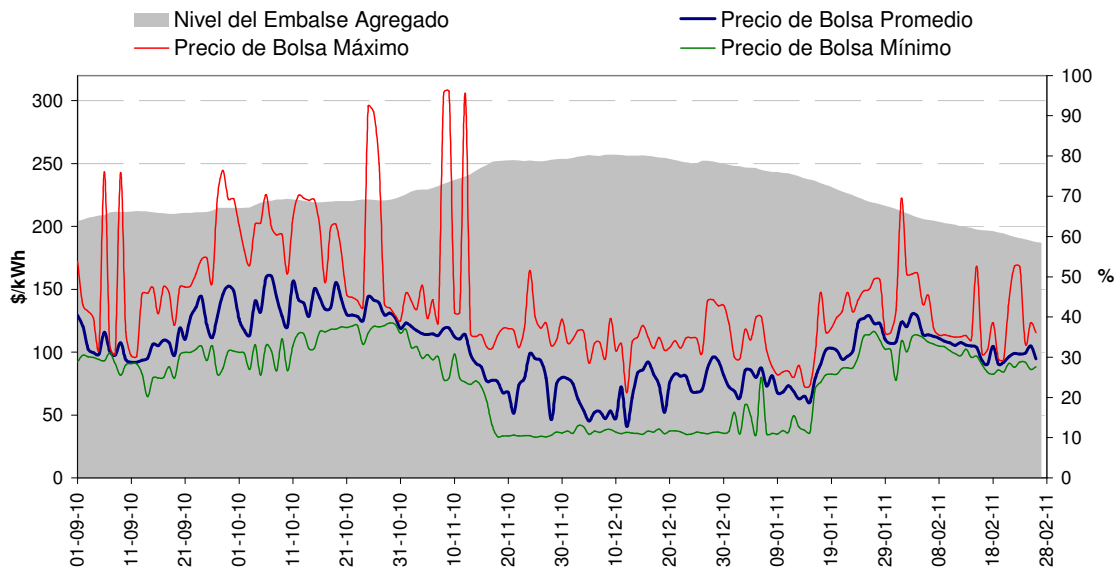


Gráfico No 14

En febrero el precio diario de bolsa estuvo alrededor de \$100/kWh. Se constata en el gráfico que el nivel del embalse sigue descendiendo y los precios se han mantenido en niveles relativamente bajos, aunque por encima de los registros de los últimos meses. Los precios en horas de baja demanda durante febrero se mantuvieron estables y cercanos al precio promedio, pero en horas pico se observa una mayor volatilidad, quizás explicada por la reducción en el margen de reserva. Se debe recordar que el embalse agregado, se encuentra por encima del promedio histórico.

2.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 15 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

En enero y febrero los precios de bolsa han seguido, como es predecible, una tendencia opuesta al nivel del embalse.

**PRECIO DE BOLSA VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO
Marzo 2006 - Febrero 2011**

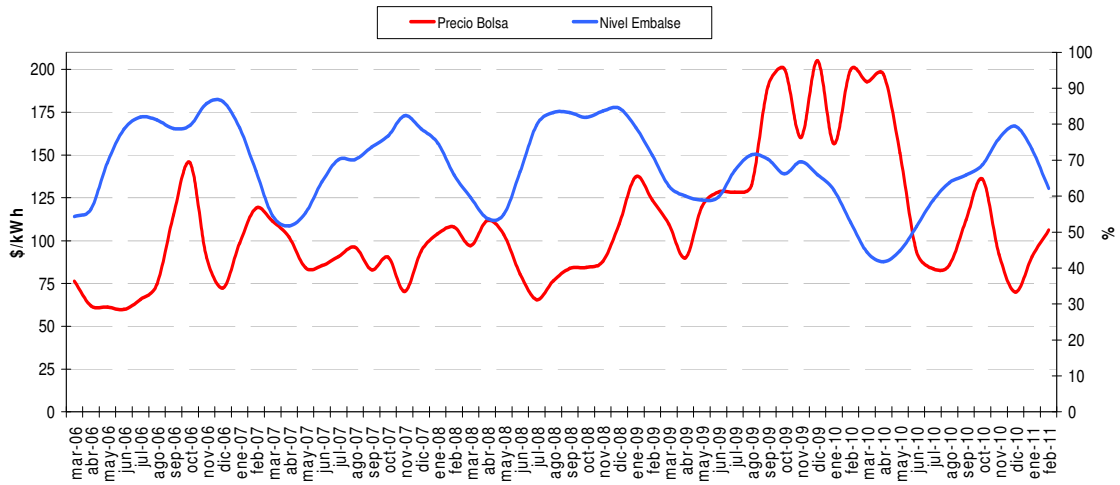


Gráfico No 15

2.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 16 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

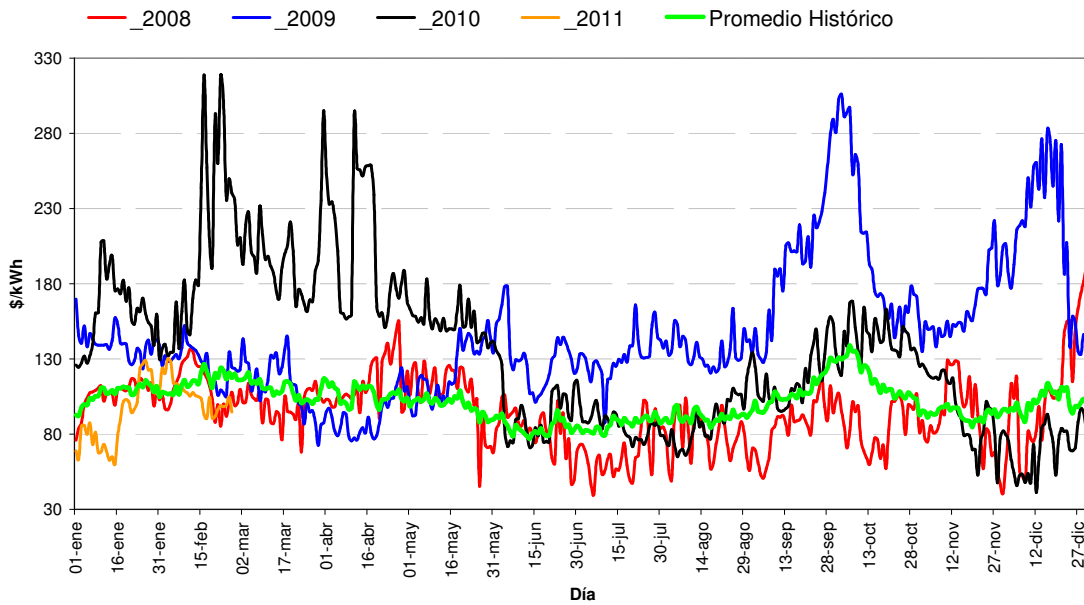


Gráfico No 16

Dada la abundancia relativa de agua para esta época del año, los precios se han mantenido por debajo del referente histórico.

2.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 17 presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio horaria en MWh, ocurrida en los últimos tres meses.

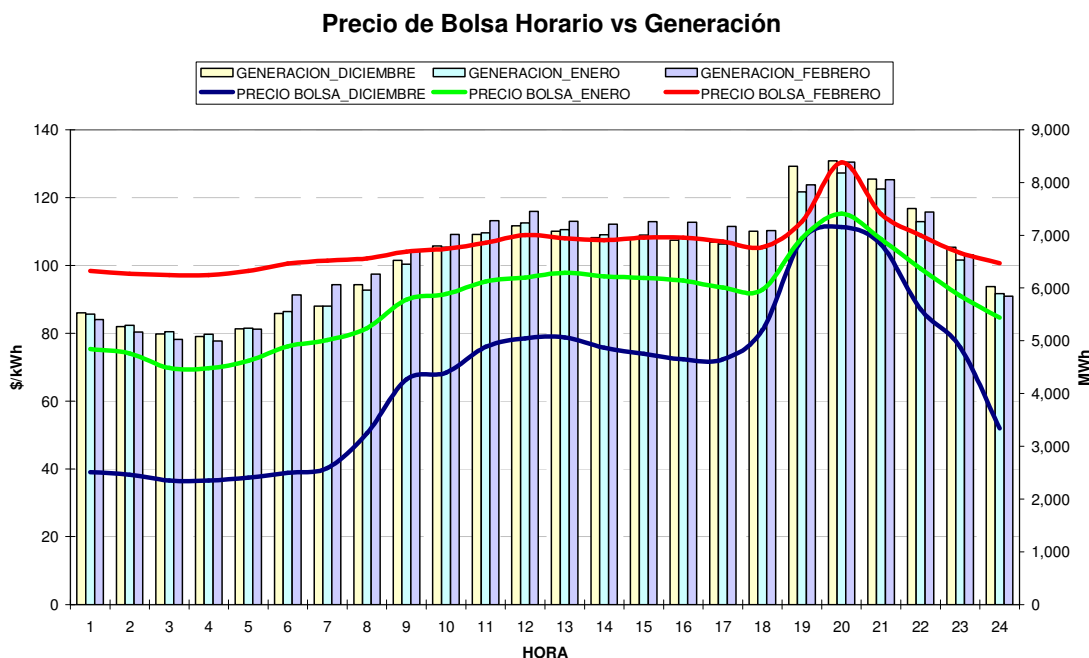


Gráfico No 17

Es claro que a partir del mes de diciembre los precios del spot se han venido incrementando sistemáticamente en todas las horas del día.

2.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 18 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

Distribución del Precio de Bolsa

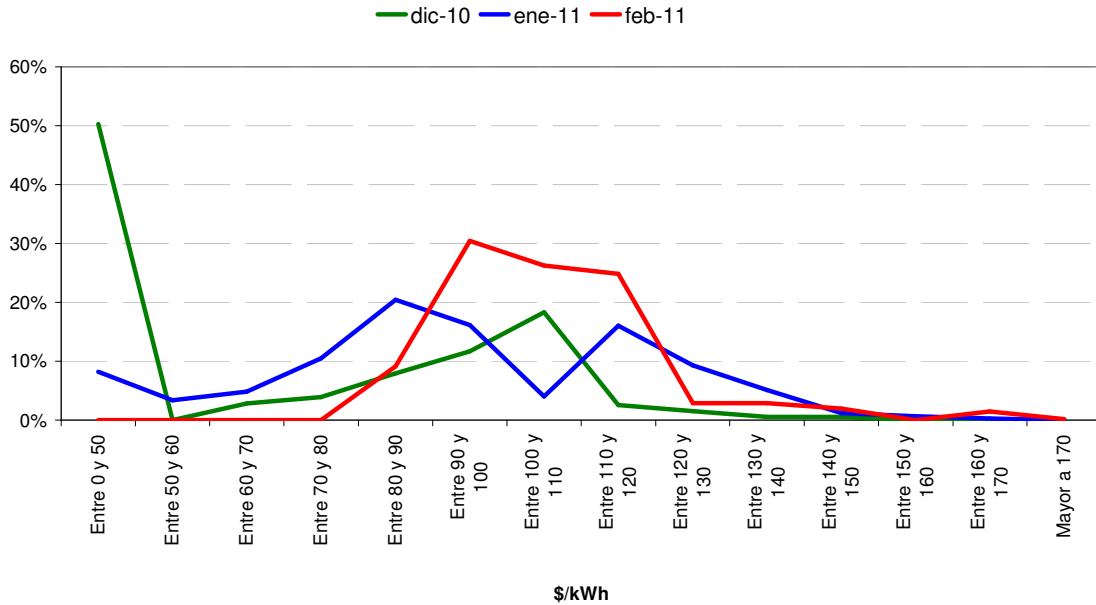


Gráfico No 18

En febrero se presentó una concentración mucho menor en precios de bolsa por debajo de los \$80/kWh. La distribución de precios para este mes está fuertemente concentrada en el rango \$80/kWh – \$120/kWh.

2.3 Comportamiento de Ofertas

2.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 19 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio de bolsa.

En febrero nuevamente el patrón de comportamiento de los registros de coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa, fue atípico. Cuatro empresas marcaron el precio el 83% del tiempo; ahora Isagen pasó a ser líder en fijación de precios e incrementó sustancialmente su participación al 33% del tiempo, seguido por Emgesa con 23%, Chivor 14%, EPM 13% y Colinversiones el 12%.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Marzo 2010 a Febrero de 2011**

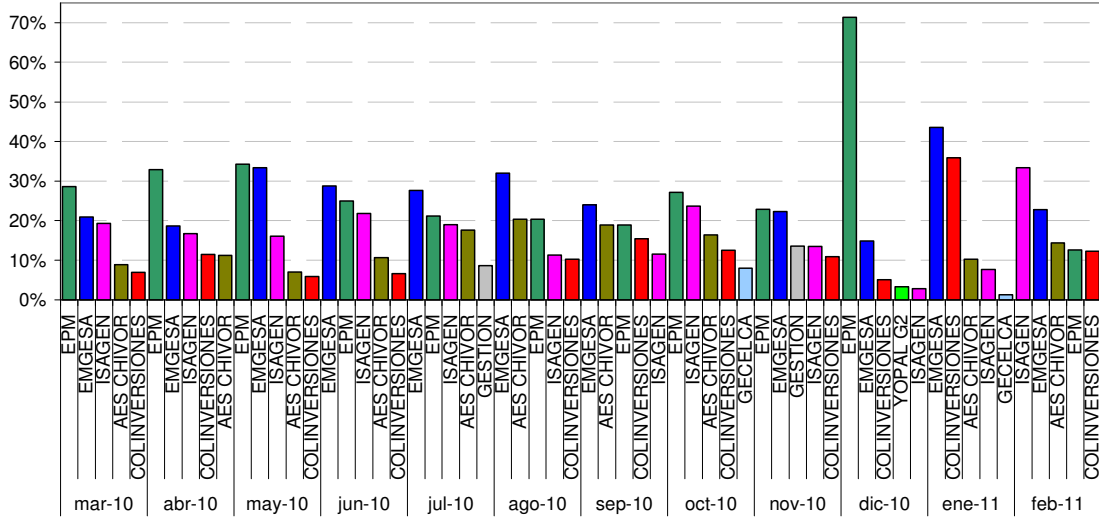


Gráfico No 19

2.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio
Septiembre 2010 - Febrero 2011**

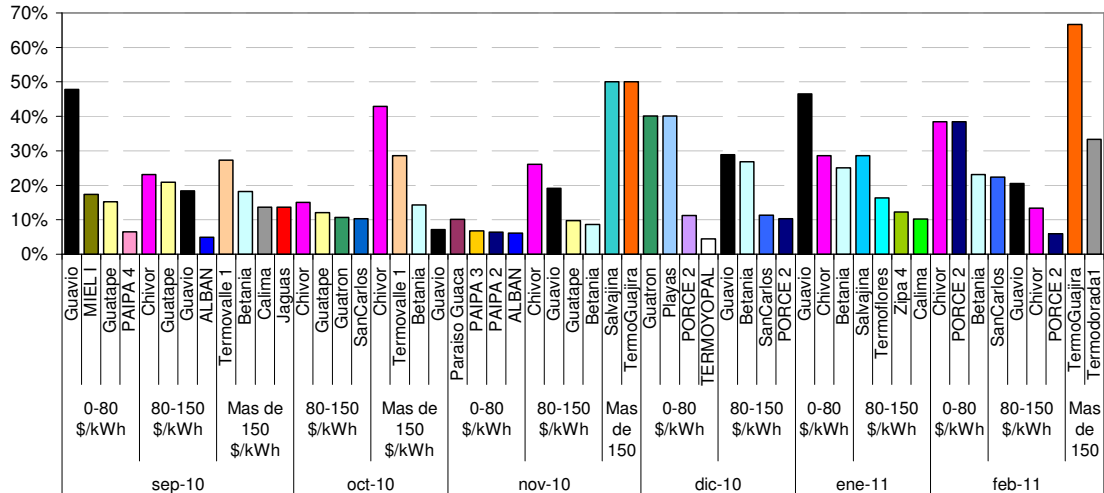


Gráfico No 20

El gráfico No 20 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

Las plantas que fijaron el precio con mayor frecuencia en la franja de demanda baja en el mes de febrero fueron Chivor y Porce 2, en la franja de demanda media estuvieron San Carlos (explica el liderazgo de Isagen), Guavio y Chivor, mientras en demanda alta correspondió a Termoguajira y Termodorada.

2.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

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

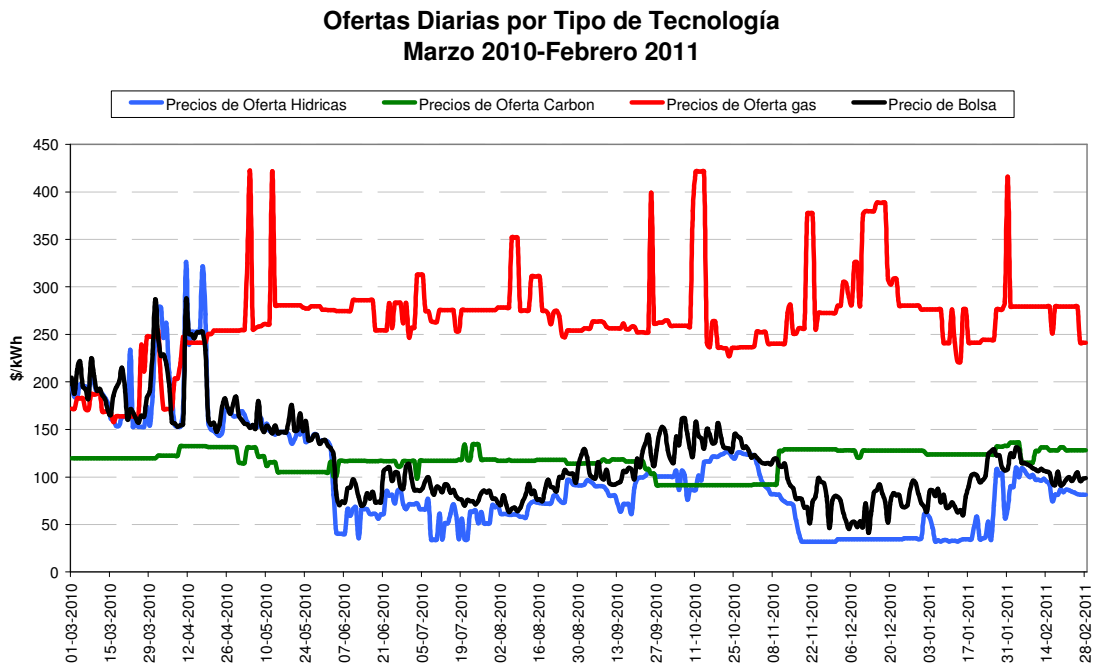
En febrero las plantas hidráulicas siguieron estrategias de ofertas acorde con lo esperado; aquellas con niveles muy altos de embalse, como Guatapé, Paraiso Guaca, Playas y Urrá, ofertaron muy cerca de los mínimos establecidos por la regulación; otras con tendencia decreciente en el recurso almacenado se sostuvieron muy cerca del precio que marginó el mercado, este es el caso de Chivor, Porce, Betania, San Carlos, Guavio y Jaguas.

La generación térmica se caracterizó por tener ofertas altas para evitar su despacho; sin embargo, el comportamiento de las plantas térmicas no es tan fácil de explicar. Mientras Tebsa, Termosierra y Candelaria presentaron ofertas muy por encima del precio de mercado, otras como Paipa y Termocentro presentaron ofertas bajas y fueron despachadas continuamente; además, Flores y Tasajero mantuvieron sus ofertas en precios estables y presumiblemente cercanos a los costos de generación.

Durante todo el mes de febrero las siguientes plantas presentaron disponibilidad parcial: Urra 24%, Betania 67%, Porce 67%, Alban 70%, Guavio 75% y Chivor 87.5%; además Guatron estuvo disponible 83% durante tres semanas y Calima salió de servicio totalmente una semana.

2.3.4 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología

El gráfico No 21 muestra los precios de bolsa diarios y los precios de oferta diaria media para cada uno de los tipos de tecnología de generación: hidráulica, gas, carbón, en los últimos doce meses.



Se observa que las ofertas hidráulicas modulan los precios de bolsa; como resultado de las estrategias, nuevamente una fracción importante del parque térmico a gas se está autoexcluyendo del mercado, a pesar que la regulación les reconoce los costos de arranque y parada.

2.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 22 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.

La estrategia comercial de las plantas térmicas a gas, redujo la elasticidad de la oferta para horas de alto consumo.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

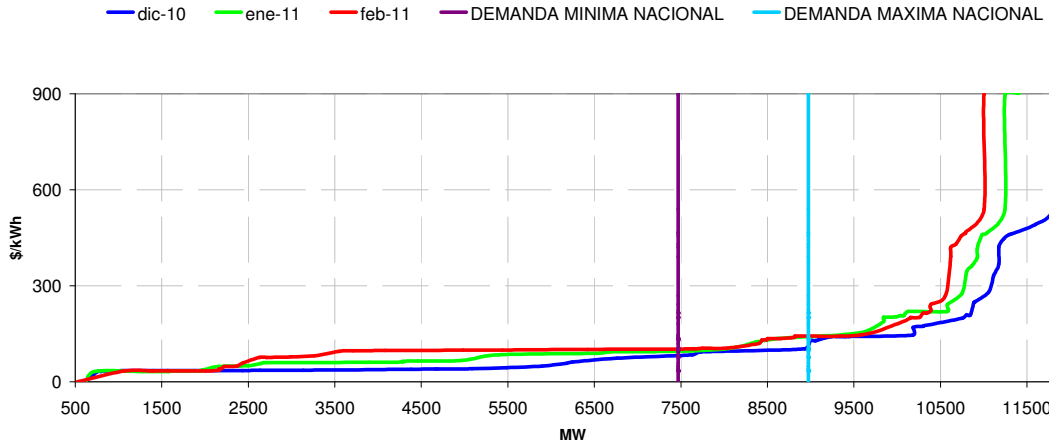


Gráfico No 22

2.3.6 Índice de Lerner

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

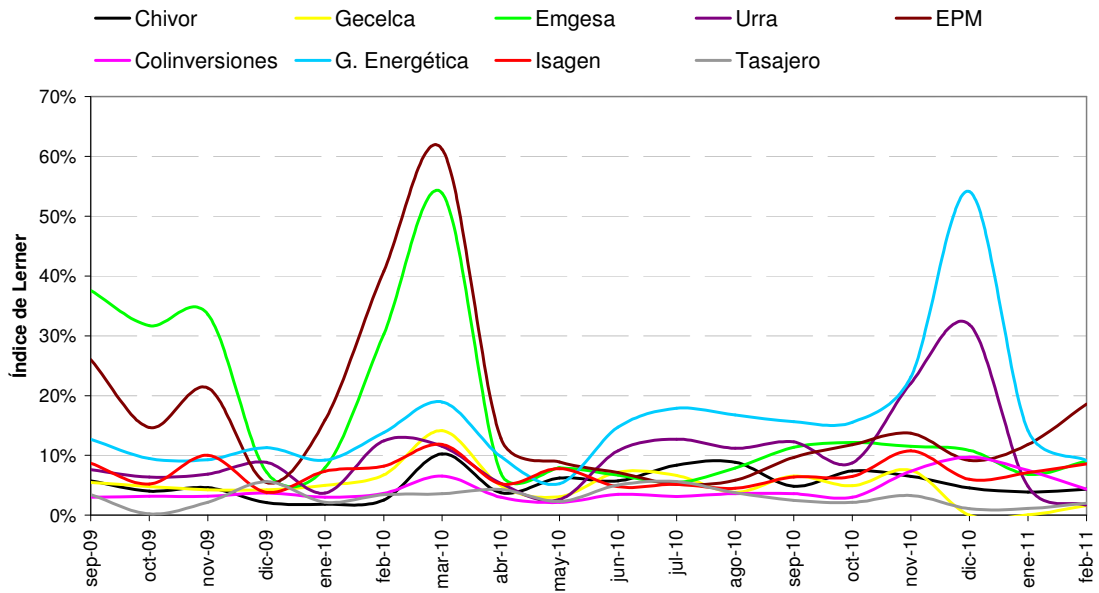


Gráfico No 23-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

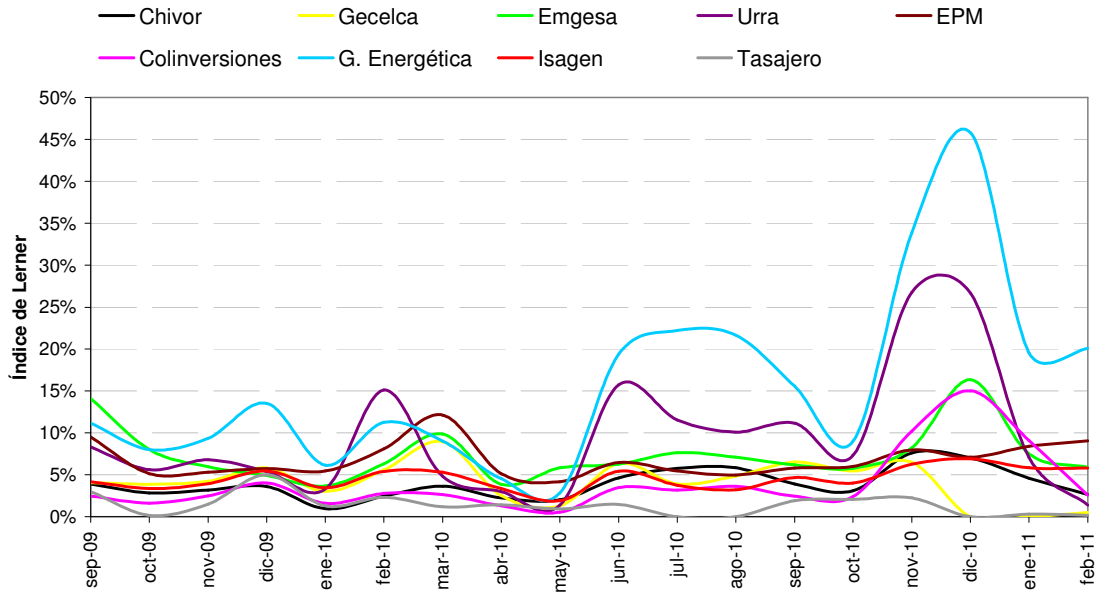


Gráfico No 23-b

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

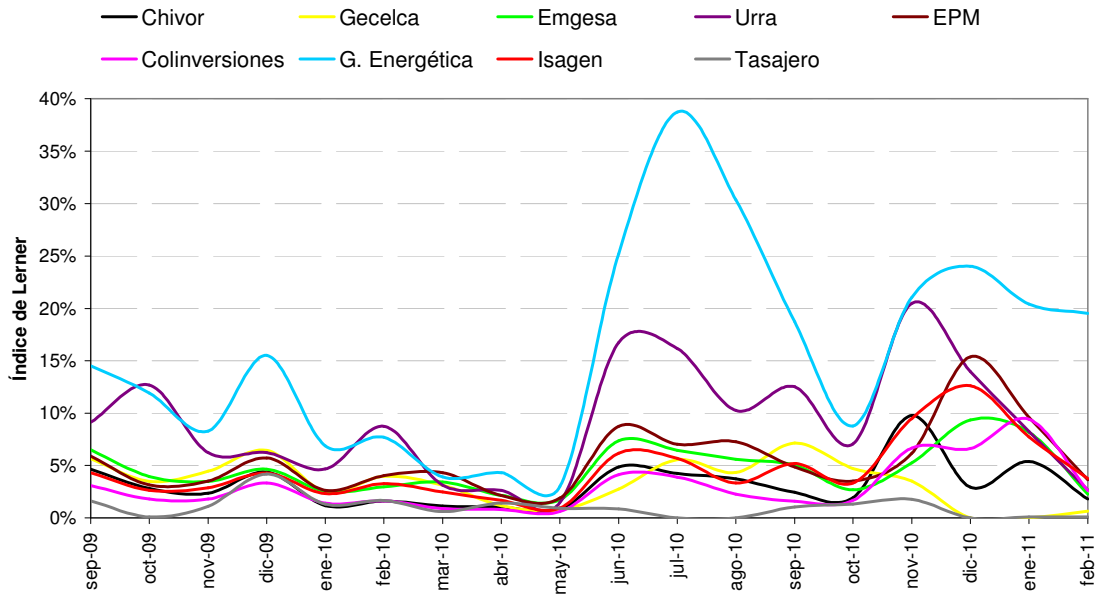


Gráfico No 23-c

Los gráficos No 23-a, 23-b y 23-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja respectivamente, en los últimos diez y ocho meses.

Por la relativa intensidad de la competencia entre plantas hidráulicas, los índices de Lerner se encuentran en rangos bajos, lo que da cierta tranquilidad en el sentido que durante este último mes, no se contó con el poder de mercado suficiente para establecer unilateralmente las condiciones de precios. Gestión Energética con plantas térmicas, presentó índices con valores de consideración para demanda media y baja.

2.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 24 presenta para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.

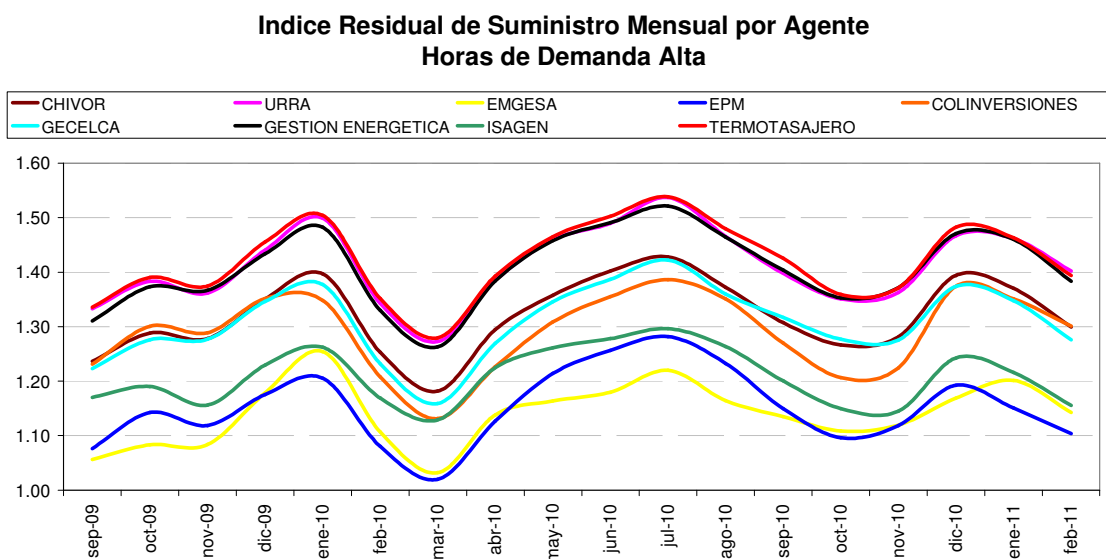


Gráfico No 24

En febrero y para demanda alta, el índice residual de todas las empresas disminuyó. EPM presentó un valor promedio de 1.10, el cual refleja las condiciones de los índices diarios, donde EPM inclusive llegó a ser pivotal al comienzo del mes.

2.4 Comportamiento de Reconciliaciones

2.4.1 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 25 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

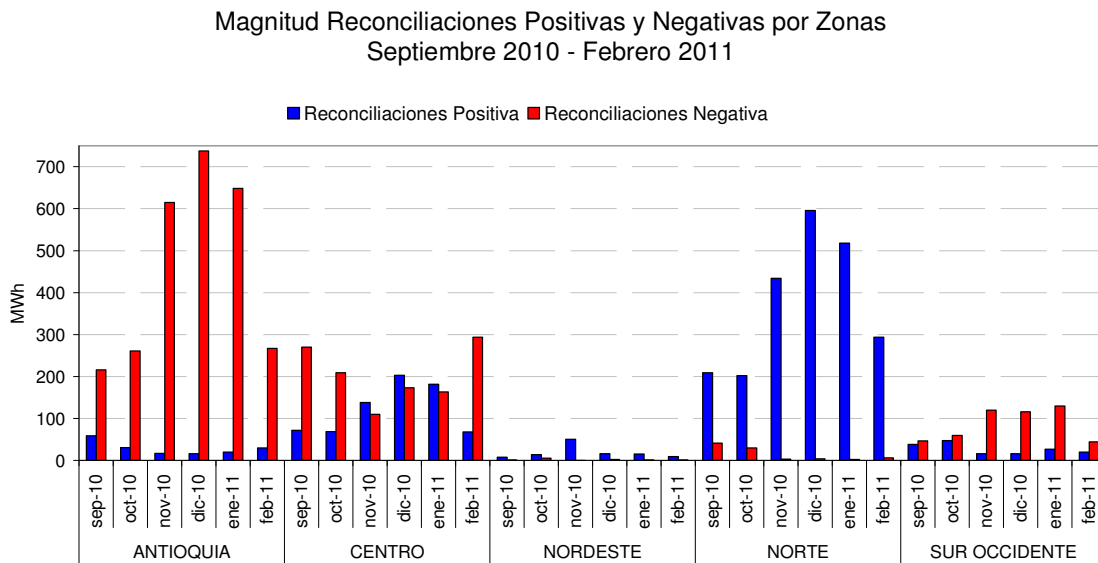


Gráfico No 25

En febrero la magnitud de las reconciliaciones positivas presentó disminuciones importantes en la zona Norte y en menor grado en la zona Centro. Esta situación conllevó también a una disminución importante en la magnitud de las reconciliaciones negativas de las zonas Antioquia y Suroccidente, aunque también se observó un incremento considerable en la zona Centro.

2.4.2 Costo de Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 26 muestra el costo de las reconciliaciones positivas y negativas por zonas, en los últimos seis meses.

A pesar que la magnitud de las reconciliaciones positivas disminuyó en las zonas Norte y Centro, sus ingresos por estos conceptos permanecieron prácticamente constantes, implicando un aumento del precio de las reconciliaciones positivas por kWh.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Agosto 2010 - Enero 2011

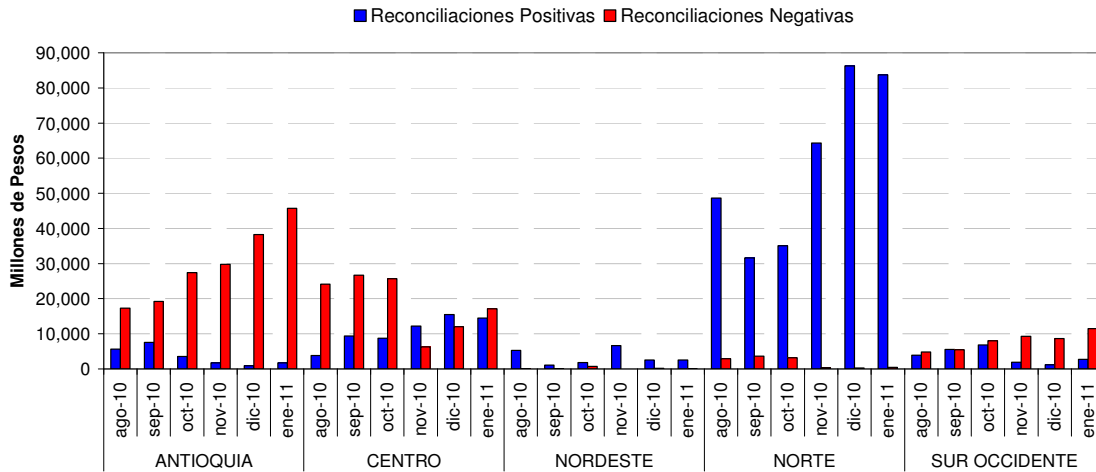


Gráfico No 26

2.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 27-a y 27-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 seis meses.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

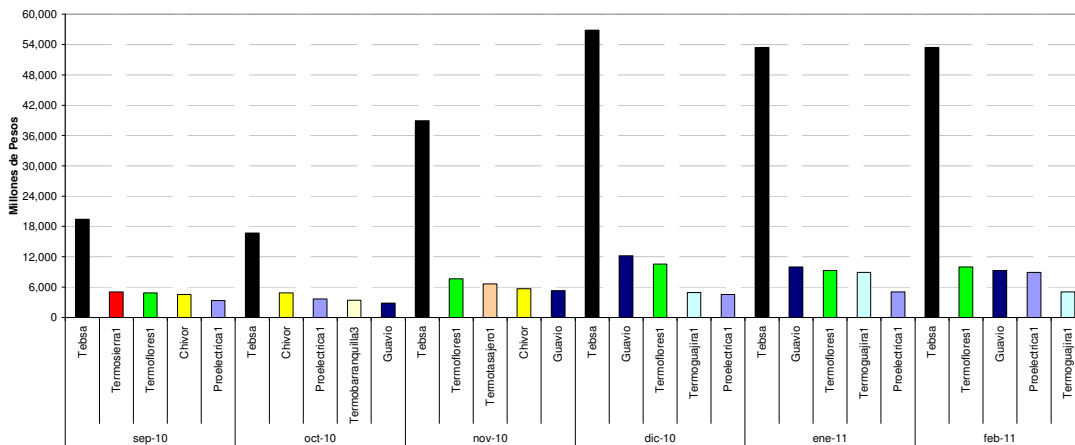


Gráfico No 27-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

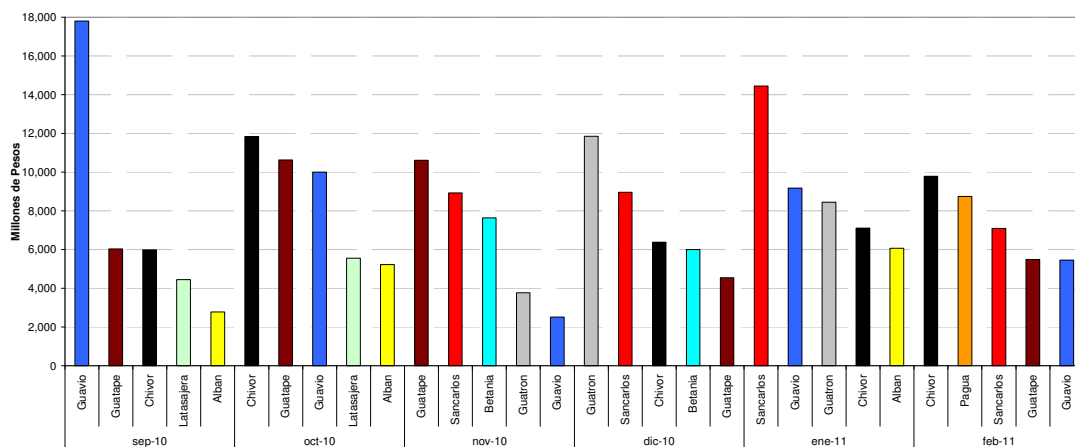


Gráfico No 27-b

2.5 Mercado de Contratos

2.5.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 28 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 los últimos tres años.

Cubrimiento de Contratos
Marzo 2009 a Febrero de 2011

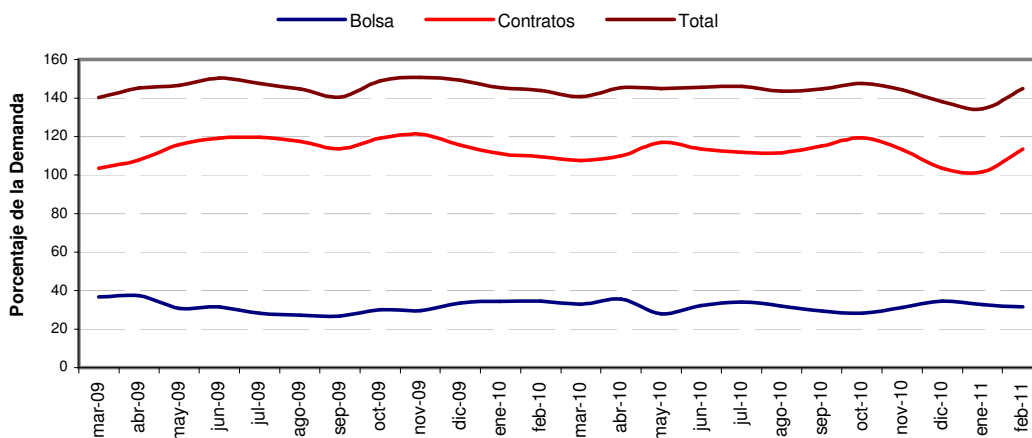


Gráfico No 28

En febrero el nivel de contratación se incrementó alrededor del 15%, mostrando el comportamiento típico del mercado en el cual, la renovación más importante de contratos se efectúa al comienzo del año.

2.5.2 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 29 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada, para la demanda no regulada (descontados los contratos entre generadores) y para los contratos de respaldo entre generadores, vs el precio de Bolsa, en los últimos cuatro años.

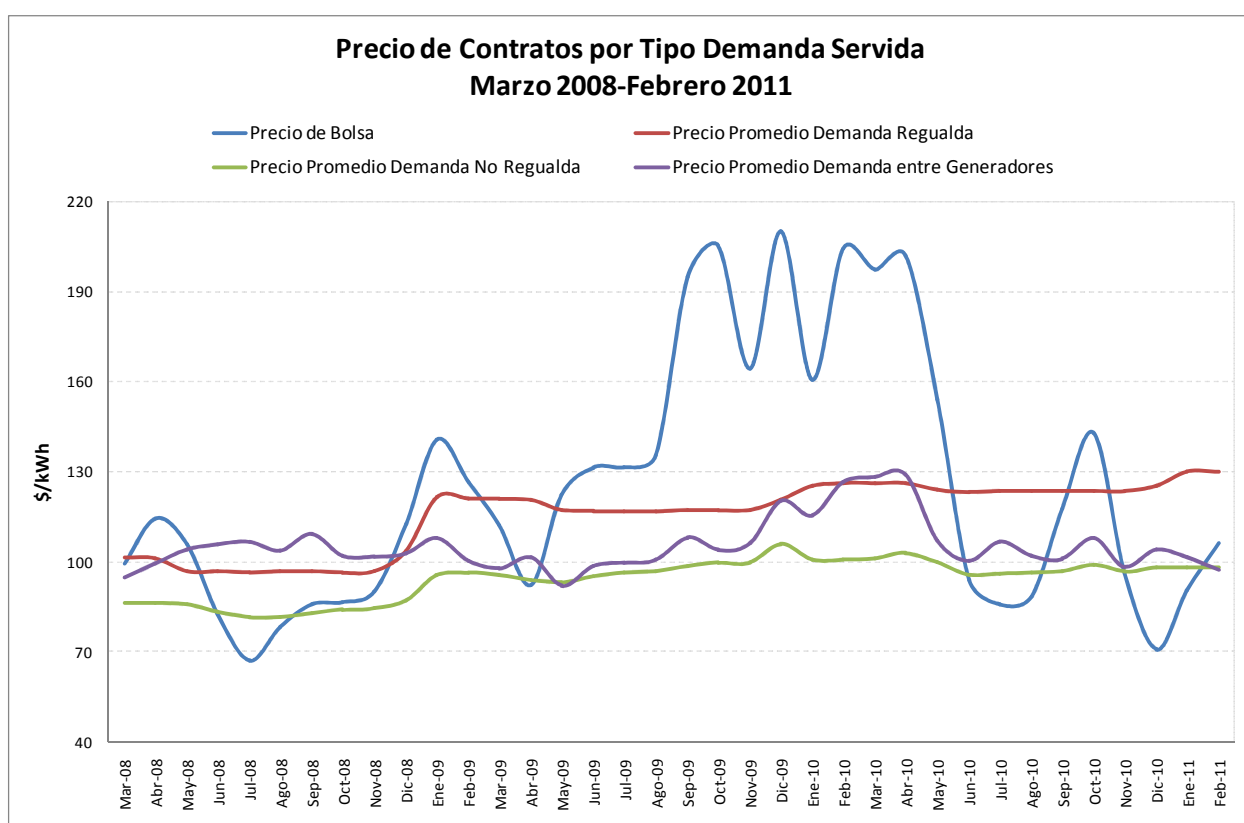


Gráfico No 29

Se mantiene en febrero la brecha existente entre los precios de los contratos de la demanda regulada y la no regulada. Por otra parte, los precios de los contratos de respaldo entre generadores, son muy similares a los precios de la demanda no regulada, anotando que las cantidades transadas entre generadores son solamente del orden del 10% de la energía total transada en bolsa.

2.5.3 Exposición de Comercializadores al Mercado Spot

El gráfico No 30 muestra el porcentaje mensual de exposición a bolsa y la magnitud (GWh) de la demanda comercial comprada en bolsa en los últimos tres meses, para los agentes comercializadores con la mayor exposición.

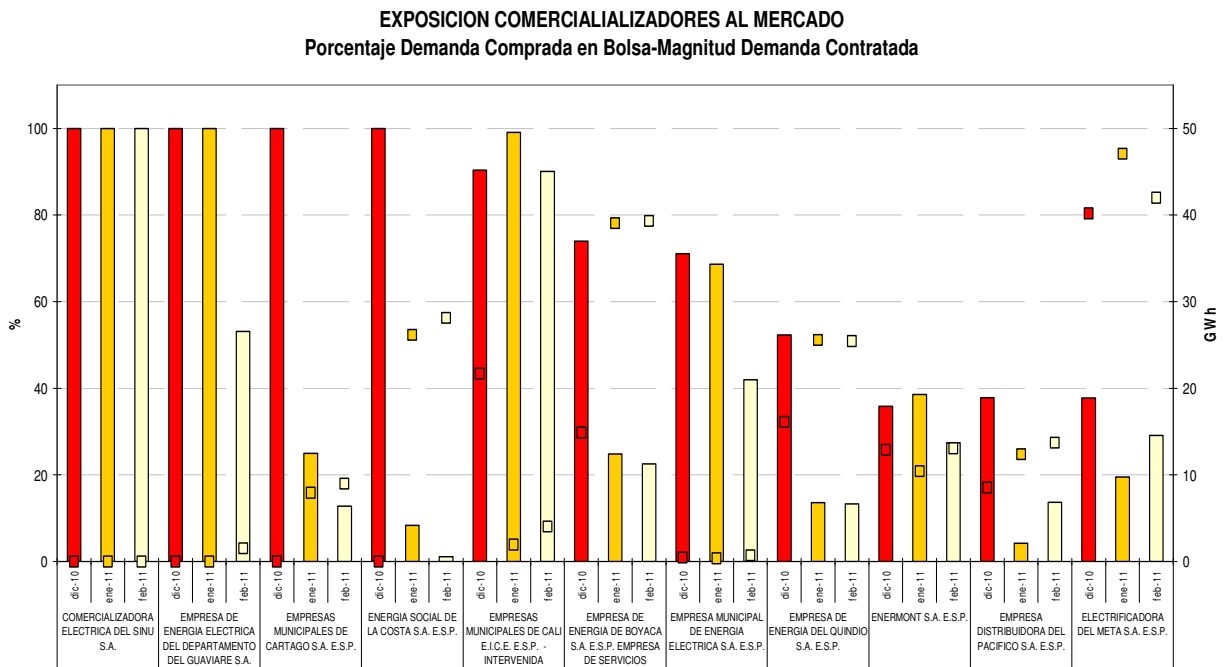


Gráfico No 30

Del gráfico se observa que los comercializadores con mayor exposición a la bolsa corresponden a empresas con una demanda baja; llama la atención también que a partir del mes de enero de 2011 se reduce el nivel de exposición a bolsa que existía en diciembre del 2010.

2.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

2.6.1 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 31 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

Se observa un cambio en el patrón de comportamiento con respecto a las plantas prestadoras del servicio de AGC. En febrero el liderazgo lo ejerció la cadena Paraiso – La Guaca, seguida por las plantas de Guatapé y Chivor.

Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC Marzo de 2010 a Febrero de 2011

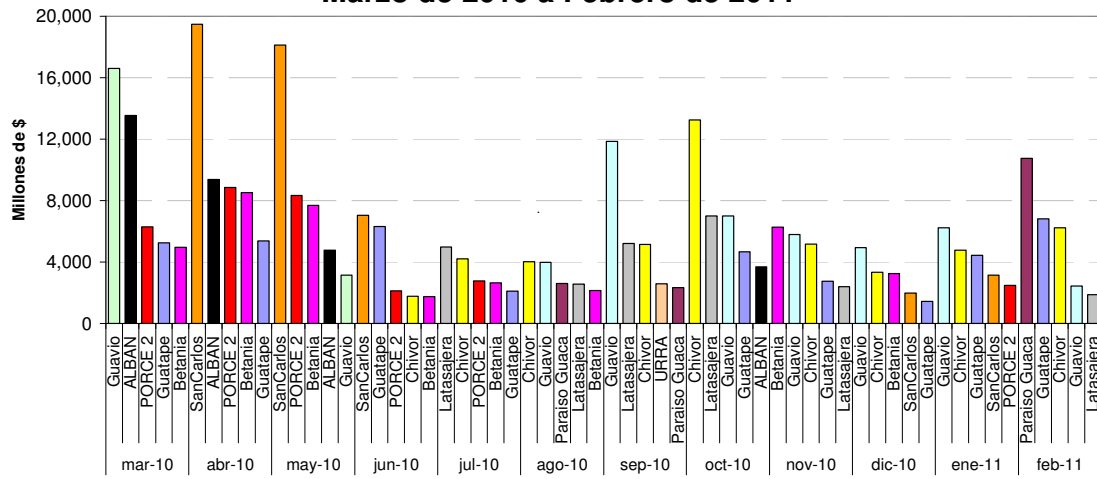


Gráfico No 31