

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 78 – 2013

REVISION PARA EL EISG DEL INDICADOR

MARGEN BRUTO PONDERADO

Preparado por:

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

Bogotá, Abril 20 de 2013

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	REVISIÓN PARA EL EISG DEL INDICADOR MARGEN BRUTO PONDERADO	2
2.1	BREVE RESEÑA.....	2
2.2	RESULTADOS DE LA VERSIÓN CORREGIDA.....	3
2.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS	6
3	COMENTARIOS Y RESPUESTAS SOBRE EL INDICADOR MARGEN BRUTO PONDERADO	7
3.1	COMENTARIOS DE ACOLGEN	7
3.1.1	<i>Comentarios Generales.....</i>	8
3.1.2	<i>Comentarios Particulares.....</i>	8
3.2	RESPUESTAS DEL CSMEM A LOS COMENTARIOS	12
4	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	16
4.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	16
4.1.1	<i>Generación del Sistema.....</i>	16
4.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	17
4.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía</i>	18
4.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	18
4.1.5	<i>Vertimientos</i>	19
4.1.6	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	20
4.1.7	<i>Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado.....</i>	20
4.1.8	<i>Nivel de los Embalses.....</i>	22
4.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	22
4.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	22
4.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	23
4.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	24
4.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	25
4.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	25
4.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	26
4.2.7	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo</i>	27
4.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	27
4.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	27
4.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	28
4.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	29
4.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	30
4.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	30
4.3.6	<i>Índice de Lerner Mensual</i>	31
4.3.7	<i>Índice Residual de Suministro.....</i>	32
4.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	33
4.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i>	33
4.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....</i>	34
4.4.3	<i>Costo de Reconciliaciones por Zonas.....</i>	34
4.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	35
4.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	36
4.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito</i>	36
4.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito</i>	36
4.5.3	<i>Costo Mensual de Restricciones</i>	37
4.6	MERCADO DE CONTRATOS	38
4.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos.....</i>	38
4.6.2	<i>Distribución del Precio de Contratos</i>	38

4.6.3	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	39
4.7	INDICADORES OPERATIVOS	40
4.7.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente</i>	40
4.7.2	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente</i>	41

Resumen Ejecutivo

En este informe se incluyen los resultados revisados del indicador Margen Bruto Ponderado - MBP - que el CSMEM ha propuesto en forma complementaria, para medir el poder de mercado en el MEM, los cuales fueron presentados en la Conferencia 27 del Energy Intermarket Surveillance Group - EISG, celebrada en Calgary, Canadá.

Con posterioridad a una reunión sostenida con Acolgen, se corrigieron problemas de la serie de las ofertas de los generadores y se calculó nuevamente el MBP. Ahora las series del precio de bolsa observado y el estimado son muy similares. De otra parte, si bien los resultados cambiaron, es evidente que en los últimos cinco años el MBP presenta una clara tendencia creciente que es necesario explicar y eventualmente corregir.

En este informe también se presentan los comentarios realizados por Acolgen al indicador MBP, así como la respuesta de ellos por parte del CSMEM.

También se incluye el análisis del desempeño del MEM en el mes de marzo de 2013, destacándose que la generación total creció 2.4% con respecto al mismo mes del 2012, con una caída de 8.6% en la generación hidroeléctrica y un aumento de 56.4% en la generación térmica, mientras que el crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual, para el mes de marzo fue de 1.6%, el cual se considera moderado, esto puede estar relacionado con la desaceleración de la economía y particularmente, con la caída en el ritmo de la actividad industrial.

Los aportes hídricos sostuvieron los patrones registrados desde septiembre del 2012, por debajo de las medias históricas y el nivel del embalse agregado del SIN finalizó con el 44.5% de la capacidad útil.

A partir de diciembre de 2012 se observa una tendencia a la baja en los precios promedio de la bolsa, lo cual representa un comportamiento atípico; no obstante, se ha venido incrementando la varianza entre precios en horas de alta y baja demanda. A finales de marzo los precios reaccionaron al alza con fuerza, presumiblemente debido a que los bajos niveles de lluvia, no permitieron iniciar el proceso normal de acumulación en los embalses. En general el patrón de la serie de precios observada en el 2013 se ha ubicado por encima de los valores históricos promedio, acercándose a los ocurridos y en algunos casos sobrepasando, los correspondientes a los del Niño 2010.

El patrón de comportamiento de los registros de coincidencias de marzo muestra como solo dos agentes Isagen y Chivor, fijaron el precio para el 58% de las horas del mes, mientras Isagen, Chivor y Emgesa conjuntamente lo marcaron el 77% del tiempo.

En relación a las ofertas, las plantas hidroeléctricas determinaron el precio de bolsa en el mes de marzo; respecto a las térmicas, Termocentro ofertó a precios muy competitivos y en contraste Termosierra, Flores I y Candelaria se mantuvieron fuera del mercado con ofertas muy elevadas. La curva de oferta de precio promedio en bolsa se desplazó hacia abajo para las plantas despachadas en la base.

En cuanto al índice de Lerner, el poder de mercado es reducido en horas de baja demanda, pero adquirió niveles superiores al 25% para Isagen, EPM y Emgesa en los períodos de demanda máxima.

En marzo la magnitud de las reconciliaciones aumentó en forma importante, debido principalmente a los atentados ocurridos contra las líneas Ocaña-Copey, Jamondino-San Bernardino y Cerromatoso-Porce. Consecuentemente el costo total mensual para las restricciones del sistema, duplicó el de febrero y su costo unitario fue \$10.09 /kWh.

A partir de enero del 2013 el precio promedio de los contratos para la demanda regulada pasó de \$130/kWh a \$140/kWh. En el 2013, el 10% correspondió a contratos registrados antes del 2011, 60% en el 2011 y 30% en el 2012 y todos ellos tuvieron incrementos importantes de precio en el 2013, lo cual podría indicar que los precios de la mayoría los contratos para la demanda regulada están siendo indexados al precio de bolsa.

Contrastan con la situación anterior, los contratos para la demanda no regulada que en su composición el 65% fueron registrados antes del año 2011 y que en el 2013 han mantenido los precios constantes alrededor de \$100/kWh.

1 Introducción

El presente informe contiene tres partes: a) Revisión para el EISG del indicador Margen Bruto Ponderado - MBP, b) Comentarios y respuestas sobre el MBP, y c) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de marzo del 2013.

a) Revisión para el EISG del Indicador Margen Bruto Ponderado

Incluye los resultados revisados del indicador Margen Bruto Ponderado - MBP - que el CSMEM ha propuesto en forma complementaria, para medir el poder de mercado en el MEM, los cuales fueron presentados en la Conferencia 27 del EISG.

b) Comentarios y Respuestas sobre el MBP

Contiene los comentarios realizados por Acolgen al indicador MBP, así como la respuesta de ellos por parte del CSMEM.

c) Análisis de Desempeño del MEM

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM están relacionados al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales, el servicio de regulación secundaria de frecuencia, el comportamiento operativo de los equipos de generación y transmisión y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes de marzo de 2013, un comportamiento que merece destacarse.

2 Revisión para el EISG del Indicador Margen Bruto Ponderado

En el informe No 75¹ se presentó el indicador Margen Bruto Ponderado – MBP, para medir la evolución del poder de mercado en el MEM. Después de su presentación y discusión en Acolgen, el CSMEM revisó los cálculos y encontró vacíos de información en las series de precios de oferta para algunas plantas, lo que sobrestimaba el precio de mercado calculado con las ofertas y por lo tanto el nivel del MBP.

En este informe se incluyen los resultados de la versión revisada, los cuales fueron presentados en la Conferencia 27 del Energy Intermarket Surveillance Group - EISG, celebrada en Calgary, Canadá, del 25 al 27 de Abril del 2013.

2.1 Breve Reseña

En esencia el indicador compara las rentas inframarginales que se generarían si las ofertas se basan en costos marginales, con las rentas efectivamente observadas estimadas a partir de los valores de las ofertas enviados por los agentes. En teoría, si los agentes estructuran sus ofertas a nivel de costos marginales, como ocurre en un mercado competido, las rentas inframarginales son eficientes. Estos márgenes permiten cubrir los costos de fijos de las plantas y el usuario paga por el servicio el costo marginal de generación, que refleja el costo de oportunidad para la economía.

En contraste, la diferencia entre este nivel de rentas y las que se generan en el mercado si las plantas envían sus ofertas por encima del costo de marginal, cuando cuentan con la habilidad y el incentivo para explotar su poder de mercado, son ineficientes desde el punto de vista asignativo. La economía está pagando un precio por encima del costo de oportunidad de los recursos empleados en la generación.

El indicador se presentó en Acolgen donde se discutieron algunas debilidades metodológicas. A raíz de esta reunión, el CSMEM revisó los cálculos y efectivamente encontró que se presentaban vacíos de información en las series de precios de oferta para algunas plantas, lo que sobrestimaba el precio de mercado calculado con las ofertas y por lo tanto el nivel del MBP. En la versión presentada en Canadá, e incluida en este informe, se corrigió este problema en las series y se extendió el cálculo del índice hasta finales de 2012. Si bien los resultados cambiaron, es evidente que en los

¹ Informe No 75 del CSMEM, “Introducción de un nuevo indicador para monitorear la evolución del poder de mercado en el MEM, Parte II”, Noviembre 23 de 2012.

últimos cinco años el MBP presenta una clara tendencia creciente que es necesario explicar y eventualmente corregir.

2.2 Resultados de la Versión Corregida

Como paso previo al cálculo de los márgenes, se estiman los precios que despejan el mercado en cada hora bajo la metodología de precios de oferta y de costo marginal. En ausencia de restricciones, el precio de bolsa debería ser igual al que se deriva en el ejercicio con las ofertas enviadas por los agentes. El gráfico No 1 presenta las series del precio en el mercado de ofertas, el costo marginal y el precio de bolsa. Nótese que las dos series, precio de bolsa observado y precio de bolsa estimado son muy similares.

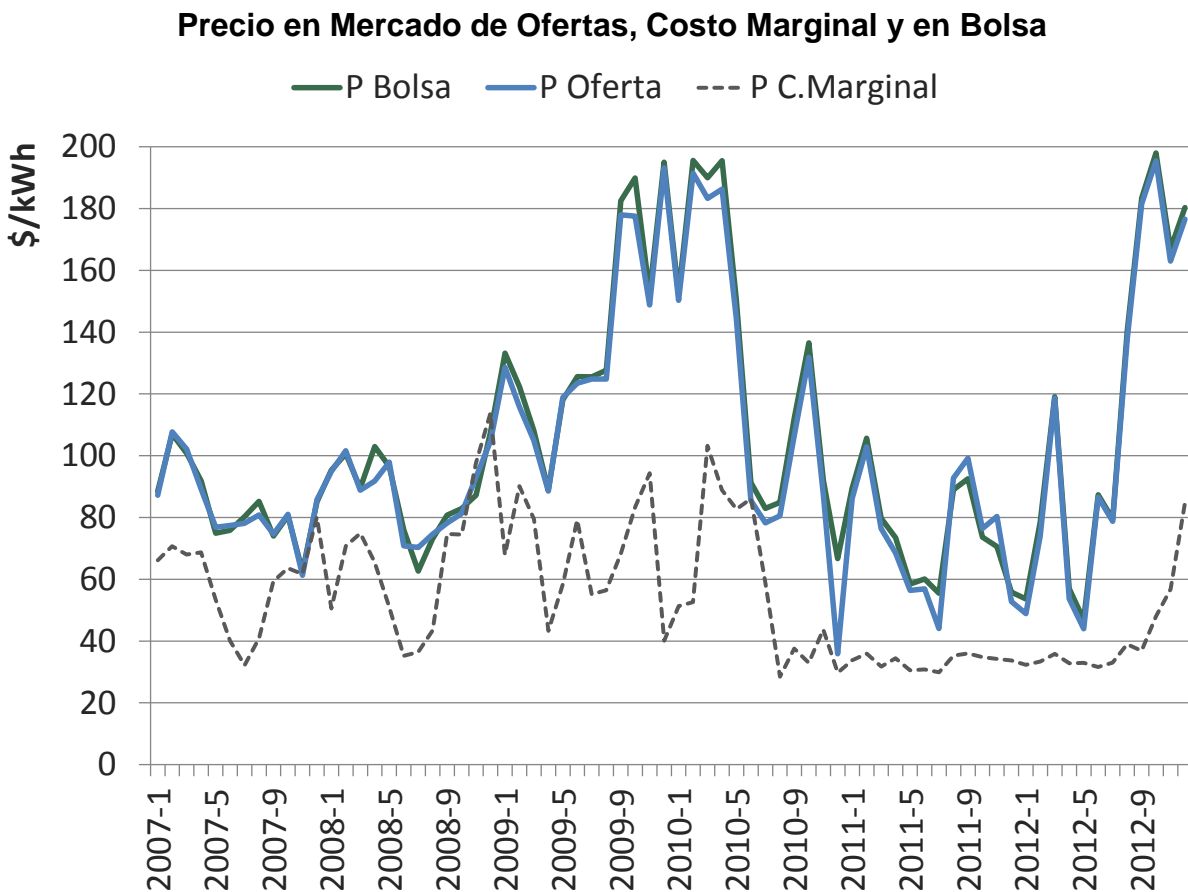


Gráfico No 1

La tabla No 1 presenta la medición del MBP para los semestres analizados y las horas 4 AM, 12 M y 7 PM (baja, media y alta demanda).

Tabla No 1 - MBP Promedio Semestral a las 4 AM, 12M y 7PM.

Semestre	Hora	Demanda al MEM (GWh)	Precios		Margen ponderado		
			Oferta	Costo Marginal	Oferta	Costo Marginal	MBP
2007 - I	04:00 a.m.	4,5	83	55	35%	22%	13%
	12:00 m.	6,1	92	63	39%	26%	13%
	07:00 p.m.	7,4	105	70	49%	30%	19%
2007 - II	04:00 a.m.	4,5	68	39	32%	20%	12%
	12:00 m.	6,2	79	63	33%	39%	-5%
	07:00 p.m.	7,6	101	73	51%	42%	10%
2008 - I	04:00 a.m.	4,2	77	42	39%	26%	12%
	12:00 m.	5,9	97	64	46%	40%	5%
	07:00 p.m.	7,2	112	81	56%	44%	11%
2008 - II	04:00 a.m.	4,5	55	51	10%	26%	-17%
	12:00 m.	6,4	88	81	38%	44%	-6%
	07:00 p.m.	7,7	164	101	66%	48%	19%
2009 - I	04:00 a.m.	4,5	100	55	38%	19%	19%
	12:00 m.	6,4	118	76	45%	31%	14%
	07:00 p.m.	7,6	137	93	52%	38%	13%
2009 - II	04:00 a.m.	4,7	137	60	43%	25%	18%
	12:00 m.	6,6	166	68	52%	25%	27%
	07:00 p.m.	7,8	185	85	58%	36%	22%
2010 - I	04:00 a.m.	4,7	144	73	36%	18%	18%
	12:00 m.	6,5	160	79	43%	18%	25%
	07:00 p.m.	7,7	186	94	51%	28%	23%
2010 - II	04:00 a.m.	4,1	74	34	31%	9%	21%
	12:00 m.	5,9	91	39	43%	11%	32%
	07:00 p.m.	6,9	113	54	54%	26%	28%
2011 - I	04:00 a.m.	4,6	59	30	30%	0%	30%
	12:00 m.	6,5	80	32	51%	3%	49%
	07:00 p.m.	7,6	104	56	62%	29%	33%
2011 - II	04:00 a.m.	4,5	48	31	24%	0%	24%
	12:00 m.	6,5	86	32	51%	2%	49%
	07:00 p.m.	7,6	122	57	64%	26%	38%
2012 - I	04:00 a.m.	4,7	58	31	26%	0%	26%
	12:00 m.	7,9	75	32	42%	1%	41%
	07:00 p.m.	7,9	108	50	58%	23%	36%
2012 - II	04:00 a.m.	4,9	136	44	52%	10%	42%
	12:00 m.	7,1	163	49	60%	13%	48%
	07:00 p.m.	8,0	182	76	65%	37%	28%

La tabla No 2 presenta un resumen anual de los anteriores resultados.

Tabla No 2 - MBP Promedio Anual

Año	Oferta	Costo Marginal	MBP
2007	35%	27%	8%
2008	40%	38%	2%
2009	46%	27%	20%
2010	41%	15%	25%
2011	44%	4%	40%
2012	48%	8%	40%

El gráfico No 2 muestra la dinámica que presenta el indicador MBP en el MEM, para el periodo MBP analizado.

Evolución del Indicador MBP

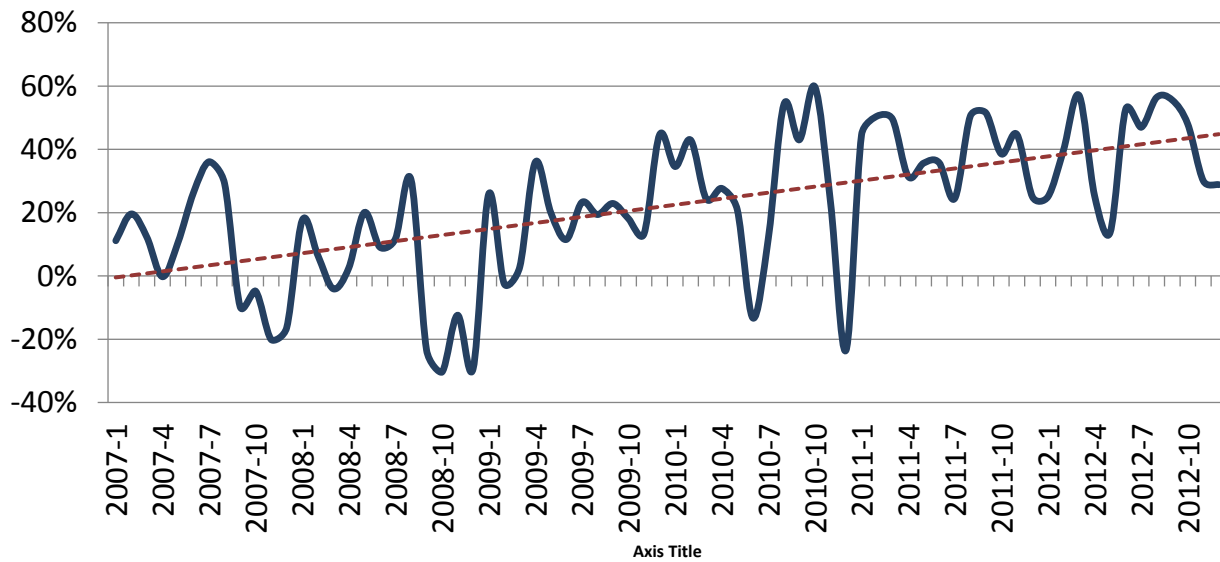


Gráfico No 2

2.3 Análisis de Resultados

El margen de reserva de capacidad desde hace algunos años se ha venido reduciendo, con lo cual se eleva el poder de mercado. La escasez de capacidad en el mercado se refleja en precios mayores que, en ausencia de un mecanismo como el cargo de confiabilidad, atraen inversión para la expansión del parque. Este fundamento del mercado se va corregir en los próximos años con la entrada de nuevas plantas con asignaciones de OEF, con lo cual se puede reducir el nivel del índice y revertir la tendencia creciente de los últimos años.

Por otra parte es necesario analizar si algunos factores que han presionado al alza el precio de la energía se capturan correctamente en el MPODE. Este es el caso del alto respaldo de energía en firme con combustibles líquidos. En efecto, un mayor valor esperado de la energía en épocas de sequía puede afectar la valoración actual del agua de los agentes. De igual el aumento, en términos reales, del precio del gas natural, incide indirectamente, en el costo de oportunidad del agua embalsada.

Se observa que la dinámica de precios de bolsa no es simétrica. El mercado se ajusta muy rápido ante señales de escases; no obstante, cuando los fundamentos retornan a niveles normales, los precios toman un periodo considerablemente mayor para adaptarse al nuevo entorno. Quizás esta es la razón por la cual en el segundo semestre del 2012 el MBP se elevó tanto. Ante el anuncio de un Niño potencial y aún bajo hidrologías normales, los precios de oferta y en consecuencia el precio del spot, se sostuvieron en niveles muy elevados.

3 Comentarios y Respuestas sobre el Indicador Margen Bruto Ponderado

3.1 Comentarios de Acolgen

De acuerdo con la presentación que el CSMEM realizó en Acolgen el pasado martes 19 de febrero, donde tuvimos la oportunidad de conocer la metodología del nuevo índice propuesto para hacer seguimiento al poder de mercado en el MEM, presentamos a continuación algunas observaciones y comentarios que esperamos sean tenidos en cuenta al momento de desarrollar este tipo de propuestas.

De forma general consideramos que el diseño y estructuración de un indicador de poder de mercado, debe considerar variables propias del mismo tales como los riesgos regulatorios y normativos, la seguridad energética del sistema, el estado y las características técnicas de la red de transmisión, los esquemas y niveles de contratación, los imprevistos en suministro y transporte de combustibles, los incentivos para la expansión del parque generador y en general condiciones y expectativas futuras. Las variables mencionadas intervienen para la determinación del costo de oportunidad que los agentes tiene en cuenta en el día a día.

Si bien dentro del documento se comenta de forma general algunas de estas variables, no se contemplaron al momento de analizar el costo marginal de cada una de las plantas, y se limitan a hacer una comparación ponderada del precio de oferta respecto a los supuestos costos marginales para cada planta obtenidos a través de corridas del modelo SDDP o MPODE, que corresponde a un modelo de optimización centralizado y por lo tanto no representa adecuadamente el mercado real. El MPODE tiene la dificultad de la valoración del costo marginal propio de un mercado en competencia y en su lugar entrega el resultado de operar óptimamente el sistema en él representado para unas condiciones de información prefijadas con anterioridad: demanda, precios de combustibles, trazas hidrológicas, plan de mantenimiento, etc. y para un horizonte de tiempo también dado, lo anterior desconoce de fondo la realidad del mercado.

La experiencia internacional muestra que al tratar de estructurar un mercado como un despacho centralizado, se necesita desarrollar herramientas particulares, contemplando muchas variables que intervienen tanto en la seguridad del sistema como en la sostenibilidad del mercado. Diferentes países han desarrollan modelo

propios y no usan por ejemplo un modelo de planeamiento energético como el MPODE para determinar el despacho final, utilizan sistemas encadenados que conforman modelos estructurados que determina el despacho centralizado final, incluyendo variables como curvas de aversión al riesgo, indisponibilidades reales, costos de contrataciones combustible, curvas de seguridad de embalses agregados, proyecciones de demanda más reales, entre otras. Cabe resaltar que al hacer un despacho centralizado diario, no se incurre en el error de asumir valores mensuales y permiten generar despachos mucho más cercanos a la realidad.

Adicionalmente, a continuación, nos permitimos puntualizar otros comentarios generales y particulares a este estos informes, los cuales son:

3.1.1 Comentarios Generales.

1. Es importante el reconocimiento que hace el CSMEM en el sentido que el Índice de Lerner no reúne todas las componentes necesarias que permiten concluir sobre posición dominante de mercado.
2. En la evaluación de un índice alternativo, el CSMEM debe considerar la objetividad y el sentido que dicho índice tendría para el mercado colombiano, teniendo en cuenta las reglas y características particulares en relación a otros mercados del mundo.
3. Concretamente, el índice MBP (Margen Bruto Ponderado) es un indicador que ha sido desarrollado para analizar el poder de mercado en New England, cuya matriz de generación es notablemente distinta a la colombiana: Térmico: 57,8%, Nuclear: 28.4%, Renovables: 6%, Hidro: 7.8%. Para el mercado eléctrico colombiano, por su componente hidráulica, tiene una alta incidencia el costo de oportunidad del agua

3.1.2 Comentarios Particulares.

1. La evaluación de la desviación o no de las rentas inframarginales que obtiene el mercado de aquellas que se obtendrían en competencia perfecta, no se realiza con elementos comparables y por lo tanto pierde objetividad dicha evaluación. En este caso, en cualquier modelo propuesto habría que garantizar que éste es capaz de reflejar la competencia perfecta, y hacer la comparación con elementos comparables, premisa que no se está cumpliendo con el análisis presentado.

2. No hay consistencia entre los horizontes para los cuales se calcula el Costo Marginal de la i -ésima planta (MC_i) y la resolución de la oferta en el spot. Adicionalmente y en virtud de la estacionalidad propia de nuestro sector, sería interesante plantear análisis de más largo plazo, teniendo en cuenta la estacionalidad de los aportes, donde se puede tener indicadores de rentas infra-marginales negativos en épocas de alta hidrología, y positivos en épocas de hidrología seca.
3. No son comparables el MC_i y los precios de despeje de mercado, por un lado por la diferencia en los supuestos, así como también por los tiempos de optimización y por la forma de modelación. Mientras el MC_i surge de una optimización de largo y mediano plazo, los precios de despeje de mercado se forman diariamente considerando la evolución de la situación energética y las expectativas actualizadas día a día.

4. Estimación de Costos Marginales por planta

- 4.1. Una variable de entrada fundamental, es el costo marginal por planta. Para las hidráulicas el cálculo del valor del agua no es tan sencillo de evaluar, existen variaciones temporales y depende de muchas variables (costo oportunidad, margen de reserva, condiciones hidrológicas, capacidad, etc.).
- 4.2. El cálculo de los costos marginales requiere de varios supuestos que pueden no reflejar con precisión la estructura que efectivamente enfrentan los agentes en cada una de las plantas.
 - a. **Hidráulicas:** En el caso de las plantas hidráulicas, el CSMEM propone emplear un modelo de despacho hidrotérmico como el MPODE.

Creemos que la metodología para estimar el costo marginal que se está empleando entrega una estimación que tiene intrínsecos muchos supuestos, por ejemplo: acotación de volumen máximo y mínimo de los embalses, no tiene en cuenta el tipo de regulación individual de los embalses y los costos de otras tecnologías, proyecciones de demanda, etc. Por lo anterior estos costos marginales pueden ser muy variables, en función del criterio con el cual se definan los diferentes supuestos que se hacen y con el tiempo de estimación de la simulación.

De otro lado, la resolución mínima con que se pueden estimar costos con el MPODE es semanal y por bloques, y este ejercicio debe ser por lo menos a nivel diario, pues el sistema cuenta con embalses de muy baja regulación.

Además, el cálculo del costo marginal del agua incluye el CEE y FAZNI, pero faltaría incluir los otros costos en que incurren los agentes como AGC y Ley 99, que si bien no son de obligatoria inclusión para el precio base, si constituyen costos variables para el generador. De no incluirse estos dos valores adicionales al hacer la comparación con el precio de oferta se vería una renta adicional para la planta que realmente no se tuvo.

- b. **Térmicas:** Se toman los precios referentes de suministro de gas, específicamente el valor de Cusiana para las térmicas del interior. Se calculan los costos de transporte hasta las térmicas. Se utilizan los factores de Heat Rate suministrados por las térmicas y se usan los estimativos promedios de costos variables AOM.

Consideramos que esta forma de calcular los costos de las térmicas no alcanza a encontrar sus verdaderos costos, pues desconoce que cada central tiene diferentes costos de gas, dada la posibilidad de negociación bilateral para el suministro e incluso el transporte. Adicionalmente, las condiciones de consumo de combustible varían para una misma planta en el día a día.

Para la información base, se menciona que se tomó el costo de combustible de cada planta dado por XM y con el Heat Rate se obtuvo el costo de combustible por kWh. Cabe recordar que el Heat Rate de las plantas varía con su configuración, lo cual introduce cambios en los costos de operación, por lo tanto también debe considerarse esta variable. Adicionalmente, faltaría incluir la Ley 99 térmica.

Finalmente, en relación con los supuestos empleados para la estimación del costo marginal aplicable tanto para hidráulicas como para térmicas, es absolutamente relevante el supuesto adoptado en relación con la disponibilidad futura de combustibles. En este sentido, las expectativas de XM no siempre corresponden con las de los agentes, sino que responde a uno de sus escenarios supuestos. Esta información no la

refleja la información oficial del Cargo por Confiabilidad. Como se mencionó antes, esta variación en los supuestos puede entregar diferencias significativas en los resultados de la estimación de los costos, por lo cual debería sensibilizarse esta variable.

5. **Verificar universalidad del indicador:** Para un parque con un mix distinto (más térmico), la metodología puede ser más aplicable. (ej. New England que fue la región en la cual fue concebida y tiene un parque mayoritariamente térmico).

6. Estimación de Precio de Bolsa

Consideramos necesario que el CSMEM revise la metodología que utiliza para la estimación del precio de cierre del mercado por oferta, porque de acuerdo a lo mencionado en los informes ésta coincide con la metodología empleada por el CND para la estimación del precio de bolsa mediante la ejecución de un despacho ideal, sin embargo se evidencian diferencias, las cuales surgen por dos razones básicas:

- No se está teniendo en cuenta el Costo de Arranque y Parada de las plantas térmicas.
- No está incluyendo los parámetros de las unidades de generación que producen ciertas inflexibilidades en el despacho ideal, tales como los tiempos fuera de línea, los tiempos mínimos en línea, etc.

7. Resultados

7.3 El CSMEM dice que los resultados que se presentan asumen un parque térmico operando únicamente con gas. El supuesto antes presentado genera distorsiones al compararlo con los precios de bolsa reales, específicamente en periodos donde existieron limitaciones con gas que obligaron a los agentes a generar con combustible líquido.

7.3 Si bien el CSMEM reconoce que estos resultados son muy puntuales y no permiten extraer conclusiones sobre la estructura o comportamiento de los agentes del MEM, no concreta esta afirmación después de haber obtenido múltiples conclusiones de aplicar el indicador. Creemos que esta nota debe ser recurrente como complemento a los resultados que se obtienen.

7.3 Valores de referencia: Se debe establecer una referencia clara y sustentada de que se considera valores “altos” o “medios/bajos”, antes de emitir juicios de valor, más aun cuando los agentes cuentan con portafolios de contratación.

CMg de plantas térmicas: Para hacer los cálculos de los costos marginales de las térmicas, se tomaron los combustibles declarados a XM los cuales no son necesariamente los utilizados. Así,

8. Elegir periodos representativos de estudio: Hay variables externas en algunos periodos que pueden modificar el comportamiento de los agentes y se deberían tener en cuenta o excluir resultados en conclusiones. ej intervención del mercado en el niño, restricciones de combustible, restricciones de transporte, etc.
9. Se debería determinar previamente, las rentas infra marginales requeridas: Como se sabe, en un esquema marginalista, las rentas inframarginales de largo plazo permiten recuperar costos de capital y dar señales de expansión. Así que habría que pre –determinar que se considera un valor razonable
10. Base del costo marginal del agua. Además de incluir FAZNI + CEE, se debería incluir la ley 99 de 1993 más los costos AGC.
11. Estudiar las deficiencias que detecta el mismo informe, antes de implementar el indicador: tener en cuenta los cambios estructurales del mercado, identificar las restricciones para estimar mejor precios, desagregar mejor la información del despacho.

3.2 Respuestas del CSMEM a los Comentarios

A continuación el CSMEM discute algunas de las observaciones enviadas por Acolgen en su comunicación del 18 de abril.

- En los puntos generales se menciona que el indicador omite una serie de variables que inciden en la formación de precios como los riesgos regulatorios, el estado de la red de transmisión, los niveles de contratación, los imprevistos en el suministro de combustibles, entre otras. Al respecto es importante mencionar que el MBP es un índice de medición positiva que mide como se alejan los márgenes del referente competitivo (costo marginal). El índice no busca explicar porque razón se desvían los márgenes de este nivel.

- Una vez estimado el índice es necesario establecer porque adquiere los valores medidos. Así por ejemplo, si el índice baja y se observa que los niveles de contratación son elevados, se puede inferir que los agentes no tenían incentivos para ofertar estratégicamente en el mercado y sus ofertas se acercan al verdadero costo marginal. De igual forma, si se observa que un aumento en el MBP está asociado con restricciones importantes en la red de transmisión, se puede inferir que el poder de mercado percibido por algunos agentes puede haber aumentado por inflexibilidades en el despacho vinculadas a la red de transporte. Esta situación también se puede extender a las dificultades de asegurar el combustible para las plantas térmicas.
- Acolgen cuestiona el MPODE como herramienta para medir el verdadero costo marginal que enfrentan los agentes. Es cierto que es mucho más fácil aplicar metodologías basadas en costo marginal en sistemas predominantemente térmicos, porque basta conocer la eficiencia de las plantas (heat rate), el costo de los combustibles y algunos parámetros de costos asociados al AOM y arranque y parada de las unidades.
- En los sistemas dominados por la generación hidráulica, la valoración del agua no solo tiene un componente de subjetividad, sino que es endógena al sistema: el valor del agua es función del precio esperado del mercado y el precio del mercado está determinado por la valoración del agua. Esta endogenidad la soluciona el MPODE con métodos de optimización dinámica y series estocásticas de aportes. El modelo ha sido desarrollado y probado durante varios años y en varios países con sistemas e hidrologías comparables a las de Colombia. Si bien no es perfecto, es la mejor alternativa disponible para estimar indicadores basados en costo marginal.
- Por otra parte, se debe discutir la afirmación de Acolgen, según la cual, un modelo de despacho centralizado no representa adecuadamente el mercado real. En principio, el orden de despacho en un mercado competido en el cual la mejor estrategia de cada agente es ofertar a costo marginal coincide con el despacho óptimo y el precio de equilibrio que se obtendría en un modelo de optimización descentralizado.
- Esta afirmación deja de ser cierta cuando el mercado se suple por un oligopolio con cierto poder de mercado. En este caso las ofertas se sitúan por encima del costo marginal, en función de la habilidad e incentivo que enfrenten los distintos jugadores para usar el poder de mercado y el precio se alejará del costo de la unidad

marginal. Este es precisamente el objetivo del índice MBP. Se trata de estimar que tan lejos están los precios y las rentas de lo que se observaría en un mercado competido (como el que simula el MPODE), aceptando que las condiciones reales son las de un oligopolio.

- Se acoge el comentario de Acolgen según el cual el costo marginal debe incluir el del AGC y la Ley 99. Cuando se desarrolle el algoritmo para producir periódicamente el indicador se tendrán en cuenta estos costos.
- Con respecto a los costos de los combustibles para las térmicas, se incluyen los que reportan a XM los agentes. El CSMEM asume que estos reportes son fieles a la realidad. En la práctica, sería conveniente contar con estadísticas del mercado secundario de gas y poder analizar la disponibilidad y precios de este combustible para las plantas termoeléctricas. Esta información aún no está disponible.
- Acolgen plantea un comentario importante en torno a la inconsistencia entre los horizontes que se utilizan para calcular las variables que conforman el MBP. Las corridas de MPODE tienen una definición mensual y el índice se calcula diariamente (horario). Este desfase impide leer el indicador para un día u hora determinada. Como se aclaró en el informe 75, el MBP solo se puede analizar sobre promedios definidos en períodos extensos de tiempo, como un año. Más aún, el interés del indicador no se centra en los niveles de los márgenes, que contienen información de la estructura particular del mercado (deben ser mayores los márgenes en un sistema hidro que en uno térmico), sino en las variaciones de estos márgenes. Las variaciones efectivamente corrigen varios de los errores propios de medición y estructura y permiten centrar el análisis en las tendencias del mercado.
- Observa Acolgen que el indicador no se construye a partir de la regla del despacho implementada en la resolución 051 de 2009 que considera costos de arranque y parada y las inflexibilidades de las plantas térmicas. Este comentario ya se había hecho en la presentación y como se observa en la nueva estimación, los precios de despeje de mercado estimados están muy cerca de los precios de bolsa reportados por XM. En otras palabras, el indicador está aproximando suficientemente los precios despejados en el mercado, aún sin considerar costos de arranque y parada e inflexibilidades. Si bien desde el punto de vista metodológico este no parece ser un problema en la estimación del indicador, es importante mencionar que el efecto sobre las estrategias de oferta de la resolución 051 de 2009, no se ha estudiado aún ni desde el punto de vista teórico ni desde el punto de vista empírico. Este

análisis trasciende el alcance de la implementación de la medición de poder de mercado.

4 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de marzo de 2013 tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

4.1 Comportamiento del sistema

4.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 3 y la tabla No 3 presentan las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años.

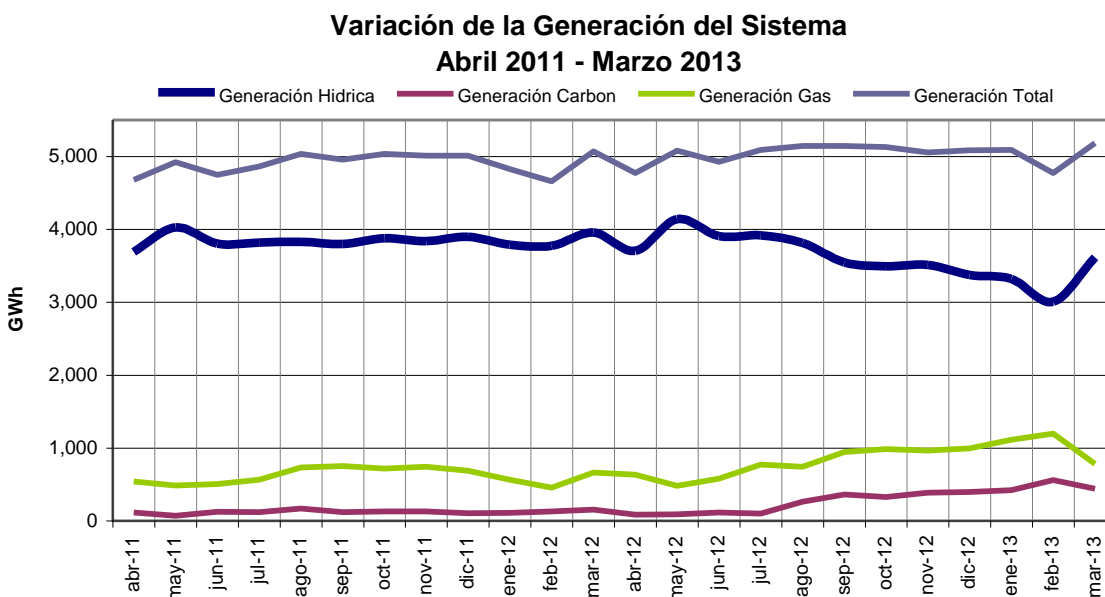


Gráfico No 3

Tabla No 3

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	marzo/12	febrero/13	marzo/13	Variación FEB 13 - MAR 13	Variación MAR 12 - MAR 13	Variación Ultimo Año- Marzo 13	
Hídrica	3,612.00	3,955.98	3,005.64	3,615.44	20.29%	-8.61%	0.10%	
Total Térmica	1,140.34	821.17	1,522.69	1,283.90	-15.68%	56.35%	12.59%	
Térmica	Gas	849.37	661.43	1,197.37	780.96	-34.78%	18.07%	-8.05%
	Carbón	294.79	155.34	559.45	442.13	-20.97%	184.61%	49.98%
	Fuel Oil-ACPM	32.67	4.40	71.36	60.82	-14.77%	1282.89%	86.15%
	Menores	259.68	252.99	218.35	258.20	18.25%	2.06%	-0.57%
Cogeneradores	28.09	33.88	27.75	27.47	-1.01%	-18.93%	-2.22%	
Total	5,040.11	5,064.02	4,774.43	5,185.01	8.60%	2.39%	2.88%	

La generación total en marzo creció 2.4% con respecto al mismo mes del 2012, con una caída de 8.6% en la generación hidroeléctrica y un aumento de 56.4% en la

generación térmica, en parte requerida como generación de seguridad en el Caribe; el clima relativamente seco del primer trimestre explica la reducción en la generación hidráulica con respecto a los reportes de marzo 2012, además porque las condiciones hidrológicas y los niveles de embalses del 2012 estuvieron influenciadas por el fenómeno de La Niña. La composición de la generación fue 69.7% hidráulica, 24.8% térmica y 5.5% para menores y cogeneradores

4.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 4 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años.

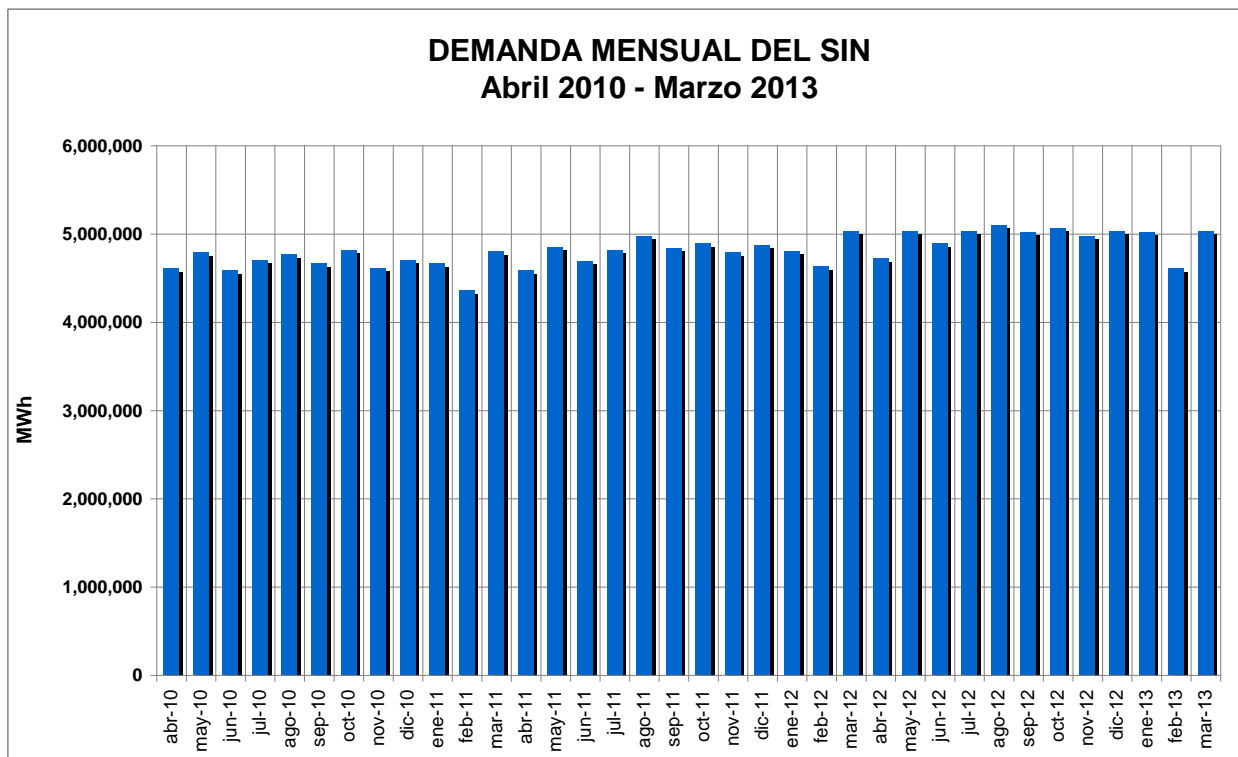


Gráfico No 4

El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual, para el mes de marzo fue de 1.6%, el cual estuvo afectado por los días festivos de la semana santa. Así mismo el crecimiento de la demanda en el último año ha sido moderado, con tasas menores al 3%, lo cual puede estar relacionado con la desaceleración de la economía y particularmente, con la caída en el ritmo de la actividad industrial.

4.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

El gráfico No 5 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. En marzo las exportaciones a Venezuela aumentaron con respecto a febrero y las exportaciones a Ecuador disminuyeron y estuvieron limitadas en la primera quincena por indisponibilidad de un circuito Jamondino – San Bernardino.

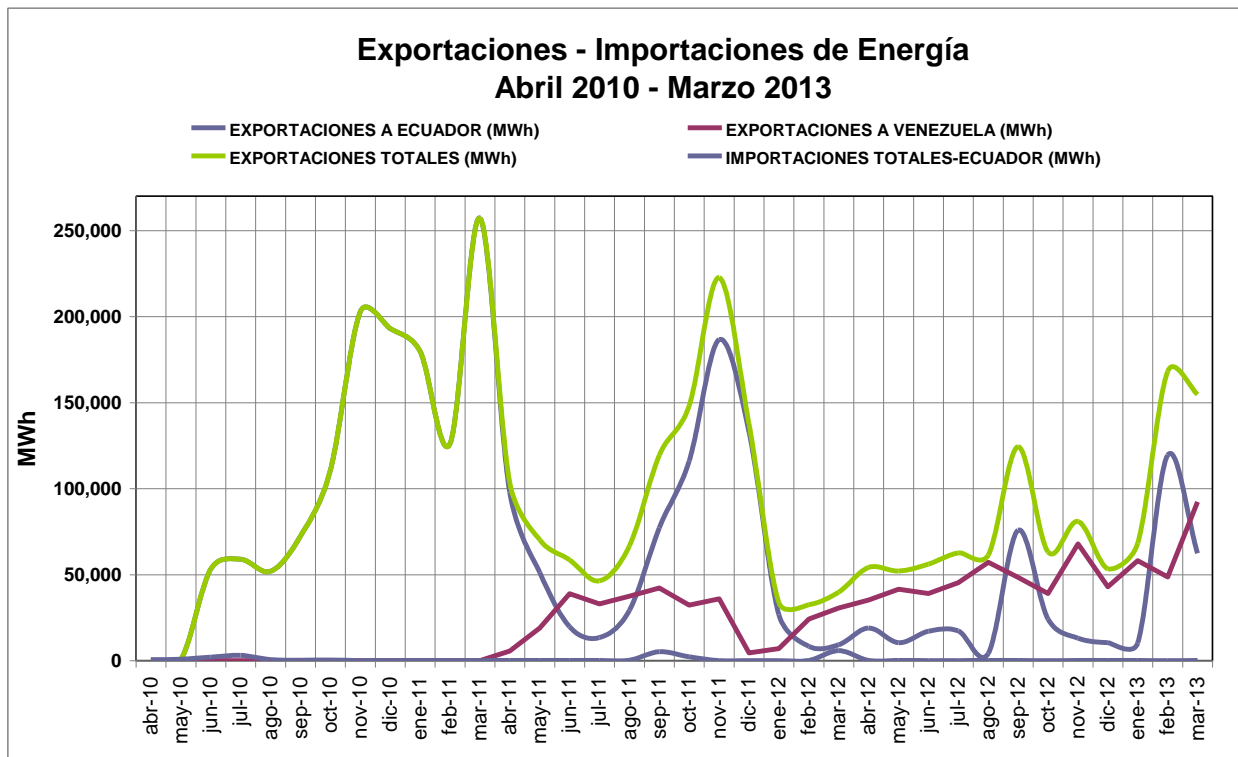


Gráfico No 5

4.1.4 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 6 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico. En marzo los aportes hídricos sostuvieron los patrones registrados desde septiembre del 2012, por debajo de las medias históricas, registrando 3.019 GWh.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

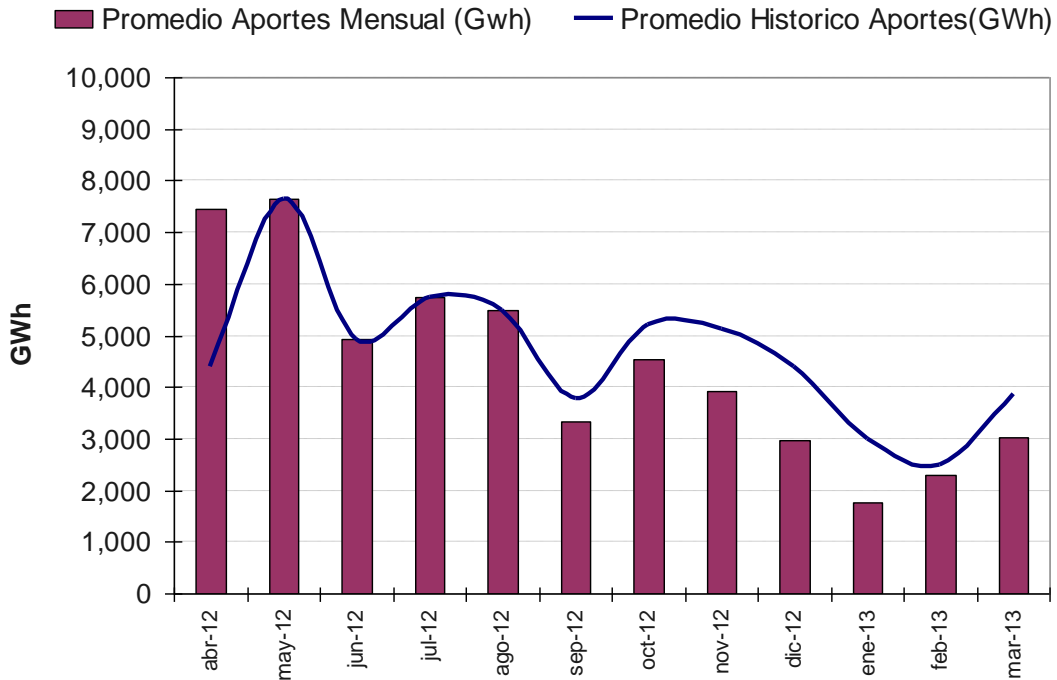


Gráfico No 6

4.1.5 Vertimientos

**Vertimientos Mensuales
Abril 2012 - Marzo 2013**

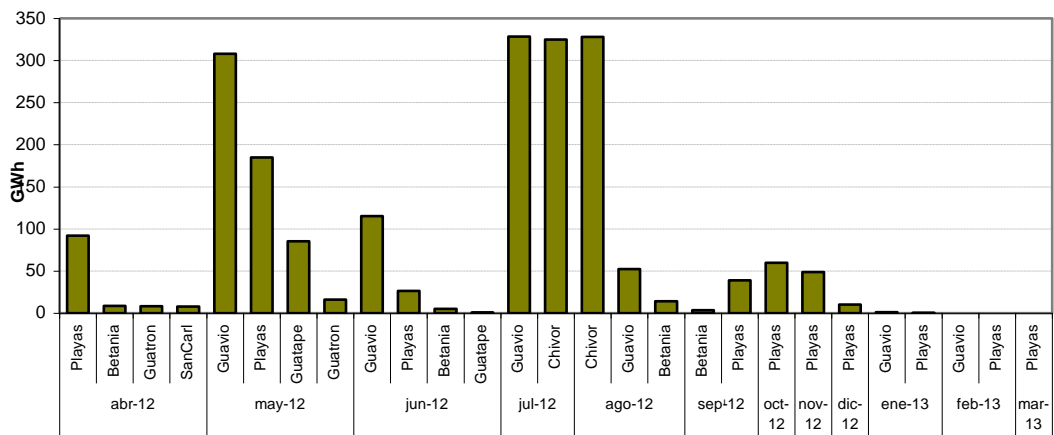


Gráfico No 7

El gráfico No 7 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. Consecuente con las bajas hidrológicas, en los últimos tres meses no se han presentado vertimientos significativos,

4.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 8 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.

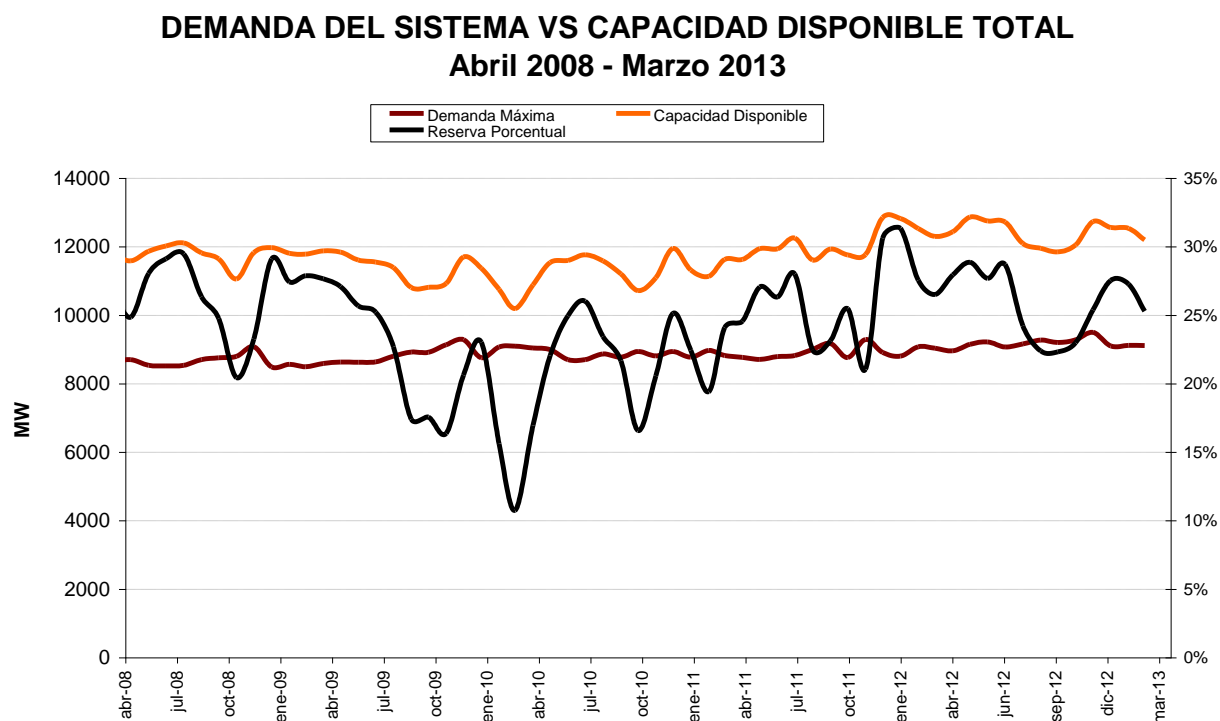


Gráfico No 8

En marzo la reserva del parque generador fue 25%, correspondiente con una demanda máxima de potencia de 9,116 MW.

4.1.7 Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado

Los gráficos No 9-a y 9-b presentan a nivel horario, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el re-despacho menos la generación real del SIN.

**Desviacion Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado
Marzo 1 - Marzo 15**

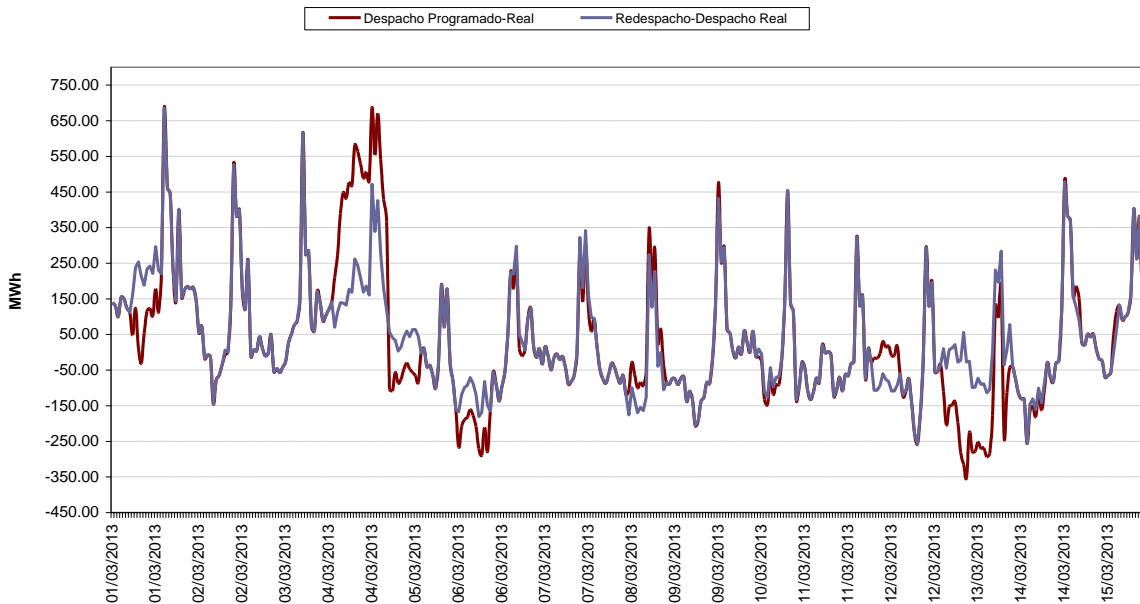


Gráfico No 9-a

**Desviacion Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado
Marzo 16 - Marzo 31**

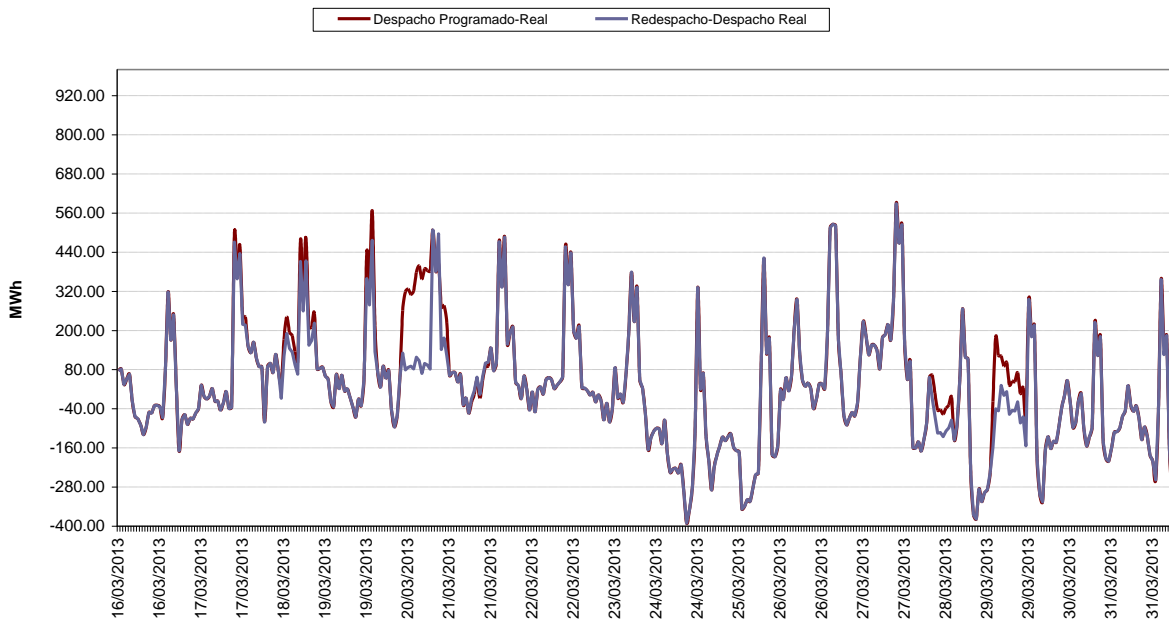


Gráfico No 9-b

En marzo las desviaciones del despacho con respecto a la generación real oscilaron en la banda de +650 MW y -400 MW. Las mayores diferencias entre despachos y redespachos se presentaron el día 4 de marzo con desviación de +650 MW, de los cuales 300 MW se corrigieron con redespachos; de otra parte, el día 13 de marzo ocurrió una desviación de -350 MW en el despacho, de los cuales 200 MW se corrigieron con redespachos.

4.1.8 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 10 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; en marzo éste continuó disminuyendo, ubicándose a fin de mes en el 44.5% de la capacidad útil, equivalente a 6.756 GWh; en comparación con el mes de febrero, las reservas disminuyeron el 14.7%.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de marzo Centro acumuló 66.7%, Caribe 59.4%, Valle 41.3%, Antioquia 39.5% y Oriente 29.0%. Los embalses de Miel, Peñol (Guatapé), Calima, Urrá, Betania y Playas registraron niveles por encima del 40%; Guavio y Esmeralda (Chivor) presentaron registros inferiores al 30%.

4.2 Evolución de los precios de Bolsa

4.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 10 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 12 meses.

Desde noviembre de 2012 el embalse agregado ha perdido más de 40 puntos porcentuales de reservas. A partir de diciembre de 2012 se observa una tendencia negativa en los precios promedio de la bolsa, lo cual representa un comportamiento atípico; no obstante, se ha venido incrementando la varianza entre precios en horas de alta y baja demanda.

A finales de marzo los precios reaccionan al alza con fuerza, presumiblemente debido a que los bajos niveles de lluvia, no permitieron iniciar el proceso normal de acumulación en los embalses. El precio promedio en marzo fue \$137.59/kWh, el máximo \$264.49/kWh y el mínimo \$41.28/kWh.

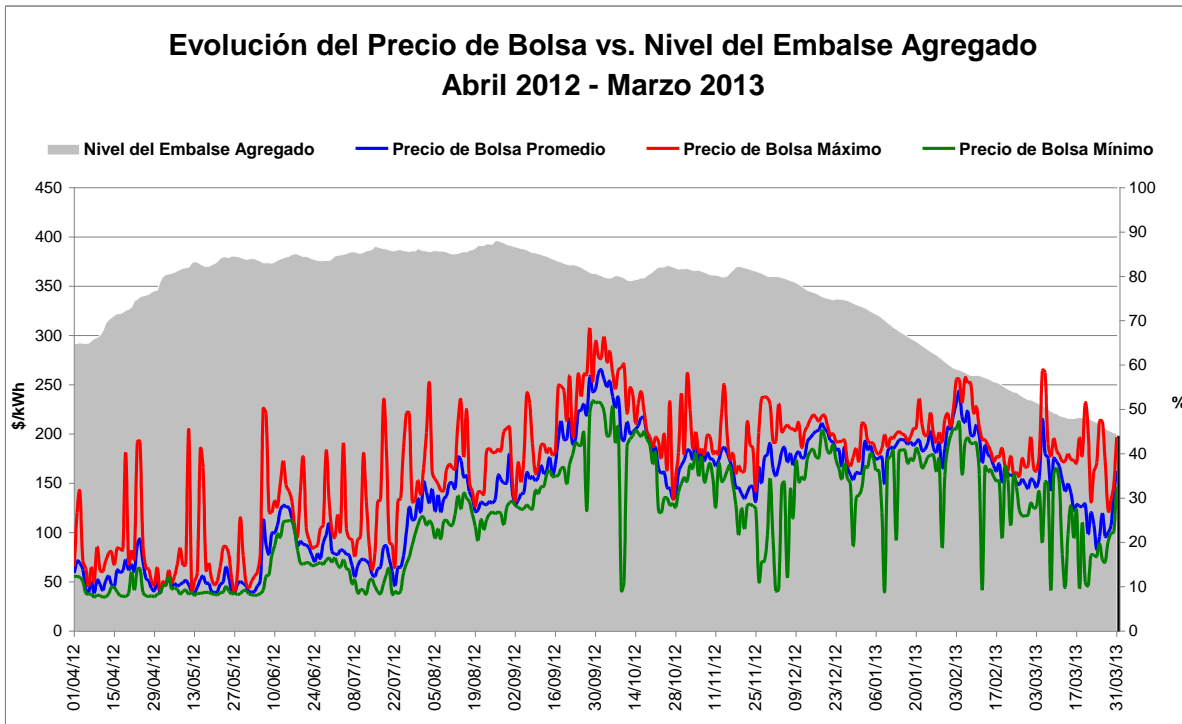


Gráfico No 10

4.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

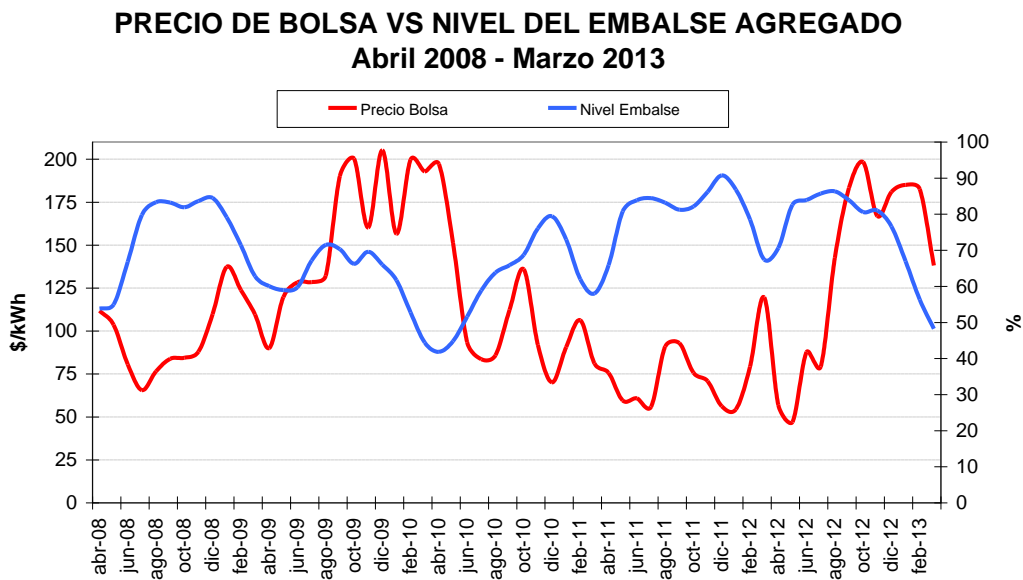


Gráfico No 11

El gráfico No 11 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.

4.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 12 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

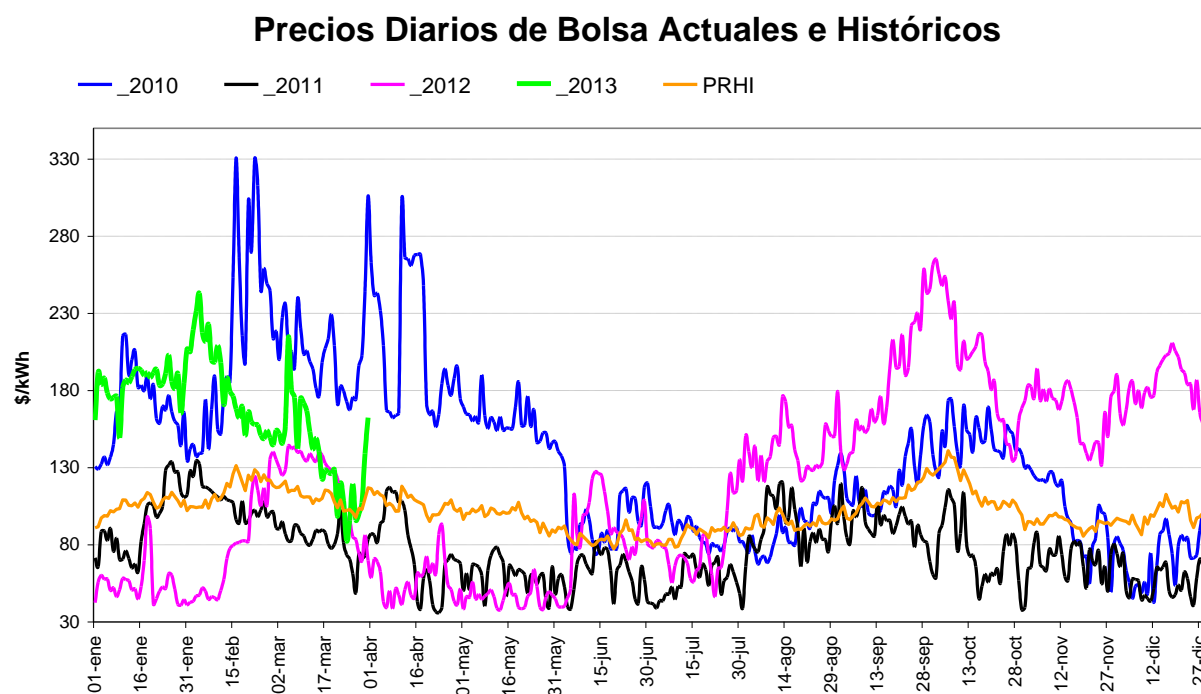


Gráfico No 12

En general el patrón de la serie de precios observada en el 2013 se ha ubicado por encima de los valores históricos promedio, acercándose a los ocurridos y en algunos casos sobrepasando, los correspondientes a los del Niño 2010. En marzo, a pesar de las bajas hidrologías, el precio de bolsa se llegó a situar por debajo de los promedios históricos y como se mencionó anteriormente, al final del mes presentó un fuerte repunte.

4.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 13 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.

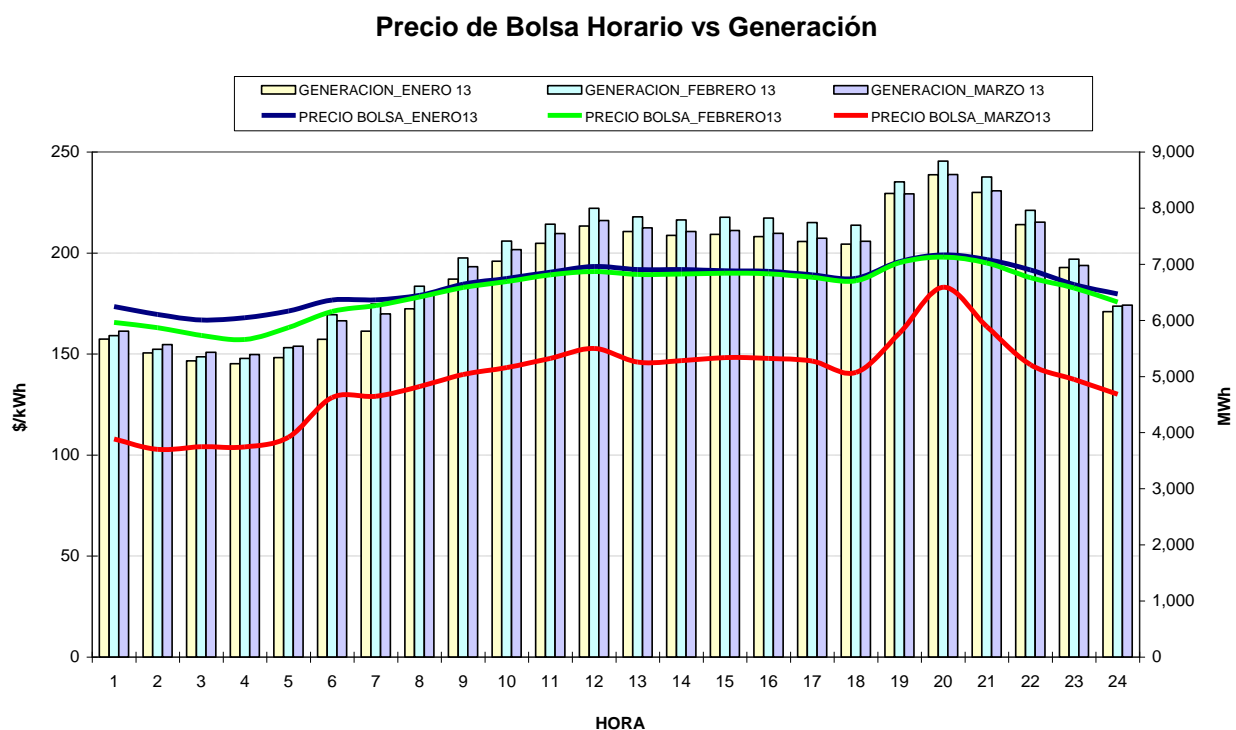


Gráfico No 13

En marzo la reducción de precios se registró para todas las horas del día; por otra parte, aumentaron las diferencias de precios entre horas, especialmente para las horas de máxima demanda, retomando su característica usual ya que en los meses anteriores la distribución había sido particularmente plana.

4.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 14 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

La función de distribución por rangos de precio, en marzo amplió su cobertura para incluir precios desde \$60/kWh sin presentar concentración importante en algún rango específico. La mayor diferenciación horaria de precios se refleja en una distribución de precios más uniforme.

Distribución del Precio de Bolsa

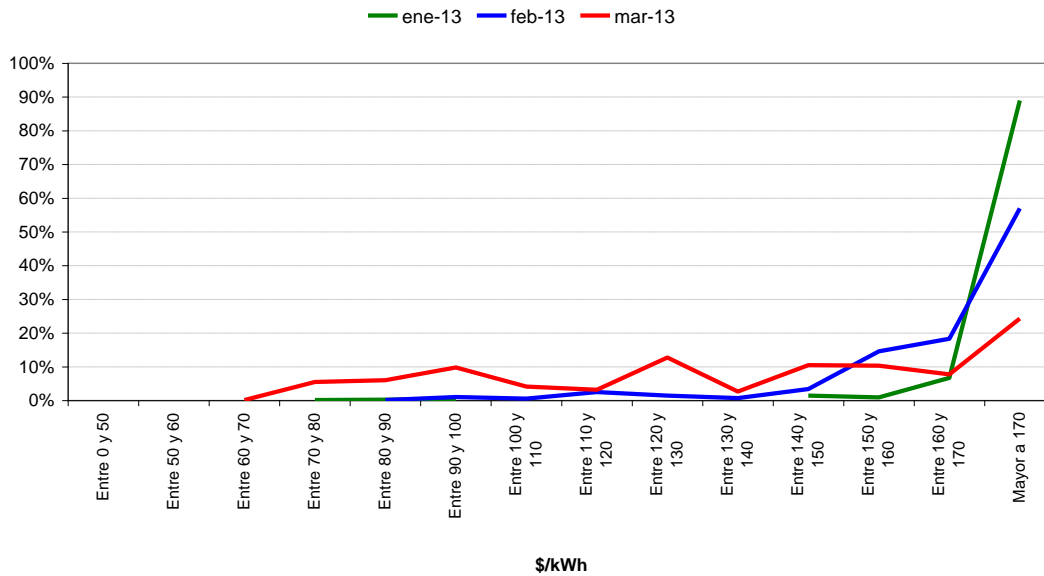


Gráfico No 14

4.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

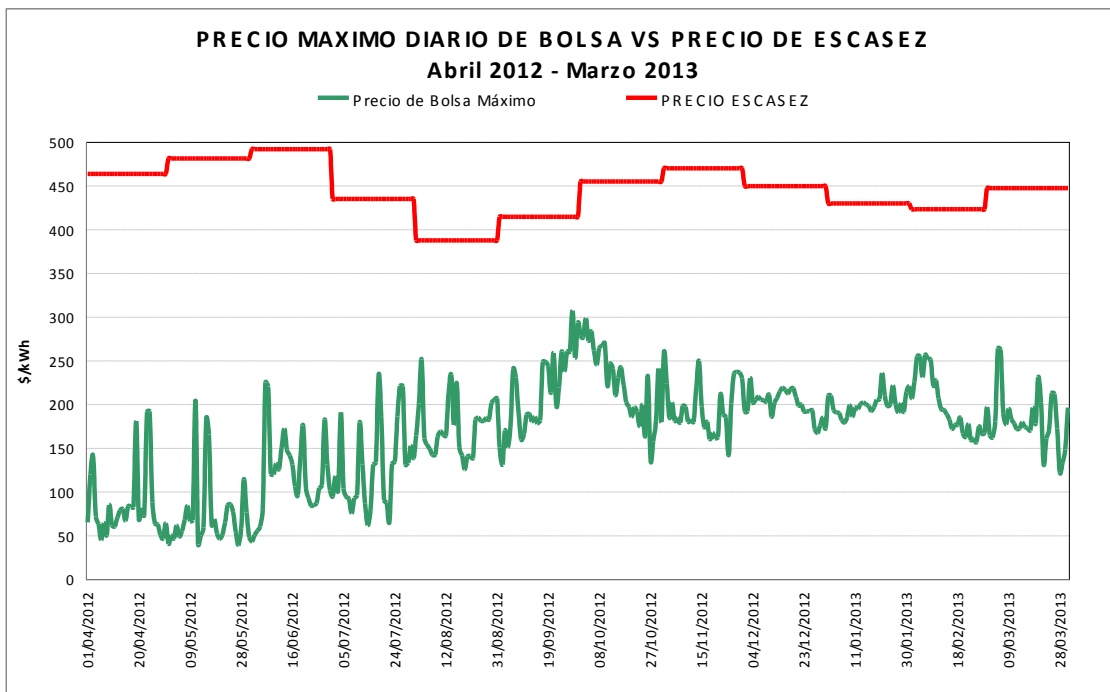


Gráfico No 15

El gráfico No 15 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. En marzo el precio de escasez fue de \$447.55/kWh y los registros máximos de bolsa siempre ocurrieron lejos de él.

4.2.7 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo

El gráfico No 16 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos 6 meses.

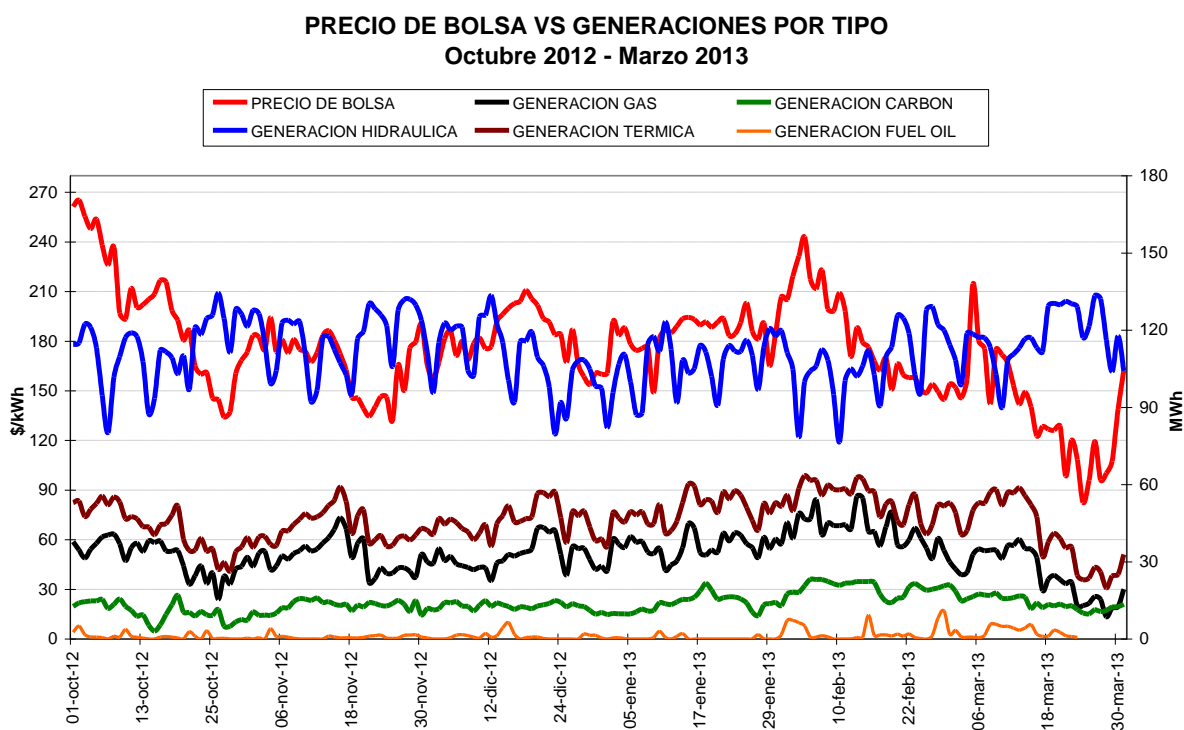


Gráfico No 16

En marzo con el aumento de la generación hidráulica y la disminución de la térmica, también cambió la estructura de los precios de bolsa.

4.3 Comportamiento de Ofertas

4.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 17 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.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Enero 2012 - Marzo 2013**

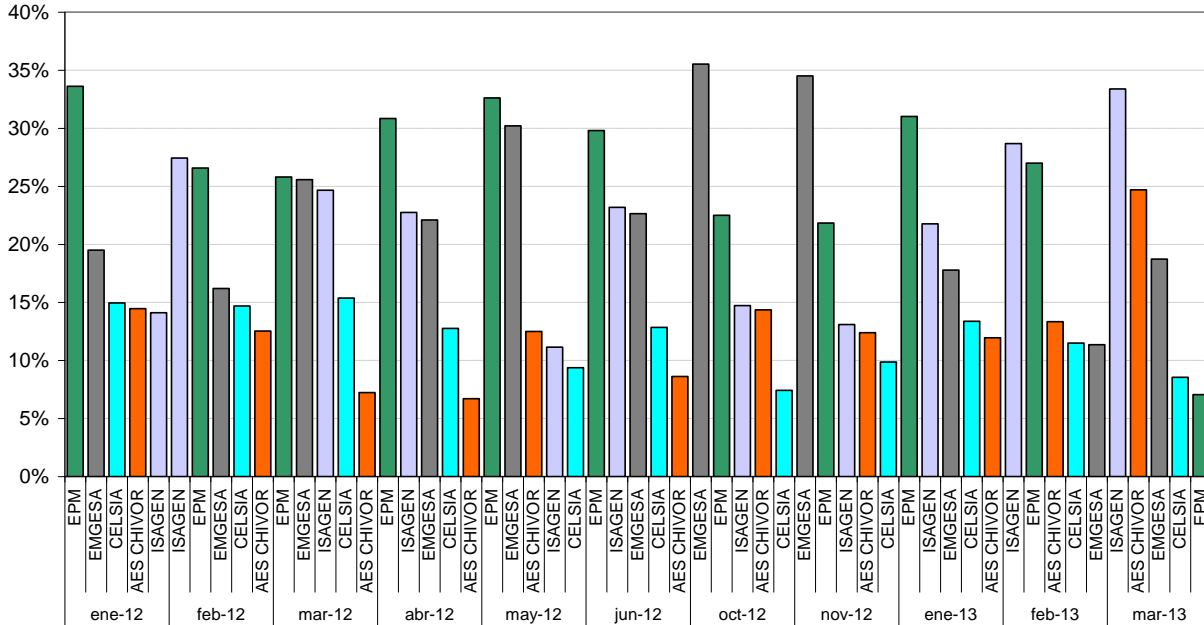


Gráfico No 17

En marzo los agentes con mayores coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa fueron Isagen y Chivor, Isagén aumentó el liderazgo que traía en febrero y Chivor reemplazó a EPM en el nivel de coincidencias entre sus ofertas y los precios que despejan el mercado en la bolsa.

El patrón de comportamiento de los registros de coincidencias de marzo muestra como solo dos agentes (Isagen y Chivor), fijaron el precio para el 58% de las horas del mes, mientras Isagen, Chivor y Emgesa conjuntamente lo marcaron el 77% del tiempo.

4.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 18 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.

En marzo San Carlos presentó el mayor índice de coincidencias en las horas de demanda alta y su presencia en las horas de media y baja demanda explica el liderazgo de Isagen en la formación de precios en la bolsa. Chivor presentó el mayor

índice de coincidencia para las horas de demanda media. De las plantas térmicas solo Tebsa hace presencia y con baja participación en los índices de coincidencias para demanda alta, lo cual muestra el predominio de los recursos hidroeléctricos.

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio en \$/kWh
Octubre 2012 - Marzo 2013**

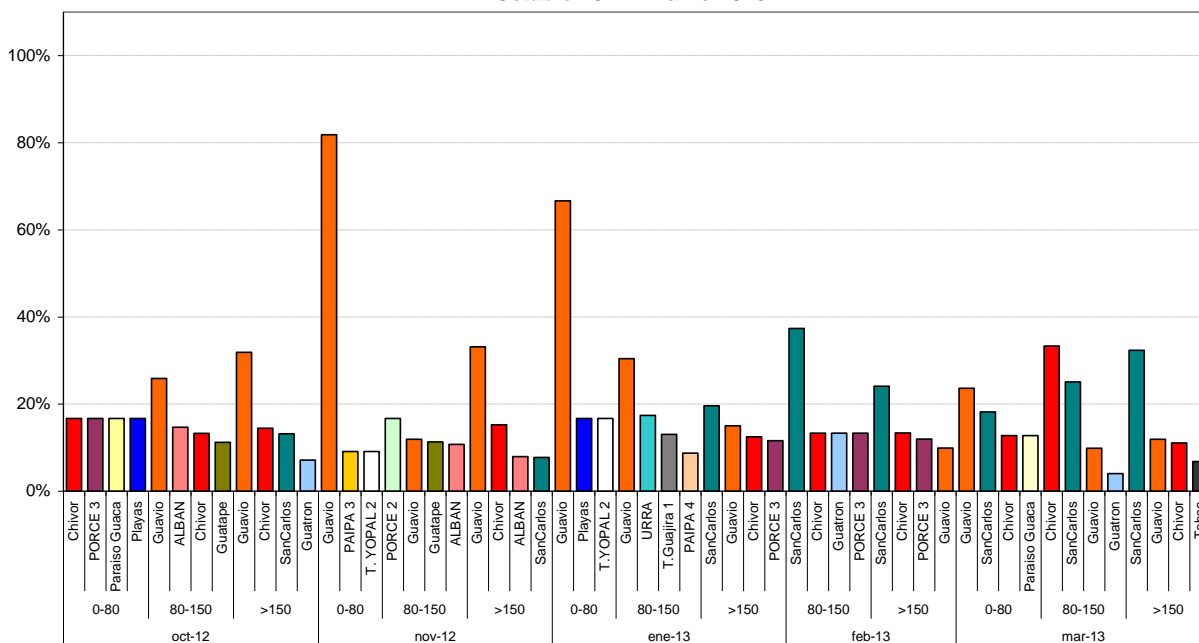


Gráfico No 18

4.3.3 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.

Las plantas hidroeléctricas determinaron el precio de bolsa en el mes de marzo; las ofertas de San Carlos, Chivor y Guavio buscaron intermitentemente situarse en la franja del precio de bolsa. En contraste, Guatapé, Playas, Miel y Pagua mantuvieron sus recursos hidráulicos despachando en la base, con precios de oferta bajos.

Termocentro ofertó a precios muy competitivos; Termosierra, Flores I y Candelaria, en contraste se mantuvieron fuera del mercado con ofertas superiores a \$1.000/kWh. Los

precios de Zipa oscilaron entre \$100 y \$150/kWh, los de Tasajero fueron de \$150/kWh y los de Tebsa, Flores IV y Guajira se ubicaron entre \$170 y \$180/kWh,.

Durante marzo la disponibilidad de Betania fue 75%, la de Guavio entre 75% y 87%, Miel 57% en dos semanas y Jaguas 50% una semana. Respecto a las centrales térmicas, la disponibilidad de Flores IV fue de 50% durante medio mes y Guajira estuvo indisponible una semana.

4.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 19 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. Para marzo, los precios promedio de oferta de los recursos térmicos aumentaron y los de los hidráulicos se redujeron.

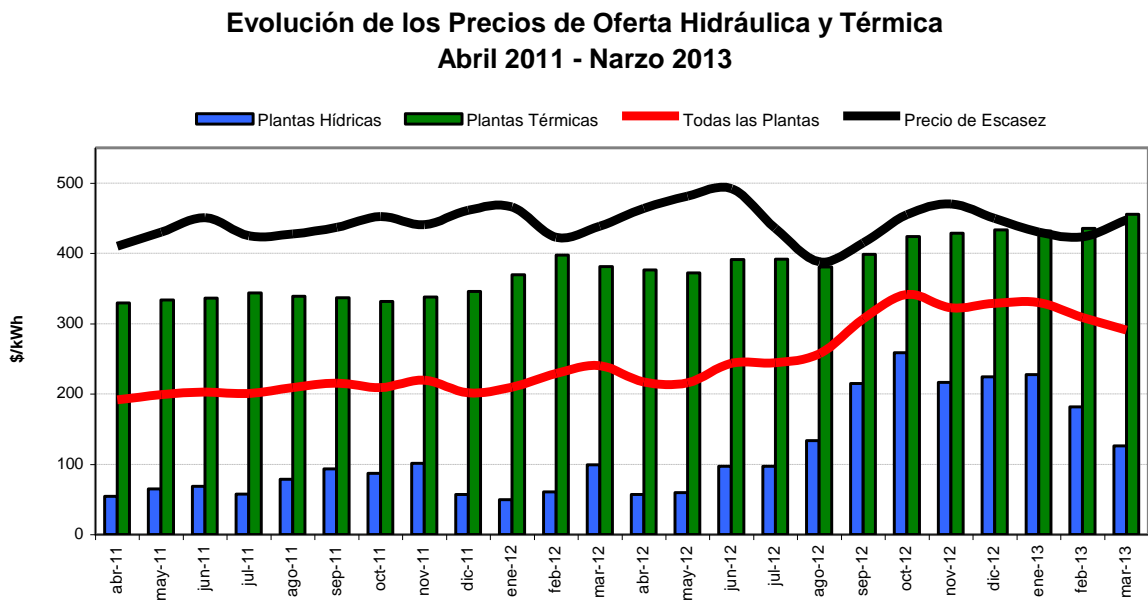


Gráfico No 19

4.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 20 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. Se observa el desplazamiento hacia abajo de la función de oferta promedio en el mes de marzo, bastante pronunciado para las plantas despachadas en la base.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

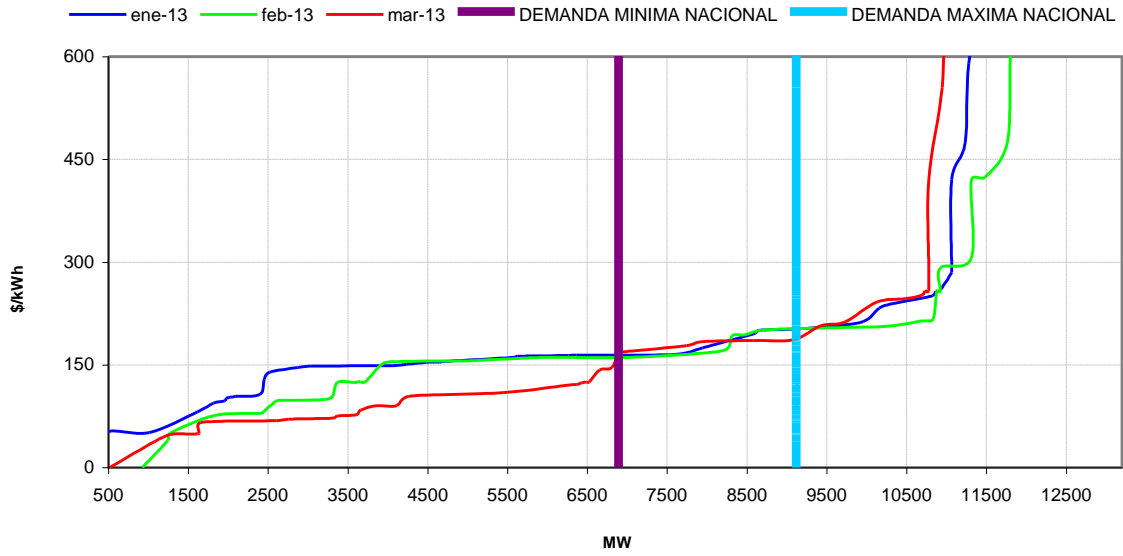


Gráfico No 20

4.3.6 Índice de Lerner Mensual

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta Octubre 2011 - Marzo 2013

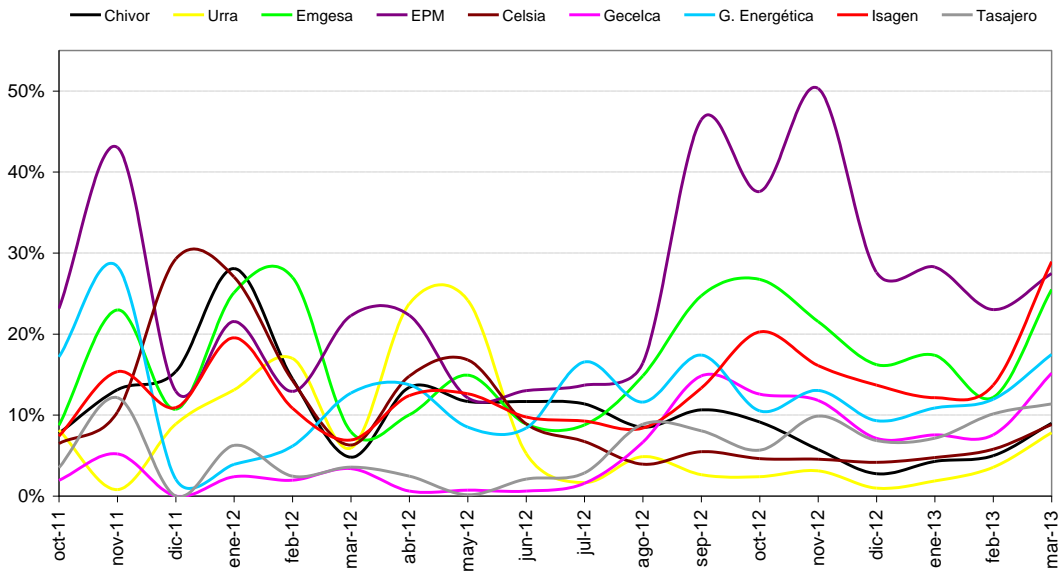


Gráfico No 21-a

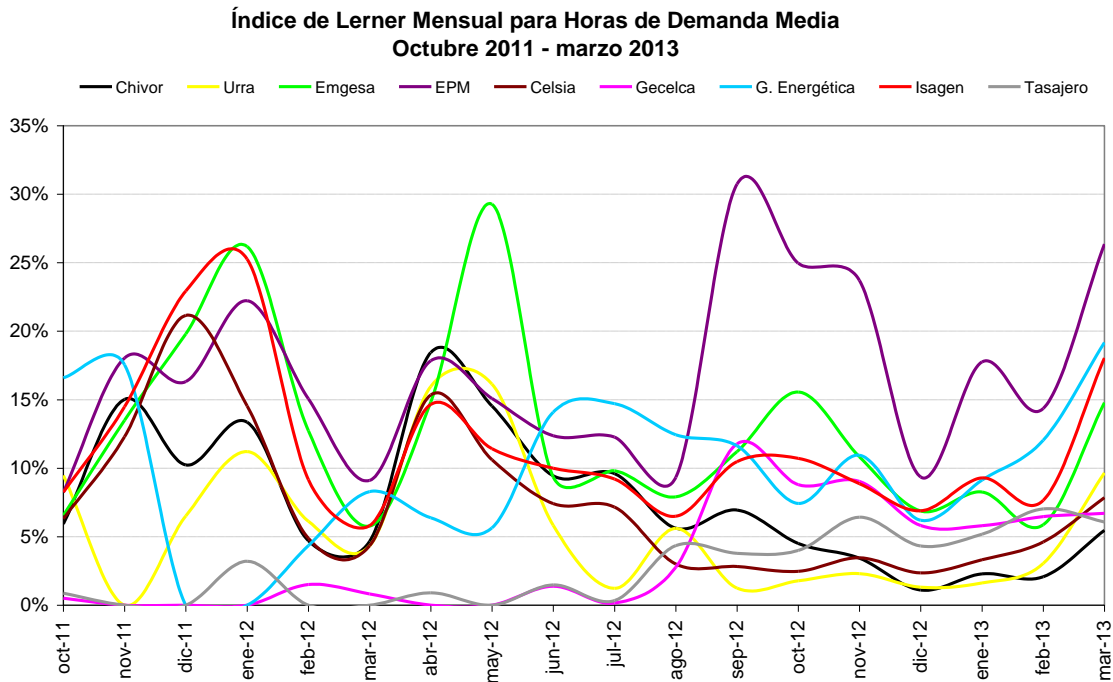


Gráfico No 21-b

Los gráficos No 21-a y 21-b 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 y media, en los últimos diez y ocho meses.

De acuerdo con el índice de Lerner, el poder de mercado es reducido en horas de baja demanda, pero adquiere niveles importantes en los periodos de demanda máxima, correspondiendo a Isagen el 29%, EPM 28% y Emgesa 26%. En demanda media EPM también presenta un indicador elevado.

4.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 22 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta en los últimos diez y ocho meses. El índice en marzo para EPM es de 1.13, que corrobora el poder de mercado determinado mediante los indicadores de Lerner.

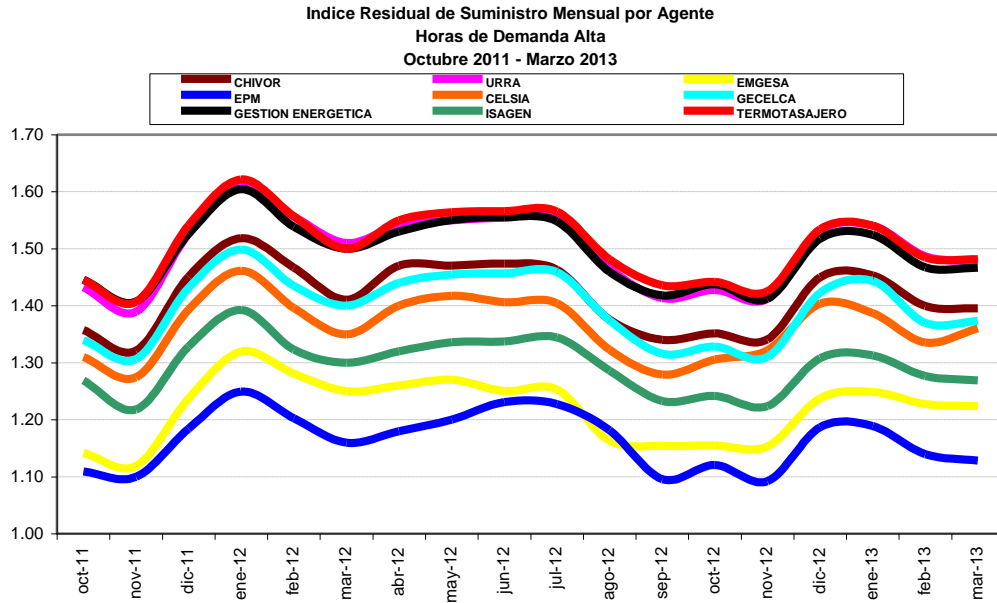


Gráfico No 22

4.4 Comportamiento de Reconciliaciones

4.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

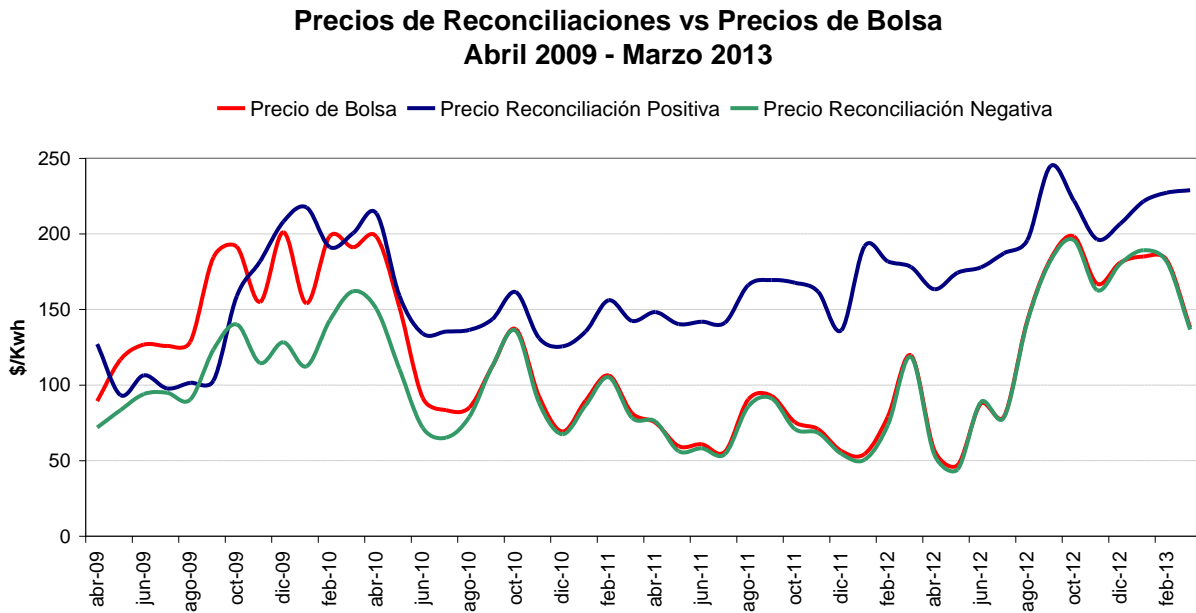


Gráfico No 23

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses. En marzo el precio promedio se ubicó en \$230/kWh.

4.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 24 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años. En marzo la magnitud de las reconciliaciones aumentó debido principalmente a los atentados presentados en las líneas, Ocaña-Copey, Jamondino-San Bernardino y Cerromatoso-Porce.

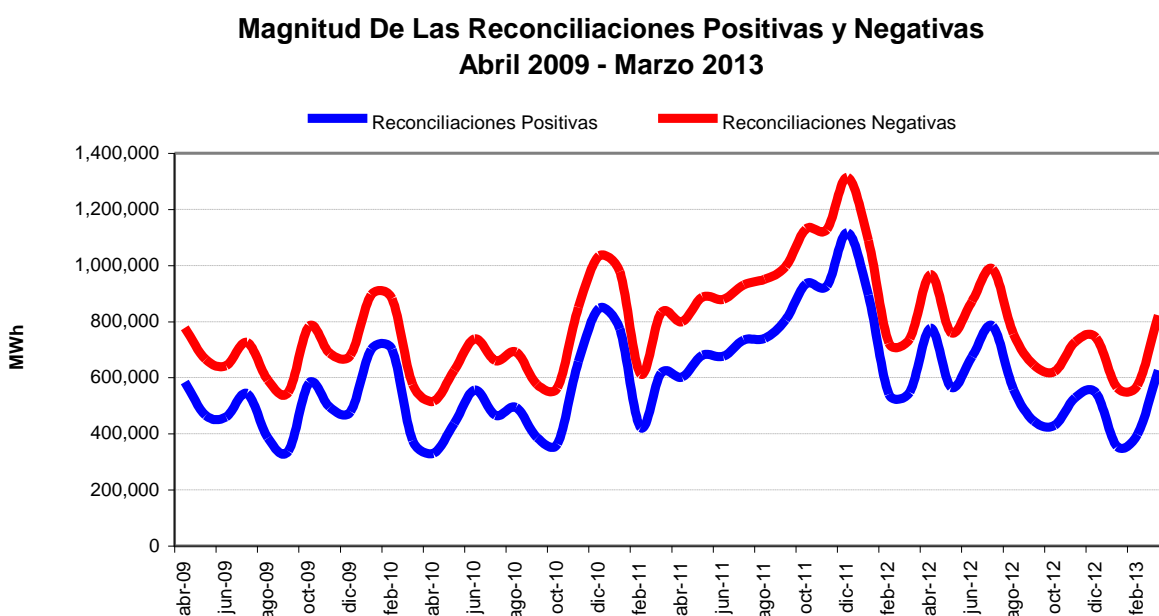


Gráfico No 24

4.4.3 Costo de Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 25 muestra el costo de las reconciliaciones positivas y negativas por zonas, a nivel mensual, para los últimos seis meses.

El costo de las reconciliaciones positivas volvió a concentrarse en la zona Norte correspondiente a la Costa Caribe, el incremento de estos costos se compensó con el de las reconciliaciones negativas en las zonas Antioquia y Centro.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Octubre 2012 - Marzo 2013

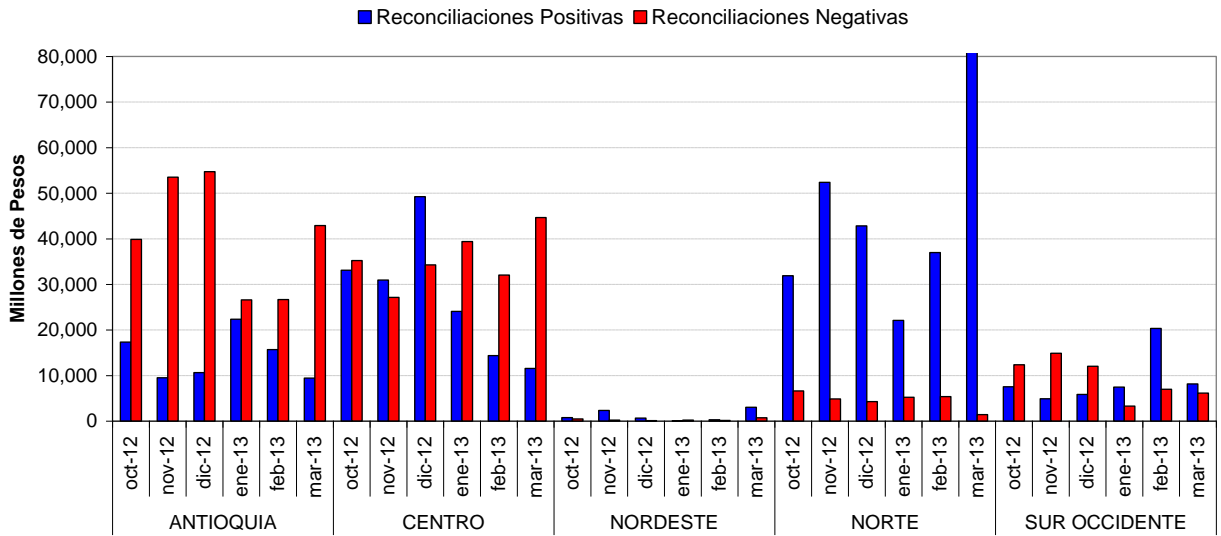


Gráfico No 25

4.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas Octubre 2012 - Marzo 2013

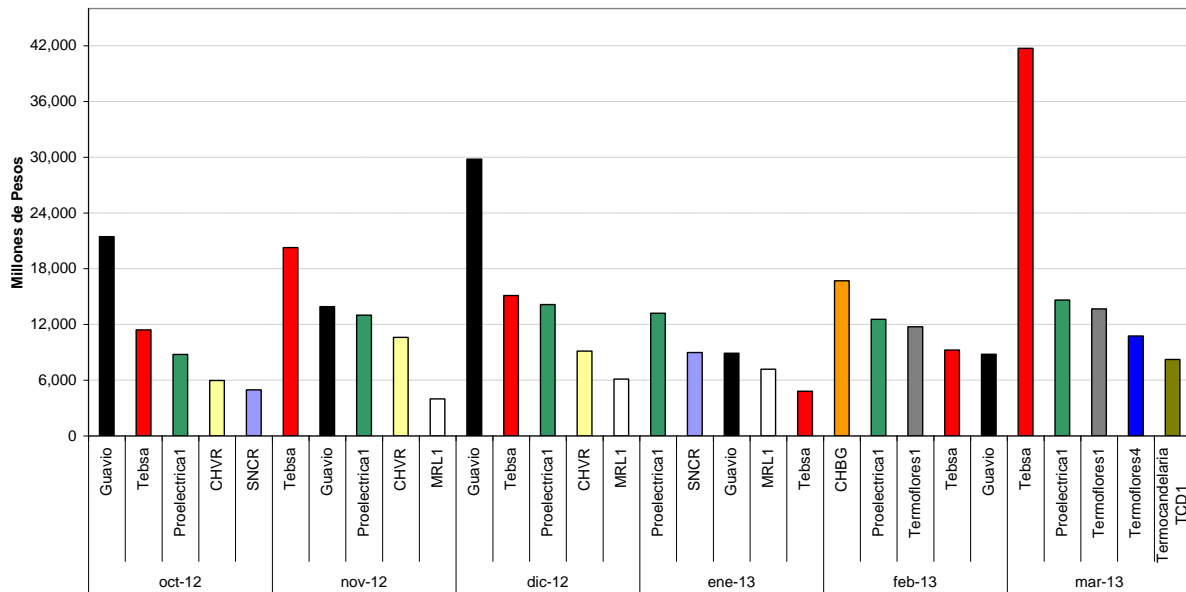


Gráfico No 26

El gráfico No 26 presenta las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

En marzo, correspondiendo con el incremento de las reconciliaciones positivas en la zona Norte, la planta con mayor participación en reconciliaciones del SIN fue Tebsa.

4.5 Comportamiento de Restricciones

4.5.1 Generación Fuera de Mérito

El gráfico No 27 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día) generada fuera de mérito en los últimos doce meses.

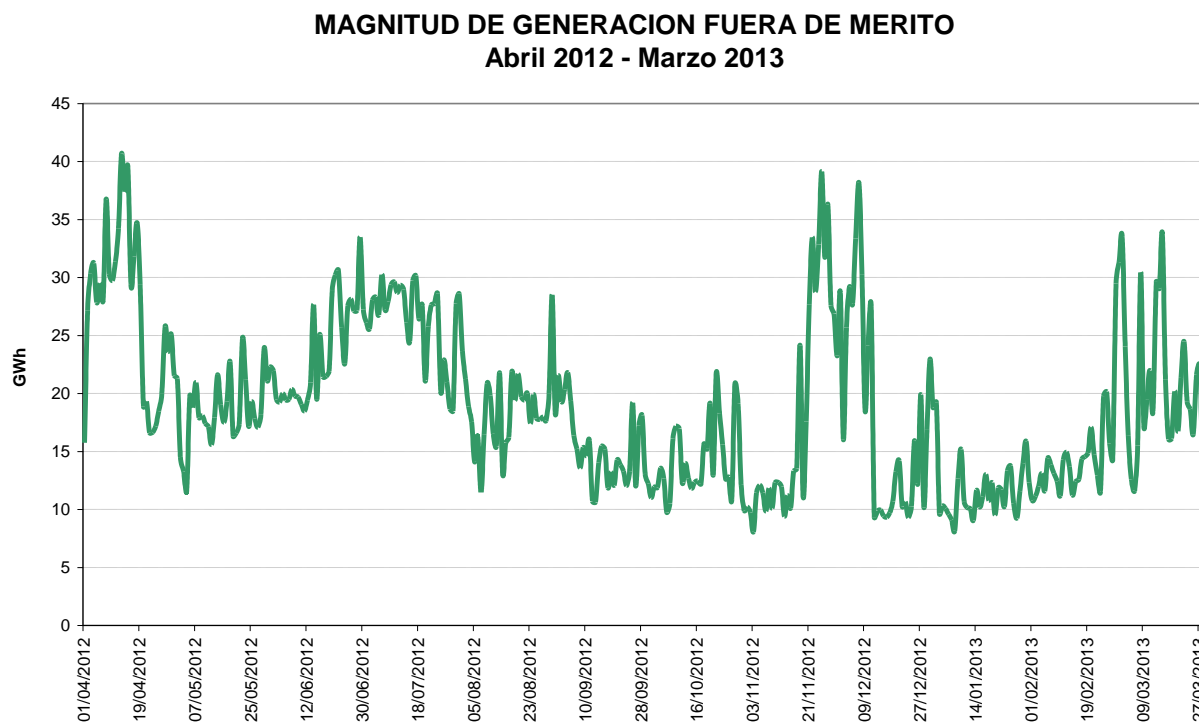


Gráfico No 27

4.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 28 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses. En Candelaria el precio de la generación fuera de mérito sobrepasó los \$1.200/kWh.

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Octubre 2012- Marzo 2013**

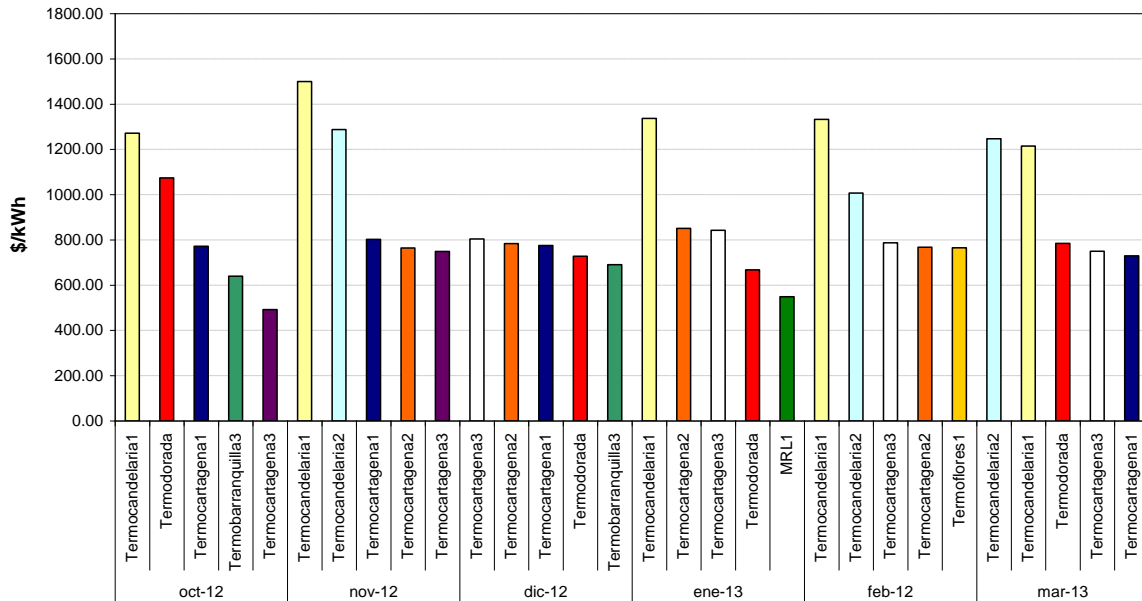


Gráfico No 28

4.5.3 Costo Mensual de Restricciones

**Costo Total de Restricciones Para el Sistema
Abril 2010 - Marzo 2013**



Gráfico No 29

El gráfico No 29 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años. El costo de las restricciones en marzo fue \$55.703 millones superando el doble del de febrero, correspondiendo a un costo unitario de \$10.09 /kWh.

4.6 Mercado de Contratos

4.6.1 Precio Promedio de Contratos

El gráfico No 30 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes, vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años.

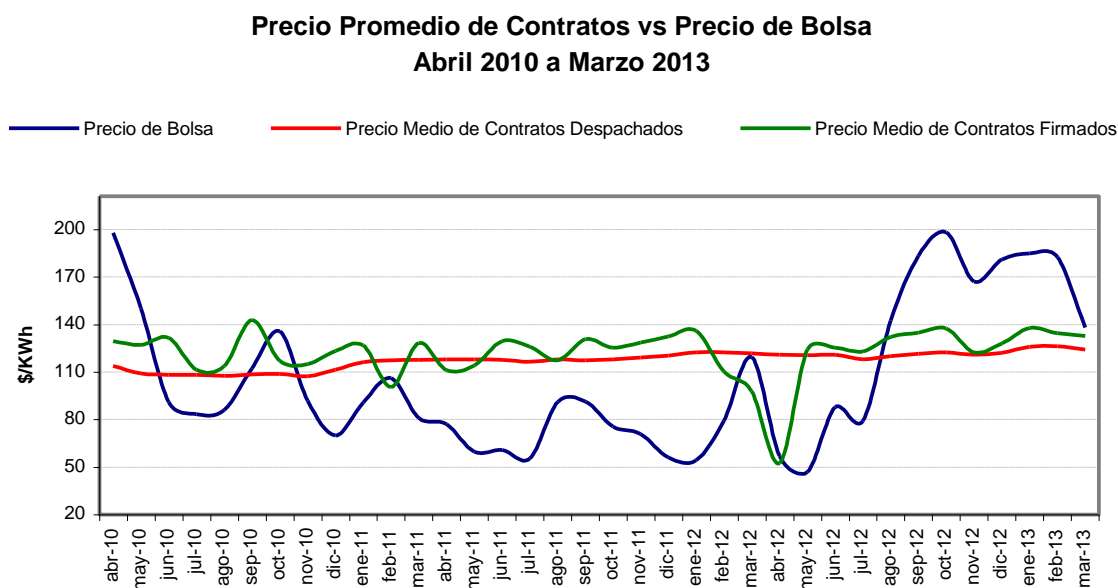


Gráfico No 30

4.6.2 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 31 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de marzo en intervalos de \$5/kWh.

Distribución del Precio de Contratos Marzo de 2013

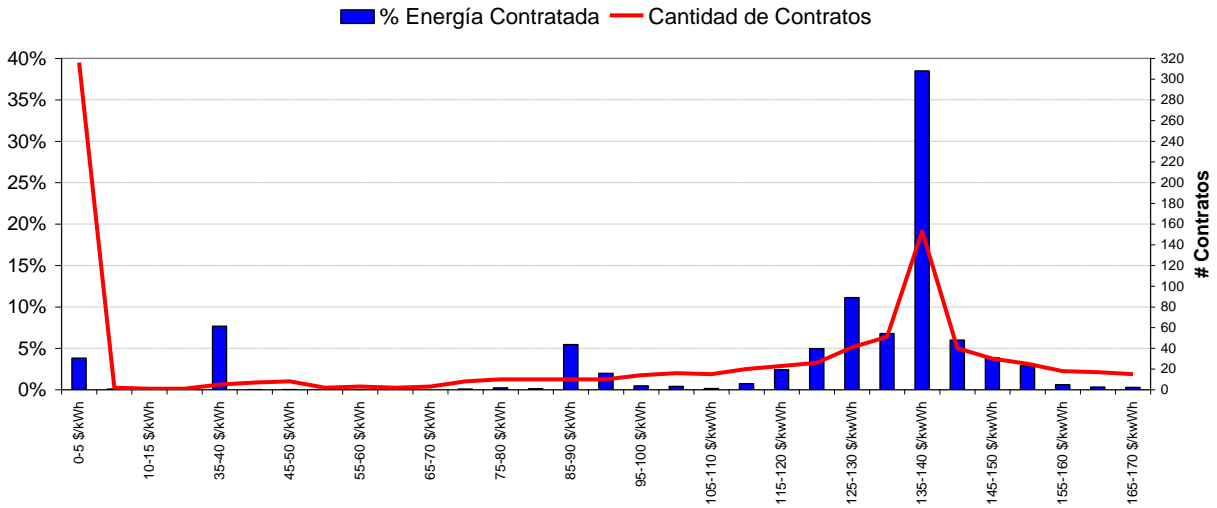


Gráfico No 31

4.6.3 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

Precio de Contratos por Tipo de Demanda Servida Abril 2010 a Marzo 2013

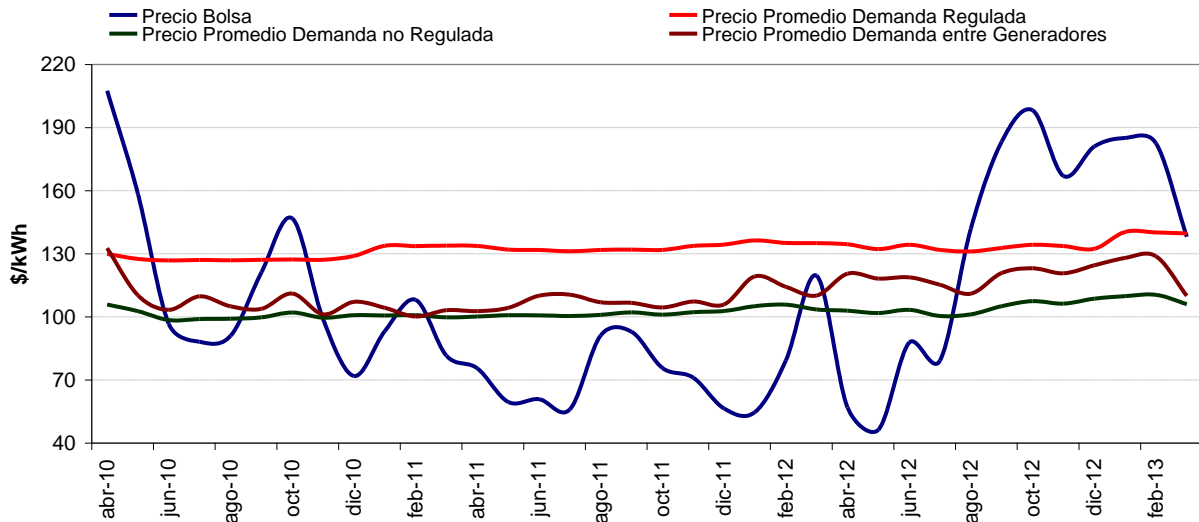


Gráfico No 32

El gráfico No 32 presenta a nivel mensual el precio promedio 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 tres años.

A partir de enero del 2013 el precio promedio de los contratos para la demanda regulada pasó de \$130/kWh a \$140/kWh. De otra parte en el 2013, en la composición de los contratos para la demanda regulada, 10% correspondió a contratos registrados antes del 2011, 60% registrados en el 2011 y 30% en el 2012. Todos estos contratos tuvieron incrementos importantes de precio en el 2013; se destaca el precio promedio de los contratos registrados en el 2012 que en el 2013 pasó de \$118/kWh a \$143/kWh. Esto podría indicar que los precios de la mayoría los contratos para la demanda regulada están siendo indexados al precio de bolsa.

Contrastan con la situación anterior, los contratos para la demanda no regulada que en su composición el 65% fueron registrados antes del año 2011 y que en cuanto a precios durante el 2013, éstos se han mantenido constantes alrededor de los \$100/kWh sin incremento del precio respecto a los años anteriores.

4.7 Indicadores Operativos

4.7.1 Mantenimientos de Generación por Agente

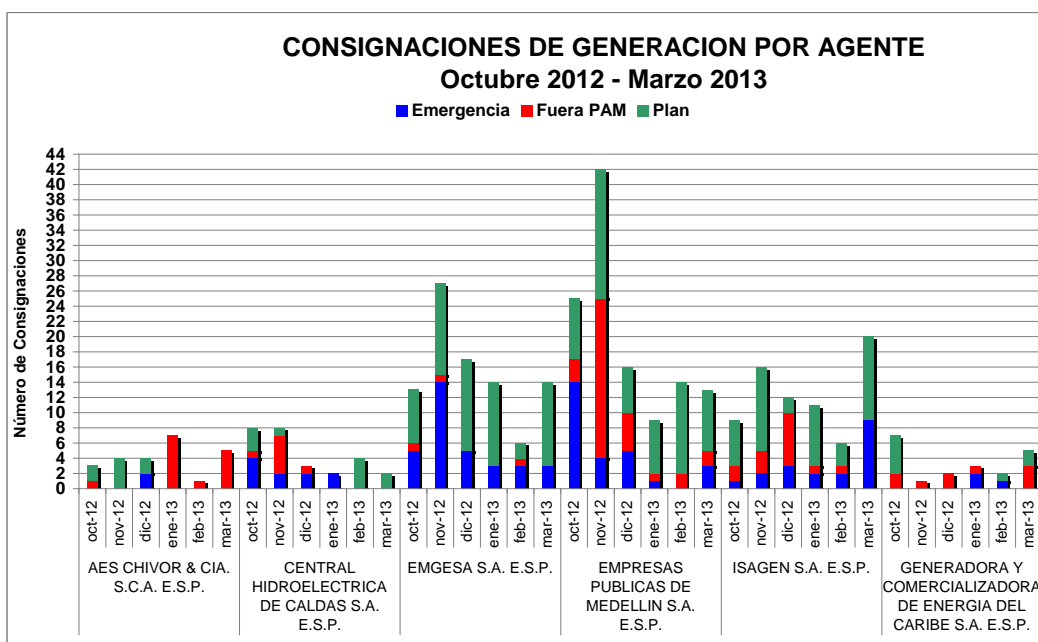


Gráfico No 33

El gráfico No 33 muestra el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los principales agentes del MEM. Isagen presentó en marzo un aumento importante de las consignaciones por mantenimientos, registrando casi un 50% por emergencias.

4.7.2 Consignaciones de Transmisión por Agente

El gráfico No 34 muestra el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los principales agentes del MEM.

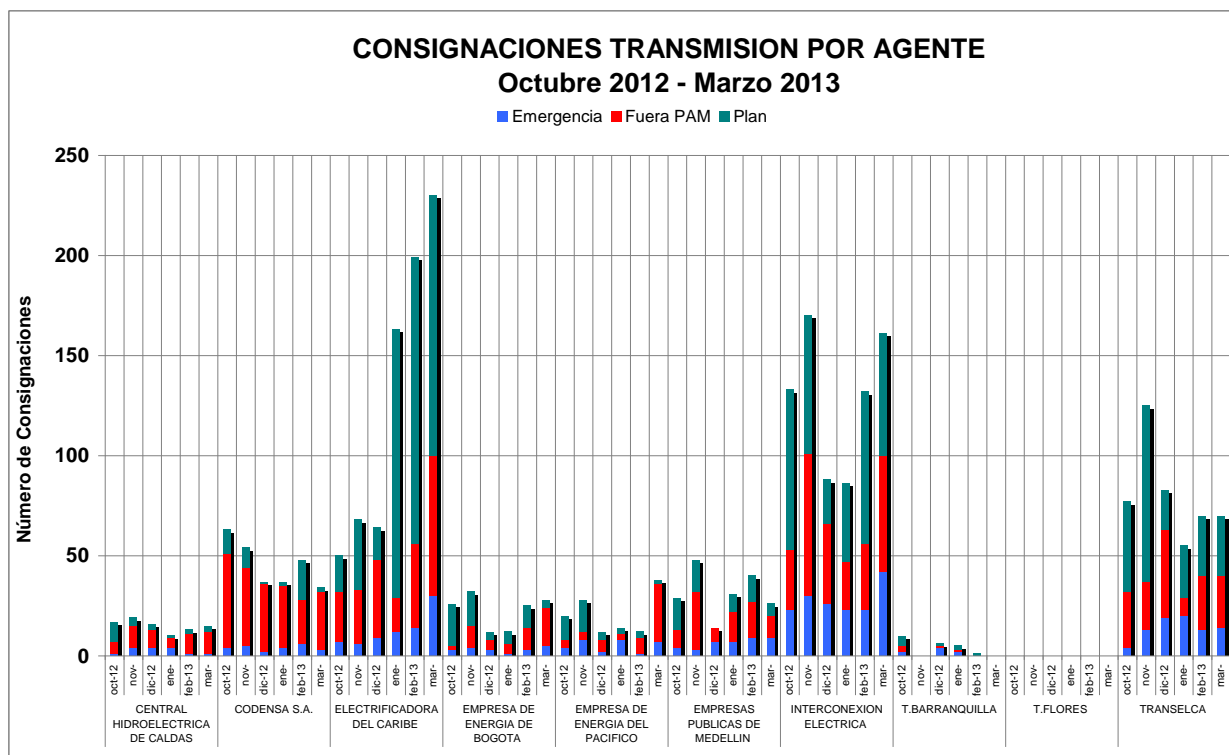


Gráfico No 34