

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 79 – 2013

FALENCIAS DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Preparado por:

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

Bogotá, Mayo 20 de 2013

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	FALENCIAS DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	2
2.1	SOBRECONTRATACIÓN EN EL MERCADO SECUNDARIO DE ENERGÍA FIRME.....	2
2.2	PRUEBAS DE DISPONIBILIDAD DE LAS PLANTAS GENERADORAS.....	4
2.3	PRECIO DE ESCASEZ PARA EXIGIR OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME	6
2.4	RESPALDO DE OEF CON COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	8
2.5	ATRASOS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL.....	8
2.6	RIESGOS EN LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL.....	10
2.7	REFLEXIONES	11
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	13
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	13
3.1.1	<i>Generación del Sistema.....</i>	<i>13</i>
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	<i>13</i>
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía</i>	<i>14</i>
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>15</i>
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>16</i>
3.1.6	<i>Nivel de los Embalses.....</i>	<i>16</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	17
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	<i>17</i>
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	<i>18</i>
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	<i>18</i>
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	<i>19</i>
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>20</i>
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>21</i>
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo</i>	<i>21</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	22
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i>	<i>22</i>
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	<i>23</i>
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>24</i>
3.3.4	<i>Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología.....</i>	<i>25</i>
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	<i>25</i>
3.3.6	<i>Índice de Lerner Mensual</i>	<i>26</i>
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro.....</i>	<i>28</i>
3.3.8	<i>Índice Residual de Suministro Diario.....</i>	<i>29</i>
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	30
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i>	<i>30</i>
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	<i>30</i>
3.4.3	<i>Costo de Reconciliaciones por Zonas.....</i>	<i>31</i>
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	<i>32</i>
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	32
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito</i>	<i>32</i>
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito</i>	<i>33</i>
3.5.3	<i>Costo Mensual de Restricciones</i>	<i>34</i>
3.5.4	<i>Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda</i>	<i>34</i>

Resumen Ejecutivo

La confiabilidad del sistema eléctrico depende de todos los componentes de la cadena: generación, transmisión y distribución, tal que la falta de confiabilidad en cualquiera de los subsistemas termina por afectar la confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto. Existen diferentes factores asociados con los subsistemas de la cadena, que en concepto del CSMEM están afectando la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, relacionados con aspectos regulatorios, operativos y de planeamiento, los cuales deben ser resueltos a la mayor brevedad posible.

En el mercado secundario de energía firme se ha venido presentando sobrecontratación, que a más de ser una violación de las reglas del MEM, conlleva a que el agente, con el exceso de energía firme vendida, captura una renta adicional que ya le ha sido pagada por los usuarios a través del Cargo por Confiabilidad; por otra parte, el impacto más negativo de la sobrecontratación se manifiesta en una reducción de la confiabilidad del sistema.

Las pruebas de disponibilidad de las plantas generadoras que tienen por objeto comprobar la operatividad y disponibilidad, con base en la cual se define la ENFICC comprometida en el cargo por confiabilidad, se están llevando a cabo en condiciones que no aseguran su objetivo. La duración de la prueba no es suficiente, la capacidad exigida y el combustible empleado no son consistentes con la ENFICC comprometida y además si la prueba se declara fallida, se permite adquirir contratos de respaldo a posteriori para demostrar y cobrar una confiabilidad inexistente.

En periodos de escasez, el sobre costo en que incurre un generador al tener que adquirir energía a precio de bolsa, no es suficientemente oneroso, para incentivar a los generadores hidráulicos a almacenar agua a principios de los períodos de sequía. La reciente sequía que se presentó en el país a partir de septiembre de 2012, confirmó el comportamiento y la vulnerabilidad del Cargo por Confiabilidad ya observado en el Niño 2009-2010: persistencia del parque hidráulico en fijar los precios de bolsa, niveles de embalse insuficientes para proveer las Obligaciones de Energía Firme y acotamiento del precio de escasez a los precios de oferta de las plantas hidráulicas. Con el fin de subsanar esta debilidad del cargo por confiabilidad y evitar que ante una sequía aguda intervenga nuevamente el gobierno, la CREG debe revisar a profundidad el tema y hallar la solución definitiva.

Los problemas que existentes en el abastecimiento de gas natural y el de combustibles líquidos que respaldan las OEF, así como los contratos de suministro entre las plantas

térmicas y los agentes mayoristas que no están respaldados por físicos, también comprometen la confiabilidad del servicio eléctrico.

Los atrasos en la expansión del Sistema de Transmisión Regional y Nacional ponen en riesgo la confiabilidad del sistema. La infraestructura de los sistemas regionales continúa siendo deficitaria para atender la demanda de energía adecuadamente, las restricciones existentes en el sistema nacional y el retraso en las convocatorias de su expansión, ocasionan incremento en la generación de seguridad, aumento del costo de las restricciones, sobrecostos por los proyectos para aliviar los retrasos y aumento del costo de la energía a los usuarios finales.

La segunda parte de este informe incluye el análisis del desempeño del MEM en el mes de abril de 2013, destacándose que la generación total creció 9,7% con respecto al mismo mes del 2012, crecimiento que se atendió con un aumento de la generación térmica.

El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual, fue 6,3%, este comportamiento, contrario a la desaceleración que ha mostrado la economía en los últimos meses, se debe principalmente a que los días festivos de Semana Santa en el 2012 ocurrieron en el mes de abril y este año en marzo.

En abril se acumularon 8 meses seguidos con aportes hídricos por debajo de la media histórica y las hidrologías han sido tan secas como algunos de los registros históricos del Niño. El nivel del embalse agregado del SIN continuó disminuyendo y a fin del mes llegó a 38,5% de la capacidad útil, siendo el menor registrado desde julio de 2004 cuando se oficializó la declaración del volumen útil diario; embalses individuales como Guavio, San Lorenzo y Esmeralda registraron niveles entre 22% y 13%.

Hacia mediados del mes los precios de bolsa superaron la barrera de \$400/kWh, en niveles muy cercanos al precio de escasez, marcando un record sin precedentes recientes. La escalada de precios se presentó tanto en horas de alta demanda como en períodos de baja demanda y el precio promedio fue \$234,53/kWh.

Isagen, conjuntamente con EPM, Chivor y Emgesa marcaron el precio 80,6% del tiempo. A pesar del mayor despacho térmico, las plantas con más incidencia en la formación de precios de bolsa para todas las condiciones de demanda, fueron San Carlos, Chivor, Guavio y Porce. En el caso de Chivor y Guavio, con esta estrategia sostuvieron su participación en el mercado, presionaron al alza los precios y redujeron sus embalses hasta niveles verdaderamente críticos. Las térmicas no parecen haber

contribuido en la escalada de precios de bolsa, salvo los recursos que mes a mes sitúan sus ofertas fuera de los rangos de mercado, como Sierra, Candelaria y Flores 1.

El poder de mercado medido con el índice de Lerner para EPM en horas de demanda alta alcanzó un nivel importante de 35%, corroborado con el índice residual de suministro diario que alcanzó la condición de pivotal. Para los demás agentes los índices de poder de mercado tuvieron valores moderados.

En abril la magnitud de las reconciliaciones disminuyó debido principalmente a que no se presentaron indisponibilidades en la red de transmisión y el costo unitario de las restricciones fue \$7.20/kWh. Los mayores precios promedios de las generaciones fuera de mérito, ocurrieron en Termocandelaria sobrepasando los \$1.300/kWh. La generación inflexible promedio está alrededor del 10% de la demanda del SIN y corresponde principalmente con generación hidráulica.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Falencias de la confiabilidad del SIN, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de abril del 2013.

a) Falencias de la Confiabilidad del SIN

El CSMEM presenta un análisis de los diferentes factores asociados con los subsistemas de la cadena, que están afectando la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional, relacionados con aspectos regulatorios, operativos y de planeamiento, los cuales deben ser resueltos a la mayor brevedad posible.

b) Análisis de Desempeño del MEM

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

2 Falencias de la Confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional

2.1 Sobrecontratación en el Mercado Secundario de Energía Firme

El mercado secundario de energía firme se estableció para que los generadores que lo requieran puedan efectuar compras temporales de ENFICC y así cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme – OEF y en general para establecer contratos de respaldo, como por ejemplo en casos de mantenimiento.

La cantidad de energía firme que un generador puede ofertar en el mercado secundario¹ (Energía de Referencia) depende del tipo de tecnología:

- a) Un generador hidráulico puede ofertar la Energía Disponible Adicional – EDA, más la diferencia entre la ENFICC declarada y la ENFICC comprometida,
- b) Las plantas o las unidades térmicas pueden ofertar la diferencia entre la ENFICC declarada y la ENFICC comprometida y debe respaldarse con contratos de suministro y transporte de combustibles, en las mismas condiciones exigidas a la ENFICC asociada a las Obligaciones de Energía Firme.

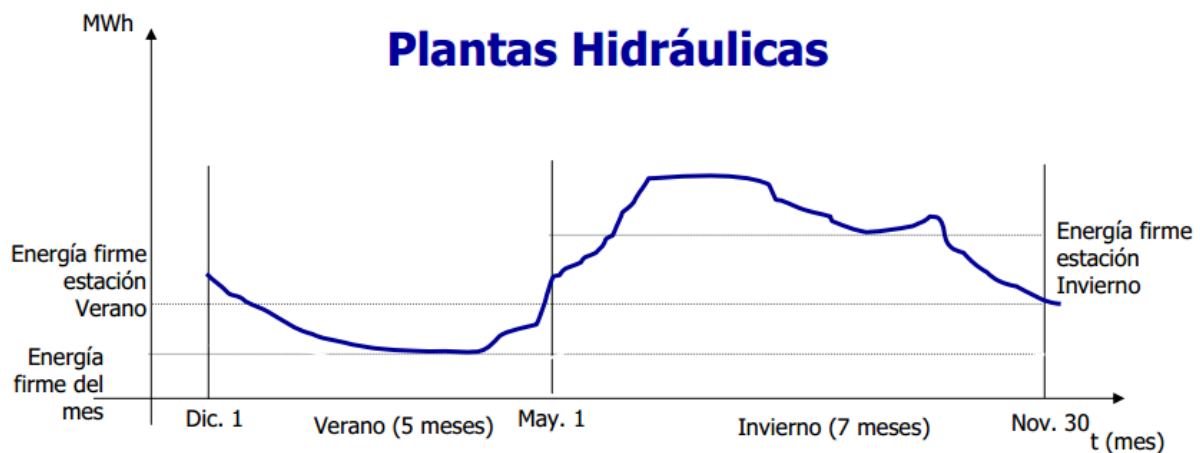


Gráfico No 1

Por otra parte, la Energía Disponible Adicional de una planta hidráulica es la cantidad de energía adicional a la ENFICC, que es capaz de entregar en los meses del período

¹ Resolución CREG 071 de 2006.

que definió la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, la cual se determina como cantidad mensual en kWh-mes. El gráfico No 1 muestra el escenario correspondiente a la hidrología crítica, utilizado para el cálculo de la ENFICC declarada de una planta hidráulica. El EDA corresponde a las cantidades mensuales de energía por encima de ese escenario de hidrología crítica, obtenidas con el escenario de la hidrología actual.

La comparación entre las cantidades de energía vendida por los generadores en el mercado secundario y la energía de referencia (máxima energía firme que pueden vender), arroja que existen casos de sobrecontratación en este mercado, que incumplen el Reglamento de Operación.

El CSMEM realizó un análisis respecto a la sobrecontratación que se ha venido presentado en el mercado secundario de energía firme. A continuación a manera de ejemplo se incluyen los Gráficos No 2 y 3, con los resultados obtenidos para algunas plantas del SIN², los cuales presentan la contratación mensual de energía firme en forma porcentual, definida como:

$$\% \text{ Contratación} = (\text{VMSEC} + \text{OEF}) * 100 / (\text{ENFICC} + \text{EDA})$$

VMSEC = Ventas Mensual en el Mercado Secundario

OEF = Obligaciones de Energía Firme

ENFICC: Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad

EDA: Energía Disponible Adicional

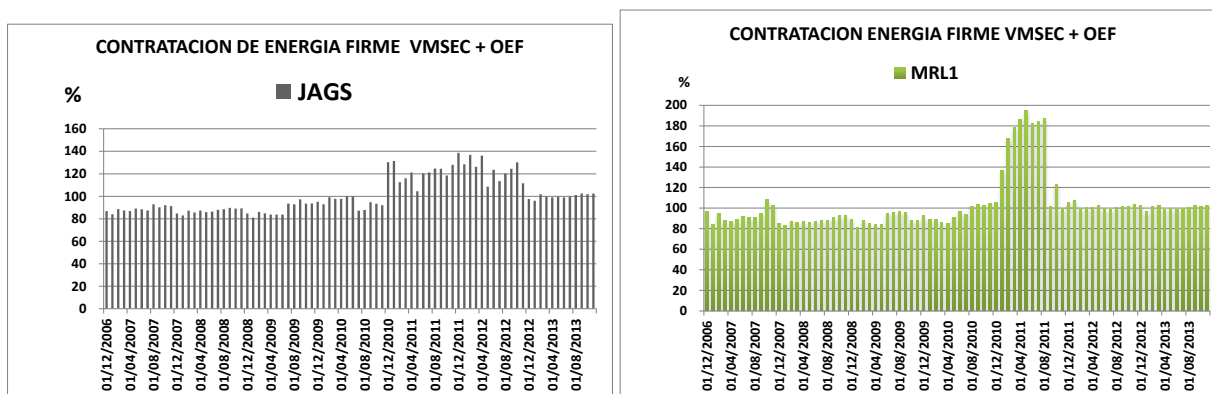


Gráfico No 2

² Calculada con base a la información solicitada por la SSPD a XM

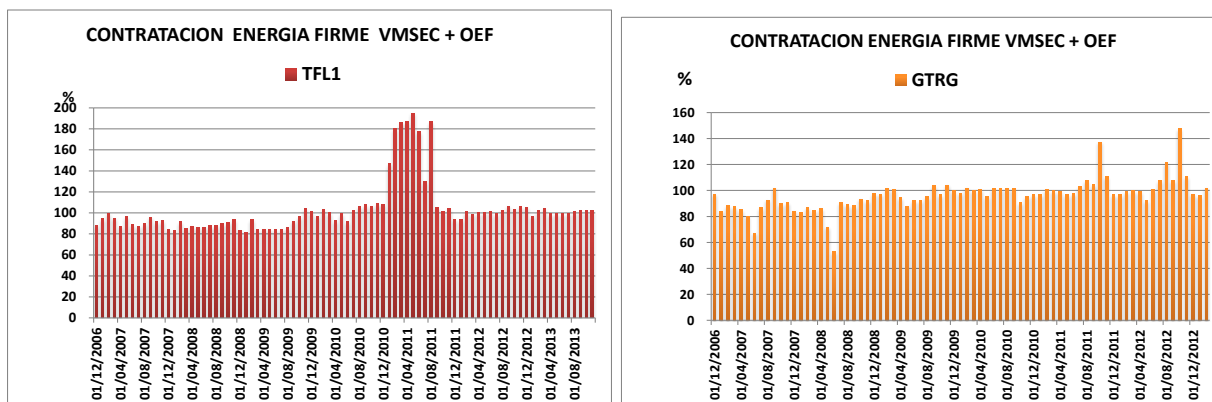


Gráfico No 3

Una contratación superior al 100%, implica sobrecontratación de la energía firme permitida por la regulación. Los efectos de la sobrecontratación de energía en el mercado secundario de energía firme, a más de ser una violación de las reglas del MEM, conllevan las siguientes anomalías:

- El agente al sobre-contratarse, con el exceso de energía firme vendida captura una renta adicional que no le corresponde y que ya ha sido pagada por los usuarios a través del Cargo por Confiabilidad.
- El impacto más negativo de la sobrecontratación de energía firme se manifiesta reduciendo la confiabilidad del sistema, debido a que la ENFICC comprometida por agente en el cargo por Confiabilidad (OEF), se reduce en una magnitud igual al volumen de la sobreventa.

Teniendo en cuenta que la energía firme sobre-contratada ya ha sido pagada al agente generador a través del Cargo por Confiabilidad, este es un aspecto que debe ser investigado por la SSPD.

2.2 Pruebas de Disponibilidad de las Plantas Generadoras

Las pruebas de disponibilidad de las plantas o unidades de generación del SIN, buscan garantizar la atención de la demanda y directamente están relacionadas con la confiabilidad del sistema. Dichas pruebas se establecieron en el año

2007³ y han venido siendo modificadas a través del tiempo hasta llegar a la resolución CREG 138 de 2012.

A este respecto, el CSMEM considera que la evolución regulatoria que han tenido las pruebas, se ha desviado del objetivo fundamental que se estableció para las plantas con Obligaciones de Energía Firme y consecuentemente sugiere que sean revisadas.

- El período de duración de las pruebas se ha reducido de 12 horas, a 4 horas consecutivas sin considerar rampas de entrada y salida. El CSMEM considera que una duración de 4 horas de operación, no es suficiente para verificar la disponibilidad de una planta.
- La regulación actual define la generación objetivo, igual a la declaración de disponibilidad realizada por el agente que representa la planta para el período de la prueba. El CSMEM considera que si la ENFICC de una planta o unidad térmica se define con base en su capacidad efectiva neta⁴, no existe razón valedera para que las pruebas de disponibilidad de las plantas con Obligaciones de Energía Firme, se realicen con base en la disponibilidad declarada por el agente. Esto permite que se realicen pruebas en condiciones muy inferiores a la capacidad efectiva neta, comprometiendo la confiabilidad del sistema.
- La regulación establece que las pruebas de disponibilidad se realicen con el combustible declarado por el agente para el despacho. Si las Obligaciones de Energía Firme están definidas con base en un combustible determinado y en la disponibilidad del mismo⁵, de igual forma las pruebas de disponibilidad deberían llevarse a cabo utilizando el mismo combustible que respalda las OEF. Aquí vale la pena mencionar que la confiabilidad de una planta térmica a gas, es diferente para la misma planta trabajando con un combustible líquido.

³ Resolución CREG 085 de 2007

⁴ Resolución CREG 071 de 2006

⁵ Op cit 4

- Cuando una prueba de disponibilidad se declare no exitosa, no tiene sentido permitir que el agente generador, posterior a la prueba fallida, salga a adquirir contratos de respaldo en el mercado secundario de energía firme, para continuar recibiendo un cargo por la confiabilidad inexistente, como ocurrió recientemente en Termocartagena. En rigor, el único respaldo válido de la planta o unidad generadora en las pruebas de disponibilidad, debiera ser aquel adquirido con anterioridad a la prueba.

En resumen, las pruebas de disponibilidad de las plantas y unidades generadoras, parecen diseñadas con el fin de demostrar una disponibilidad inexistente, no coherente con la que define la ENFICC del cargo por confiabilidad.

2.3 Precio de Escasez para Exigir Obligaciones de Energía Firme

La reciente sequía que se presentó en el país a partir de septiembre de 2012, reflejada en la disminución drástica de los aportes hídricos a los embalses del SIN por debajo de los promedios históricos, confirmó el comportamiento y la vulnerabilidad del Cargo por Confiabilidad observado en el Niño 2009-2010⁶:

- persistencia del parque hidráulico en fijar los precios de bolsa.
- niveles de embalse insuficientes para proveer las Obligaciones de Energía Firme
- el acotamiento que impone el precio de escasez a los precios de oferta de las plantas hidráulicas.

El Cargo por Confiabilidad en forma exitosa ha asegurado la entrada de nuevas plantas, garantizando la expansión del sistema acorde con el crecimiento esperado de la demanda.

Por otra parte, el precio de escasez y las obligaciones futuras de energía de los agentes, no parecen constituir herramientas suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores, en el sentido de ahorrar agua para el verano.

⁶ Informe No 44 del CSMEM, “Análisis del Cargo por Confiabilidad ante una Hidrología Crítica y Restricciones en el Mercado de Gas”, Noviembre 30 de 2009.

El papel que juega el precio de escasez como techo a los precios de oferta de los agentes hidráulicos, impide que entren en merito generadores térmicos con combustibles costosos, o plantas de baja eficiencia, forzando de esta forma a desembalsar más reservas de agua de las que recomienda la prudencia, ante perspectivas de baja hidrología. De esta forma el precio de bolsa se eleva pero no reduce la generación hidráulica, generando un equilibrio perverso de mayores costos asumidos por la demanda, pero sin los beneficios de reducir las probabilidades de un racionamiento futuro.

Un precio de escasez menor, aumenta la probabilidad de activación del mecanismo y simultáneamente las pérdidas por generar que deben enfrentar las plantas menos eficientes una vez se ven obligadas a despachar. Por otra parte, un precio de escasez mayor genera un desequilibrio, esta vez en contra del mercado, porque reduce la posibilidad de activar las obligaciones y el costo asociado cada vez que se active el mecanismo, sin reducir la remuneración que reciben las plantas por cargo de confiabilidad.

A raíz del comportamiento del MEM a principios del Niño 2009-2010, la SSPD contrató con el profesor Frank Wolak la realización de un estudio, que entre sus varios objetivos perseguía analizar el comportamiento del mecanismo del Cargo por Confiabilidad⁷. Al respecto, las conclusiones de dicho estudio establecen:

- Los pagos futuros estimados de los generadores bajo condiciones de escasez, no son suficientemente costosos para hacer que reduzcan el uso del agua a principios del período del Niño.
- La diferencia entre el precio de corto plazo y el precio de escasez, no es suficientemente grande y con alta probabilidad de ocurrencia, para hacer que los generadores “cortos” compren contratos de respaldo de energía al comienzo del Niño.
- De acuerdo a las condiciones que ocurrieron durante el Niño 2009-2010, para que uno de los cuatro principales agentes generadores del MEM, tuviera incentivo económico suficiente para almacenar agua para el verano, se requeriría que el precio de bolsa superara el de escasez al

⁷ Frank WolaK, “Market Performance in the Colombian Electricity Market and the Recent El Niño Event”, Septiembre 14 de 2010.

menos durante 1.000 horas, lo cual implica 46 día continuos; situación muy improbable de ocurrir.

Con el fin de subsanar esta debilidad del cargo por confiabilidad y evitar que cada vez que se presente una sequía aguda, el precio de bolsa lo fijen las plantas hidráulicas, existan niveles de embalse inferiores a las OEF y que los precios de bolsa no superen el de escasez, tal que esta situación induzca a una intervención del gobierno, el CSMEM recomienda a la CREG revisar a profundidad el tema y hallar la solución definitiva.

2.4 Respaldo de OEF con Combustibles Líquidos

Tal como el CSMEM lo ha planteado anteriormente, ver entre otros los informes No 77⁸ y 60⁹, los contratos de gas para las plantas térmicas se han reducido y no es posible sostener los niveles de ENFICC a gas natural, requiriendo su sustitución por combustibles líquidos. Esta situación es delicada, porque además de requerir de combustibles líquidos importados, la generación de electricidad no es confiable porque no existe la infraestructura y logística suficiente con tal fin; también implicará un incremento importante en las tarifas de electricidad. Por otra parte, no todos los contratos de respaldo con líquidos han sido realizados con agentes en capacidad de asegurar su entrega en los sitios convenidos y en el momento solicitado y además, Ecopetrol no posee compromisos contractuales de suministro con destino al sector termoeléctrico.

Para el CSMEM, la baja confiabilidad del abastecimiento de combustibles líquidos que respaldan las OEF y que los contratos de suministro entre las plantas térmicas y los agentes mayoristas no están asegurados, comprometen la confiabilidad del servicio eléctrico.

2.5 Atrasos de la Expansión del Sistema de Transmisión Regional

Los atrasos en la expansión del Sistema de Transmisión Regional, a pesar de haber sido identificados hace más de un año por XM, informes CSMEM No 77¹⁰, 74¹¹, 62¹²,

⁸ Informe No 77 del CSMEM, “Comportamiento del MEM en los últimos cuatro años”, Marzo 18 de 2013.

⁹ Informe No 60 del CSMEM, “Abastecimiento de gas natural – Un tema sin resolver”, Julio 14 de 2011.

¹⁰ Op cit 8

¹¹ Informe No 74 del CSMEM, “Confiabilidad del MEM – Generación - Transmisión”, Octubre 23 del 2012.

¹² Informe No 62 del CSMEM, “La operación del sistema de transmisión regional al borde del colapso”, Septiembre 14 del 2011.

persisten dado que no se han realizado las expansiones requeridas en forma oportuna, lo cual pone en riesgo la confiabilidad del sistema.

La infraestructura de los sistemas regionales continúa siendo deficitaria para atender la demanda de energía adecuadamente, ocasionando incremento en la generación de seguridad, aumento del costo de las restricciones y del costo de la energía a los usuarios finales. Esta situación ha exigido aumento del número de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema, para minimizar la desatención de demanda en los STR, los cuales han sido instalados en prácticamente todas las regiones del país.

En la mayoría de regiones operativas existe deficiencia en la expansión de transformación y la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación. La tabla No 1 muestra las áreas operativas donde se presenta demanda no atendida bajo condiciones de contingencia sencilla, así como los porcentajes de demanda no atendida bajo actuación de los ESPS.

Tabla No 1

DEMANDA NO ATENDIDA POR RESTRICCIONES		
Area operativa	DNA	ESPS
Santander	100%	
Arauca - Caño Limón	100%	
Cauca-Nariño	100%	
Meta	100%	
Chocó	100%	
N. Santander	84%	X
Cordoba (Cerromatoso)	56%	X
Guajira, Cesar, Magdalena	48%	X
Sucre (Chinú)	46%	X
Bólivar	38%	X
Huila-Tolima	27%	
Atlántico	10%	X

Referencia: Informe de XM para la SSPD de Marzo 10 de 2013

La situación actual además genera problemas de voltaje y suministro de potencia reactiva, ocasionando restricciones en la red que deben ser soportadas desde el STN con generaciones de seguridad, conexión/desconexión de reactores/condensadores, esquemas VQC para el control de tensión y compensadores estáticos de reactivos SVC.

El Operador de Red es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con la Resolución CREG 005 de 1996, en dicho plan, el OR deberá incluir todos los proyectos que requiera su Sistema. Por otra parte, la UPME debe tener en cuenta los criterios de confiabilidad y expansión de los STR's en los análisis de los planes de inversión de las empresas y debe llevar a cabo el seguimiento necesario para que las acciones que se adelanten en torno al Plan de Expansión del STN y de los STR's sean integrales y coordinadas.

La expansión necesaria no se ha llevado a cabo, debido fundamentalmente a los siguientes aspectos, que requieren una solución concreta sin más dilaciones:

- No se realiza un control estricto de ejecución de los proyectos, en forma similar a las auditorias que existen para los proyectos de generación.
- La baja efectividad de las garantías que deben presentar los OR para la ejecución de los proyectos de expansión.
- La pobre razonabilidad de la cuantía de las multas pecuniarias que se cobran por desatención de la demanda y de las compensaciones asociadas al incumplimiento de los índices de disponibilidad de los activos.
- La falta de definición de las normas, condiciones y garantías de las convocatorias y de la metodología de remuneración de los costos a quien se le adjudique la convocatoria.

2.6 Riesgos en la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional

Actualmente existen restricciones en el STN asociadas a bajas tensiones en el área Nordeste, el límite de importación de energía del área del Caribe ante la indisponibilidad de una de las líneas a 500 kV, la congestión en la red del Atlántico y Magdalena que ocurre con altos despachos de generación térmica y el límite de importación de energía en el área Suroccidental¹³.

Ante el retraso de la subestación Nueva Esperanza que debió entrar en operación en octubre de 2011 y ha sido reprogramada sucesivamente para mayo de 2014, la atención de la demanda máxima del área Oriental contará con menor margen para el manejo de los voltajes y se requerirá: la entrada de 50 Mvar capacitivos en el 2013 y además que todos los recursos de generación del área garanticen su máxima capacidad de suministro de potencia reactiva y contar con la máxima disponibilidad de la red de transmisión nacional y regional.

¹³ Op cit 8

Los planes de expansión de la UPME definen una serie de proyectos cruciales para la operación y la confiabilidad del SIN en el año 2015. Sin embargo para casi todos ellos, aún no se han realizado las convocatorias y por tanto no tienen inversionistas definidos; esto implica que la entrada en operación de estos proyectos es prácticamente inviable y su impacto en el SIN será de consideración, además requerirán proyectos adicionales para mitigar los efectos de sus atrasos que se traducirán en reducción de confiabilidad y mayores tarifas para los usuarios, ocasionadas por las restricciones y generaciones de seguridad que ellos causarán y los sobrecostos de las obras y los proyectos para aliviar sus retrasos.

Los proyectos referidos que deben operar en el 2015 son:

- Subestación Caracolí 220 kV: su atraso produciría aumento de la probabilidad de demanda no atendida en Atlántico por congestiones en la red y atrapamiento de generación térmica.
- Línea Chinú – Montería – Urabá 220 kV: su atraso produciría aumento de la probabilidad de demanda no atendida en Córdoba y Sucre por congestión de la red y el deterioro de la calidad del servicio por bajas tensiones ante contingencias.
- Línea Bello – Guayabal – Ancón 220 kV: su atraso produciría atrapamiento de generación del norte y oriente de Antioquia y disminución de confiabilidad en la red de Antioquia (Área de Medellín), por lo que se aumentará la probabilidad de desatención de demanda ante contingencias sencillas.
- Línea Chivor II – Norte - Bacatá 230 kV: es el único proyecto que tiene seleccionado el inversionista, sin embargo su atraso produciría incremento en la probabilidad de demanda no atendida en el área Oriental, congestión en la red a 115 kV y problemas de estabilidad de tensión en el norte de Bogotá.
- Subestación Suria 230 kV: su atraso produciría demanda no atendida bajo condiciones normales de operación y ante contingencias sencillas a nivel del STR, así como deterioro de la calidad del servicio que aumentará con la conexión de cargas petroleras en el área.
- SVC 220 kV y Statcom 500 kV: su atraso incrementará la probabilidad de demanda no atendida, puesto el requerimiento de unidades de generación de seguridad sería cercano al número máximo de unidades del área Oriental.

2.7 Reflexiones

La confiabilidad del sistema eléctrico depende de todos los componentes de la cadena: generación, transmisión y distribución, tal que la falta de confiabilidad en cualquiera de los subsistemas termina por afectar la confiabilidad del sistema eléctrico en su

conjunto. Para el Sistema Interconectado Nacional, la confiabilidad del mismo está siendo severamente comprometida por las siguientes causas:

- La sobrecontratación incurrida por algunos agentes generadores en el mercado secundario de energía firme, ya que la ENFICC comprometida en el cargo por confiabilidad, que ha sido pagada por los usuarios, se reduce en una magnitud igual al volumen de la sobreventa.
- Las pruebas de disponibilidad de las plantas y unidades generadoras, que tienen por objeto comprobar la operatividad y disponibilidad, con base en la cual se define la ENFICC comprometida en el cargo por confiabilidad, se están llevando a cabo en condiciones que no aseguran su objetivo. La duración de la prueba no es suficiente para verificar la disponibilidad, la capacidad exigida y el combustible empleado no son consistentes con la ENFICC comprometida y como si todo lo anterior fuera poco, una vez que se declara fallida una prueba, el agente puede adquirir contratos de respaldo a posteriori para demostrar y cobrar una confiabilidad inexistente.
- En periodos de escasez, el sobrecosto en que incurre un generador al tener que adquirir energía a precio de bolsa, no es suficientemente oneroso, para incentivar a los generadores hidráulicos a almacenar agua a principios de los períodos de sequía. Esta situación no permite asegurar el cumplimiento de la ENFICC comprometida para el momento requerido.
- La baja confiabilidad del abastecimiento de gas natural y de los combustibles líquidos que respaldan las OEF.
- Los contratos de suministro entre las plantas térmicas y los agentes mayoristas usados para respaldar las OEF térmicas, que no están respaldados por físicos.
- Al no realizar todas las expansiones requeridas en los Sistemas de Transmisión Nacional y Regional en forma oportuna, se degrada la confiabilidad del sistema.

3 Análisis de Desempeño del MEM

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

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 2 presenta las cantidades mensuales en GWh de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema.

Tabla No 2

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	abril/12	marzo/13	abril/13	Variación MAR 13 - ABR 13	Variación ABR 12 - ABR 13	Variación Ultimo Año- Abril 13
Hídrica	3,583.02	3,706.07	3,615.44	3,358.34	-7.11%	-9.38%	-6.27%
Térmica	Total Térmica	1,211.62	728.52	1,283.90	23.37%	117.42%	30.73%
	Gas	849.37	632.77	780.96	26.06%	55.58%	15.90%
	Carbón	294.79	85.73	442.13	24.30%	541.02%	86.42%
	Fuel Oil-ACPM	36.00	10.02	60.82	49.92	-17.92%	398.33%
Menores	255.72	312.75	258.20	265.22	2.72%	-15.20%	3.72%
Cogeneradores	28.26	26.54	27.47	28.55	3.93%	7.59%	1.02%
Total	5,078.62	4,773.88	5,185.01	5,236.04	0.98%	9.68%	3.10%

La generación total en abril creció 9,7% con respecto al mismo mes del 2012, crecimiento que se atendió con mayor generación térmica tanto a gas como a carbón, lo que representó un aumento de 117,4% en la generación térmica. La generación con recursos hidráulicos se contrajo por los bajos aportes que ha recibido el sistema de embalses en los últimos trimestres. La composición de la generación fue 64,1% hidráulica, 30,3% térmica y 5,6% para menores y cogeneradores.

3.1.2 Demanda del Sistema

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

El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual, para el mes de abril con respecto al mismo mes del 2012 fue 6,3%, este comportamiento, contrario a la desaceleración que ha mostrado la economía en los últimos meses, se debe principalmente a que los días festivos de Semana Santa en el 2012 ocurrieron en el mes de abril y este año en marzo.

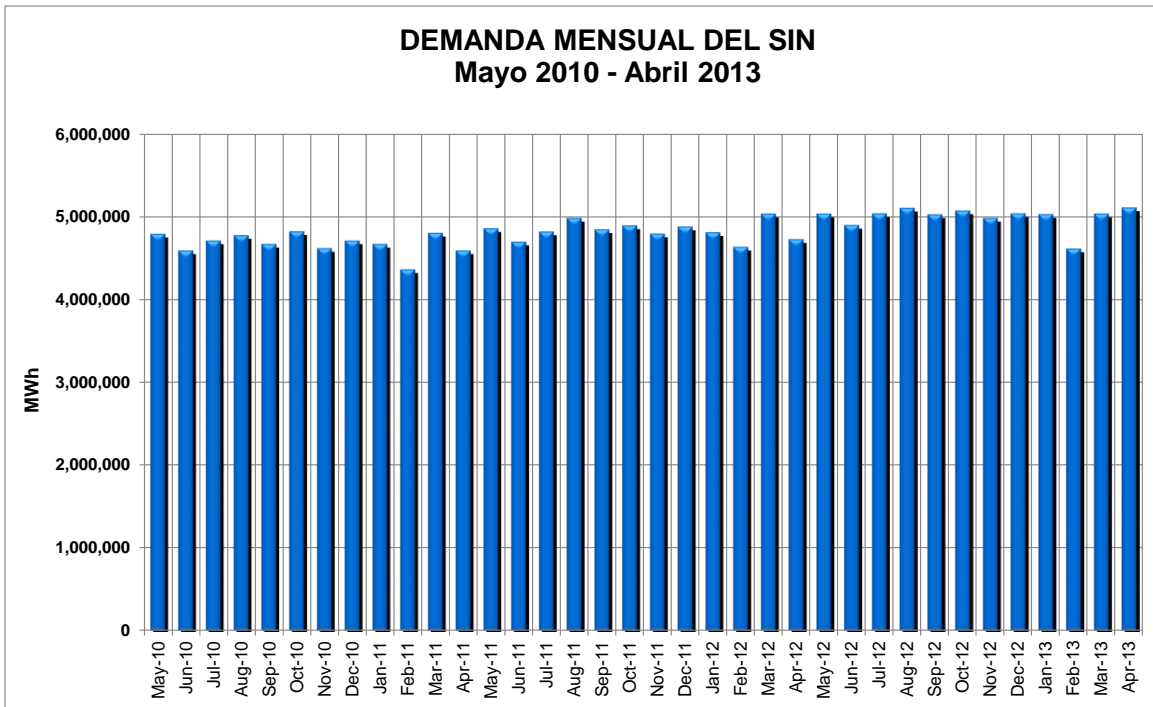


Gráfico No 4

3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

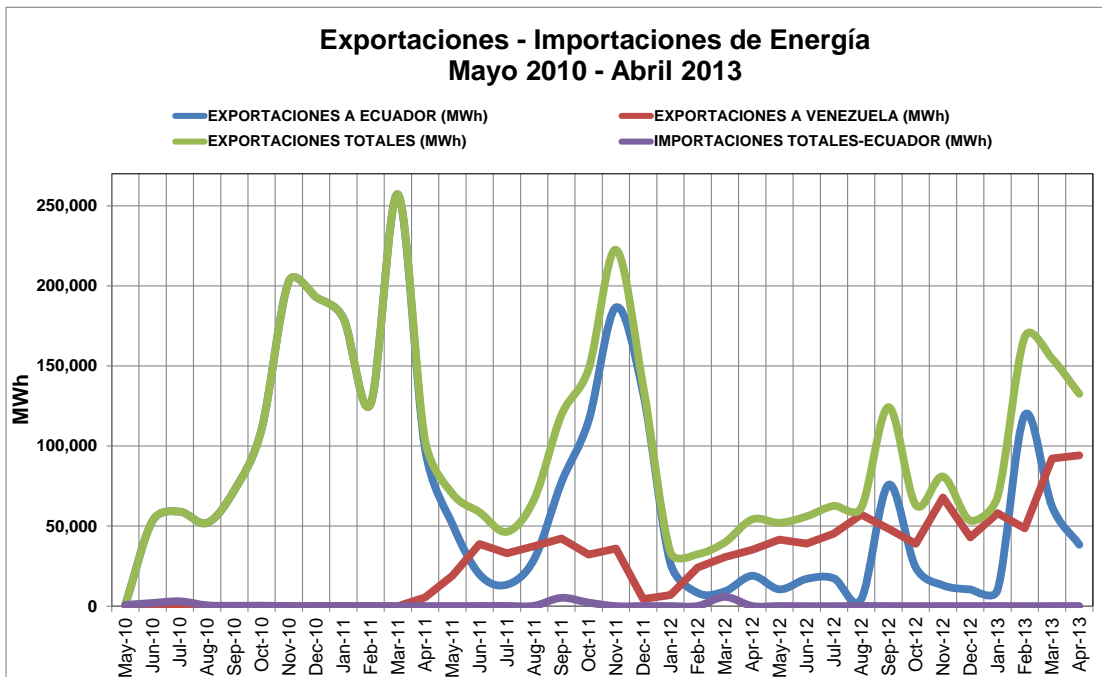


Gráfico No 5

El gráfico No 5 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años.

3.1.4 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 abril se acumulan 8 meses seguidos con aportes por debajo de la media y aún cuando las temperaturas del Pacífico han estado en los rangos de normalidad, las hidrologías de este periodo han sido tan secas como algunos de los registros históricos del Niño. En abril con aportes registrados de 3.088,5 GWh, se amplió considerablemente la diferencia entre los aportes observados y los promedios históricos (74,14% de la media histórica).

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

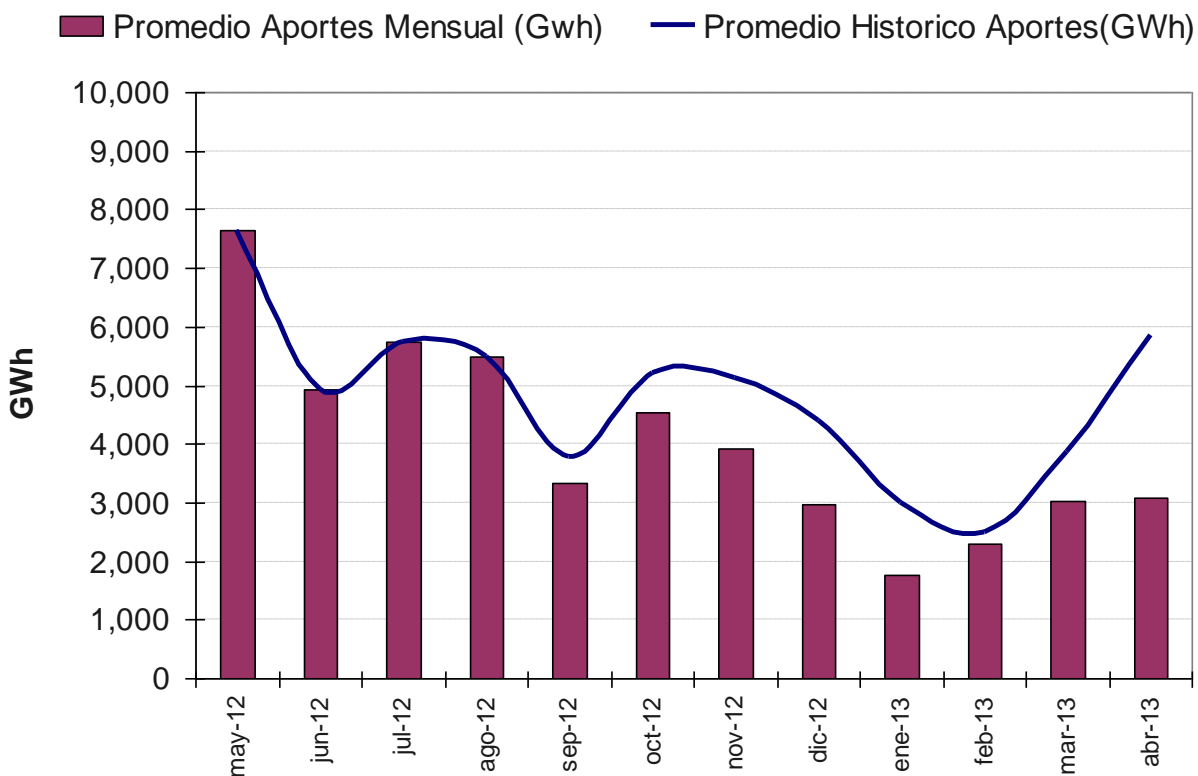


Gráfico No 6

3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 7 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.

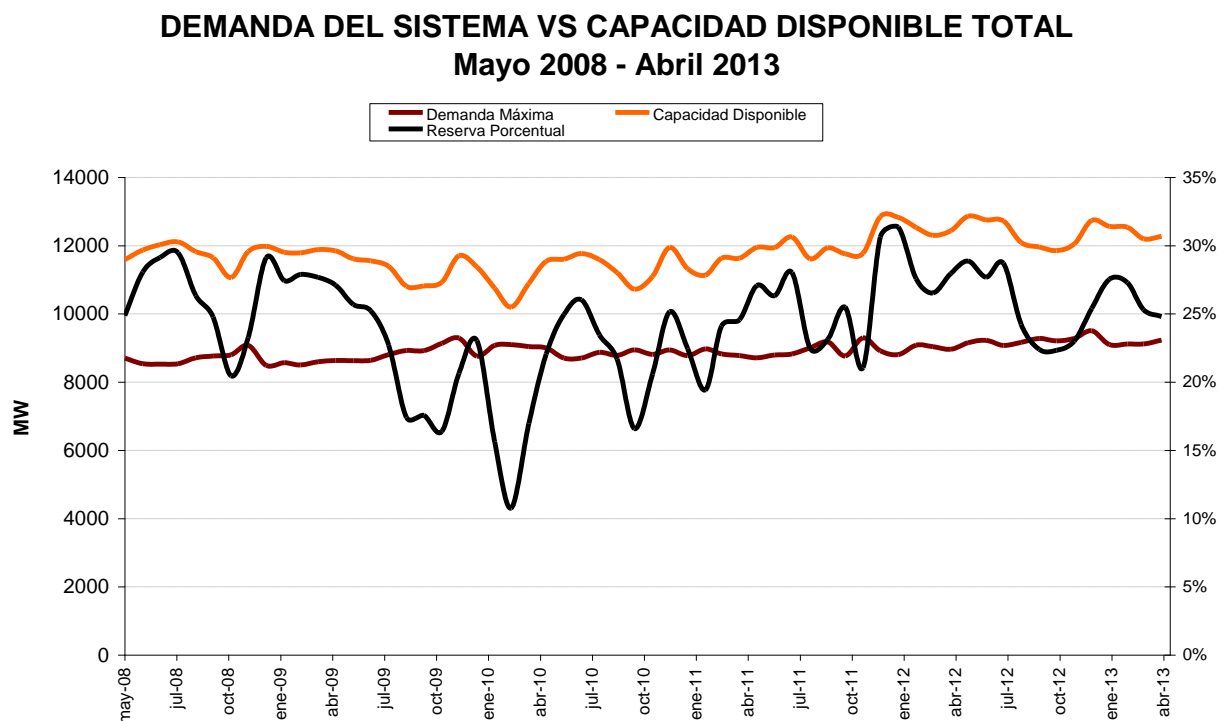


Gráfico No 7

El margen de reserva de abril se contrajo, tanto por una reducción en la disponibilidad del parque de generación, como por el efecto mencionado de una mayor demanda, habiendo sido la demanda máxima de potencia 9.229 MW.

3.1.6 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 8 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; en abril éste continuó disminuyendo y a fin del mes llegó a 38,5% de la capacidad útil, equivalente a 5.843 GWh, lo que significó una reducción de las reservas de 13,5% con respecto al mes anterior. Este nivel del embalse es el menor registrado desde julio de 2004 cuando se oficializó la declaración del volumen útil diario; como es normal en una sequía tan prolongada y para este nivel de embalse agregado, no se presentaron vertimientos en los embalses.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de abril, Centro acumuló 65,8%, Valle 37,4%, Caribe 31,8%, Antioquia 30% y Oriente 24,5%. Los embalses de Peñol (Guatapé), Calima y Urrá registraron niveles entre 30% y 35%; Miel 26,2%, Porce II 24,6%, Guavio 21,6%, San Lorenzo (Jaguas) 14,4%, y Esmeralda (Chivor) 12,9%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 8 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.

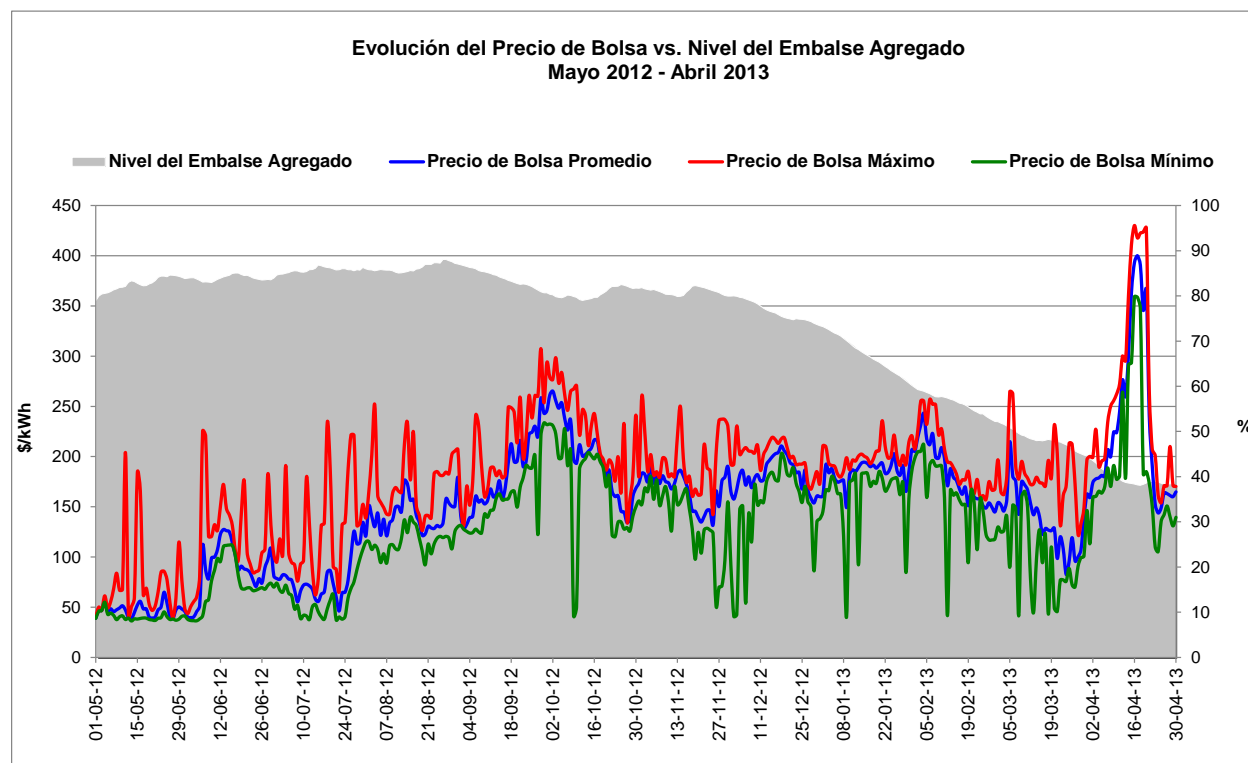


Gráfico No 8

Existen dos aspectos preocupantes en el comportamiento del mercado en abril; en primer lugar, el nivel de embalse tan bajo con menos de la mitad de los registros de abril 2012, comportamiento que se explica por la prolongada sequía del 2013 y la Niña de 2012. En segundo lugar, hacia mediados del mes los precios de bolsa superaron la barrera de \$400/kWh, en niveles muy cercanos al precio de escasez.

La escalada de precios se presentó tanto en horas de alta demanda como en períodos de baja demanda. Este comportamiento de los precios recoge la señal de escasez y muestra cómo a partir de este pico se detuvo la caída del embalse y se estabilizaron los precios, anotando que en la segunda mitad de abril, en alguna medida se presentó una reacción de los aportes hídricos del sistema. El precio promedio en abril fue \$234,53/kWh, el máximo \$430,09/kWh y el mínimo \$105,35/kWh.

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 9 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. Se evidencia la correlación negativa entre el precio de bolsa y el nivel del embalse.

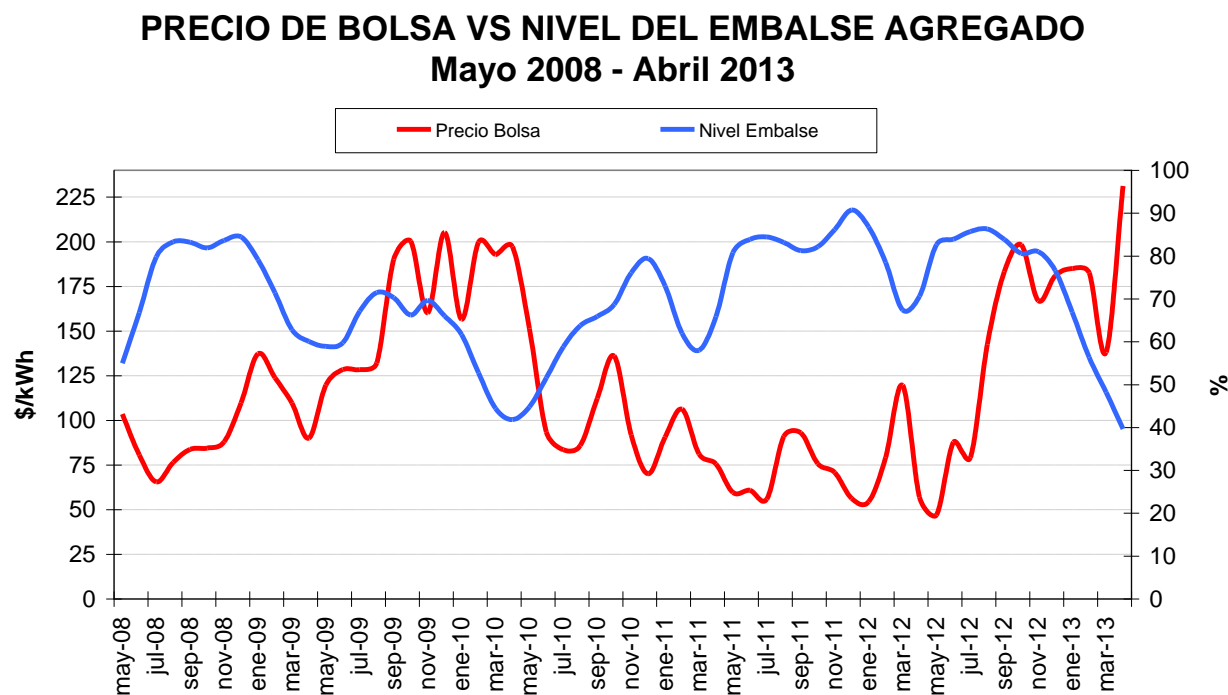


Gráfico No 9

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 10 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. Se observa que la escalada de precios en el spot marca un record sin precedentes recientes.

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

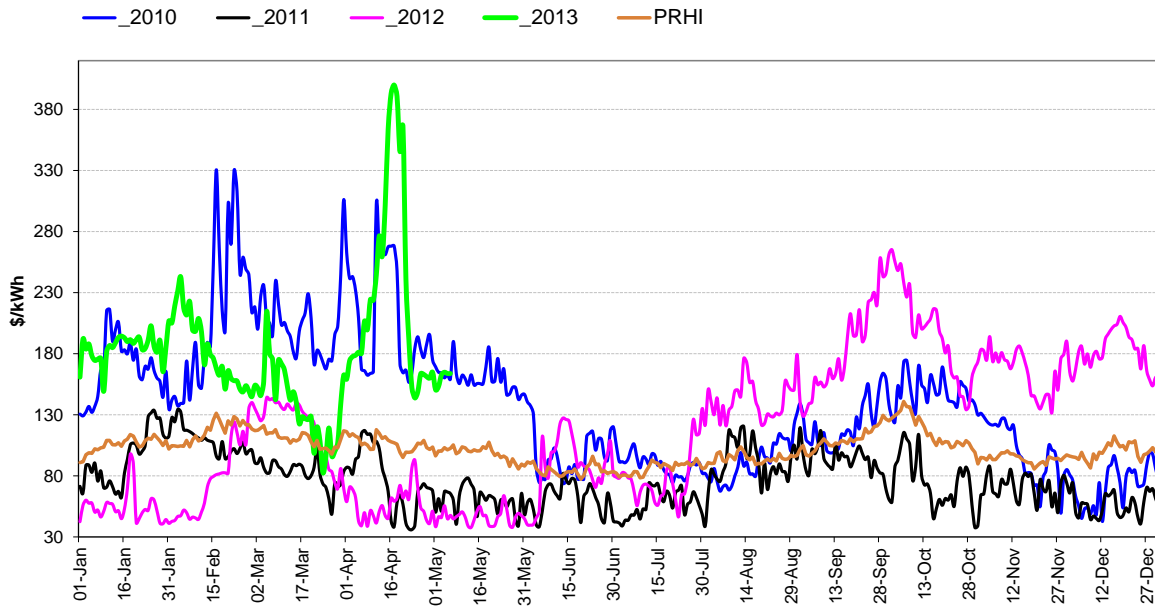


Gráfico No 10

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

Precio de Bolsa Horario vs Generación

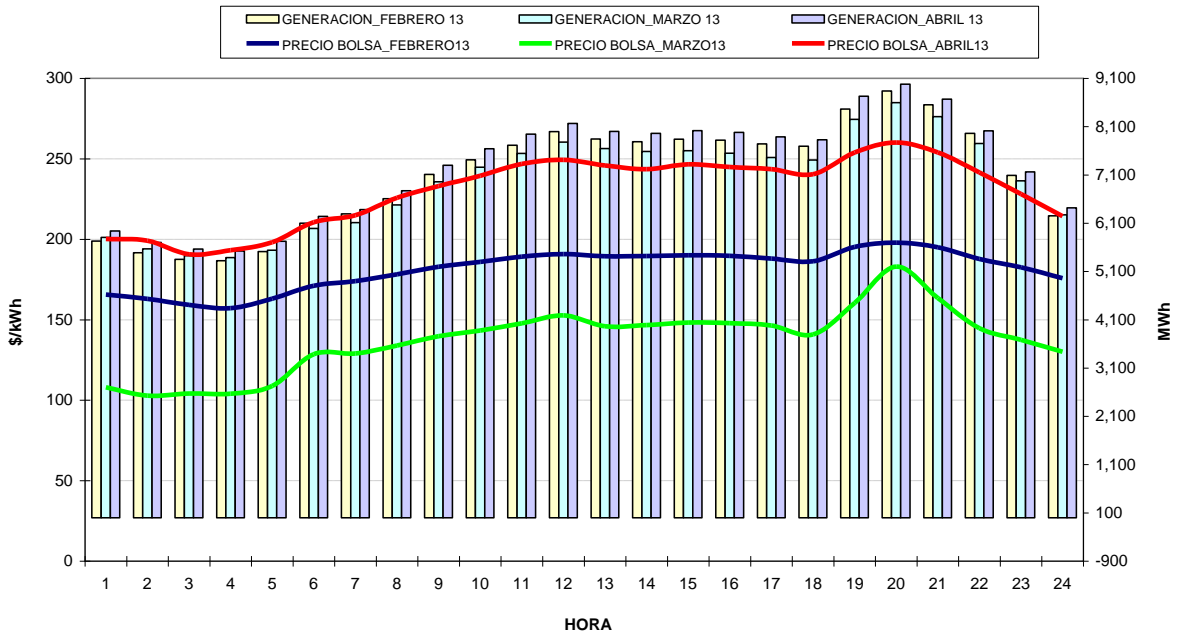


Gráfico No 11

El gráfico No 11 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.

Como se mencionó anteriormente, el aumento de precios se presentó en todo el espectro horario y correspondió en promedio a \$100/kWh, igualmente en todo el espectro horario aumentó la demanda con respecto a febrero y marzo.

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El gráfico No 12 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

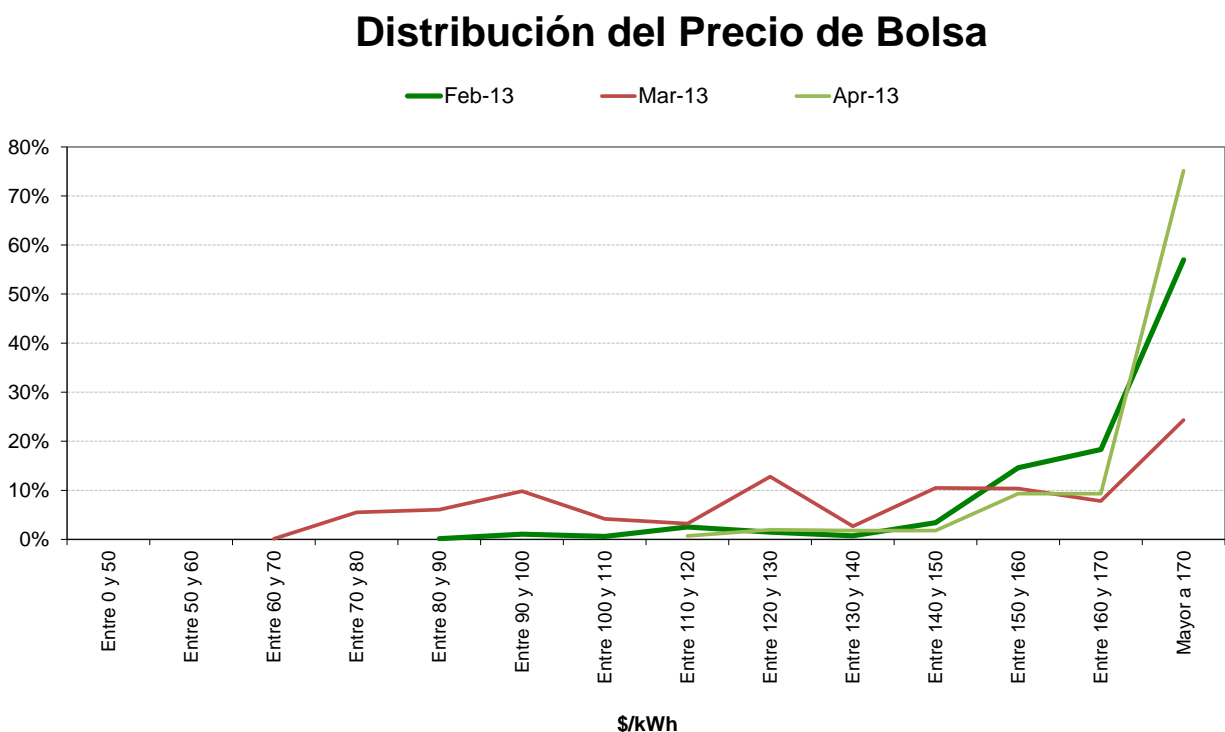


Gráfico No 12

Consistente con las observaciones anteriores, la distribución de generación por precios de bolsa se desplazó a la derecha; de hecho, los valores de precios observados con mayor frecuencia (moda) se concentró a partir de \$150/kWh.

3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 13 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. En abril el precio de escasez fue de \$462,52/kWh y se presentaron precios máximos de bolsa muy cercanos a él, sin sobrepasarlo como ocurrió en el transcurso del Niño 2009-2010.

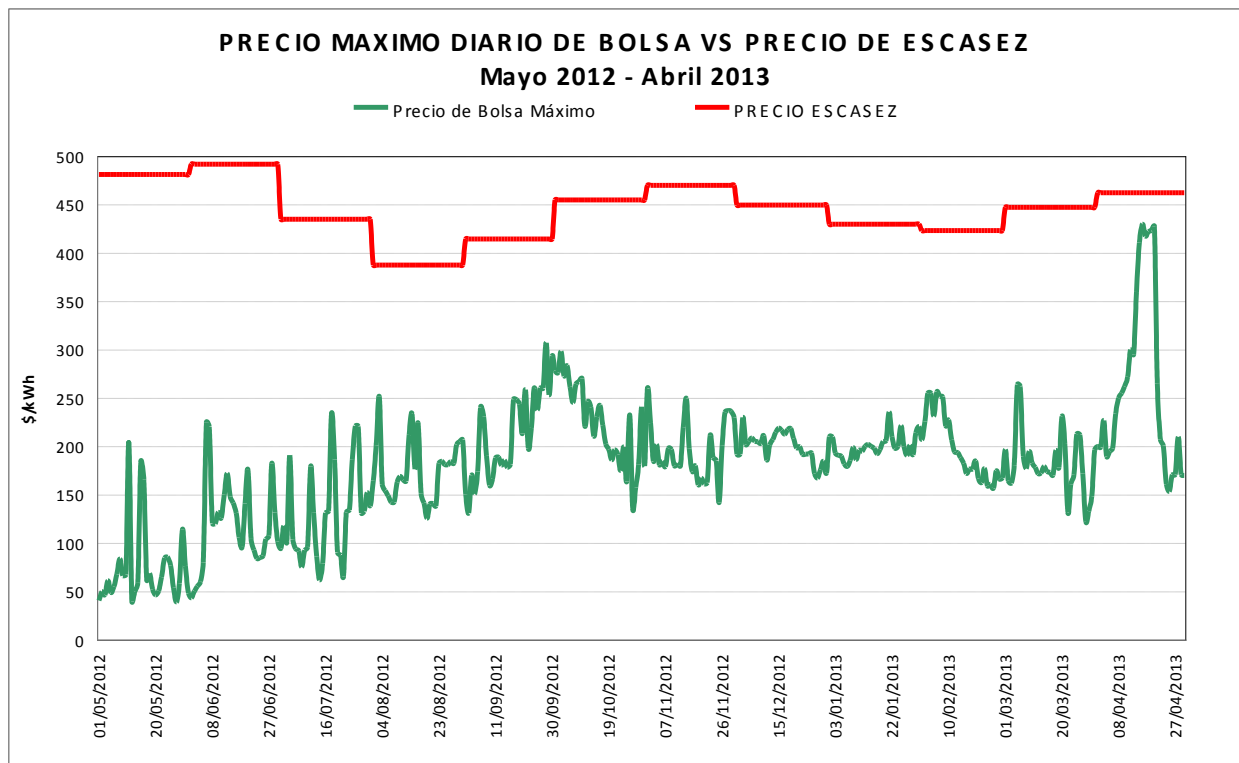


Gráfico No 13

3.2.7 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo

El gráfico No 14 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.

El gráfico permite visualizar en abril la caída del despacho de las plantas hidráulicas y el aumento de las térmicas tanto a gas como a carbón.

PRECIO DE BOLSA VS GENERACIONES POR TIPO
Noviembre 2012 - Abril 2013

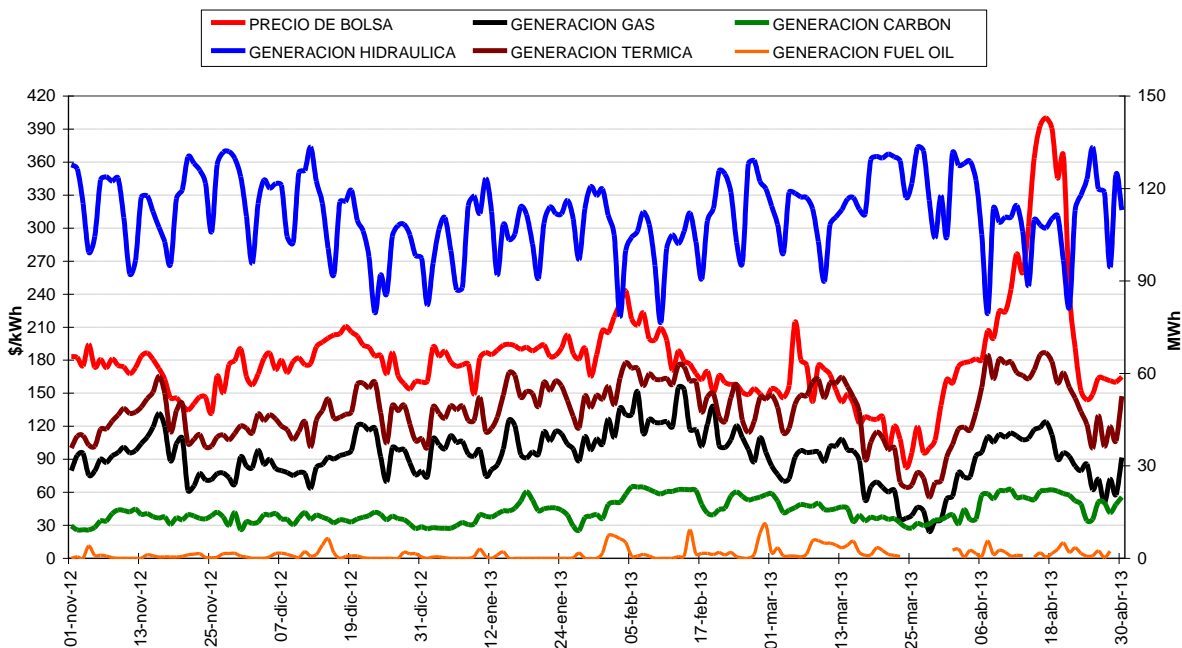


Gráfico No 14

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 15 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 abril el agente con mayores coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa continuó siendo Isagen, marcando el precio 34% del tiempo. Isagen, conjuntamente con EPM, Chivor y Emgesa marcaron el precio 80,6% del tiempo.

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

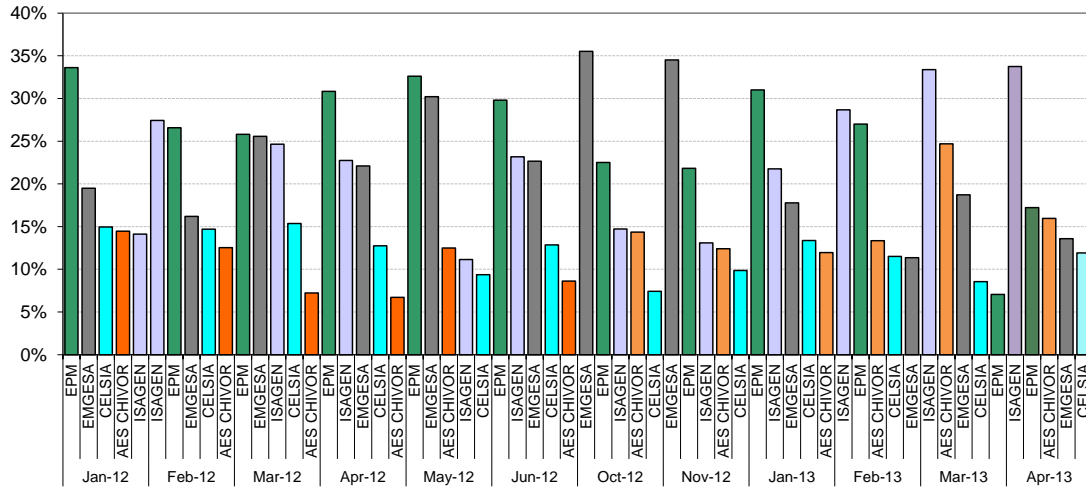


Gráfico No 15

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

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

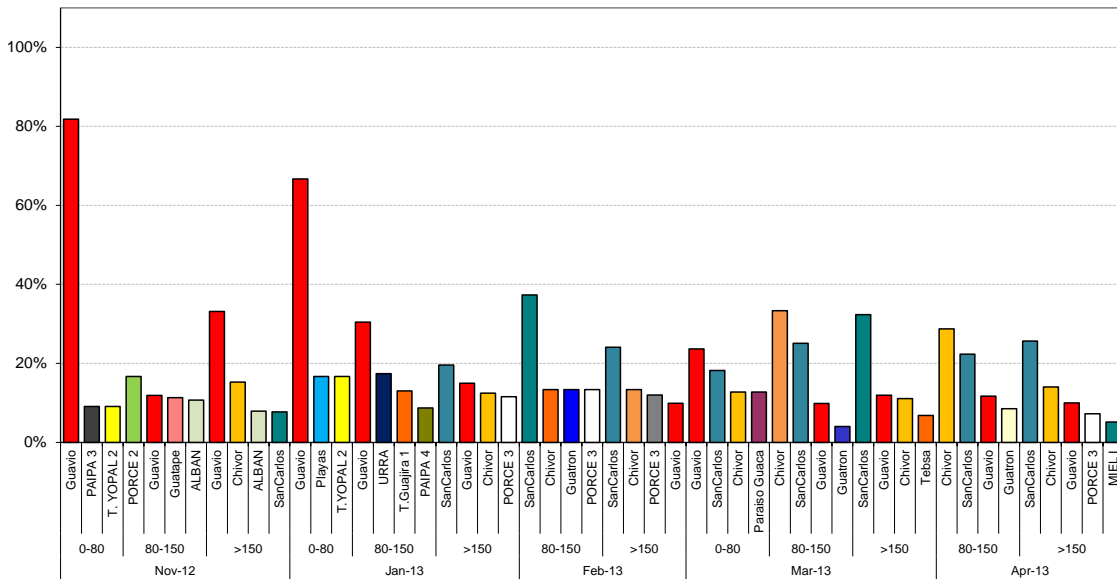


Gráfico No 16

El gráfico No 16 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.

A pesar del mayor despacho térmico en abril, las plantas con más incidencia en la formación de precios de bolsa para todas las condiciones de demanda, fueron las hidráulicas: San Carlos, Chivor, Guavio y Porce. Las altas coincidencias de las ofertas de San Carlos con el precio de bolsa, contribuyen a explicar por qué Isagen fue el agente con mayor incidencia en la formación de precios de abril.

3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

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

La estrategia de oferta de San Carlos, Chivor, Guavio y Porce es consistente con su papel en la formación de precios del Spot; estos recursos se ofertaron siguiendo el patrón explosivo de precios en el mercado, con lo cual marcaron precios y generaron. En el caso de Chivor y Guavio, con esta estrategia sostuvieron su participación en el mercado, presionaron al alza los precios y redujeron sus embalses hasta niveles verdaderamente críticos. Los embalses en Antioquia se mantuvieron en niveles medios.

Las térmicas no parecen haber contribuido en la escalada de precios de bolsa en abril, salvo los recursos que mes a mes sitúan sus ofertas fuera de los rangos de mercado, como Sierra, Candelaria y Flores 1, el resto de los jugadores ofertó a precios muy razonables; de hecho sorprenden las ofertas de Paipa VI (carbón) y Centro (gas del interior) con de ofertas cercanas a \$50/kWh y \$100\$/kWh (con picos altos) respectivamente.

Durante abril la disponibilidad de San Carlos estuvo entre 75% y 87% durante 2 semanas y Chivor y Guavio 87% durante 1 semana. Respecto a las centrales térmicas, la disponibilidad de Sierra todo el mes fue 77% y Centro 50% durante tres semanas.

3.3.4 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología

El gráfico No 17 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 y carbón, en los últimos 12 meses. Se observa claramente como las ofertas de las plantas hidráulicas determinaron el precio de bolsa con el alza correspondiente, situación que ya había sido advertida previamente.

**Ofertas Promedio Diarias por Tipo de Tecnología
Mayo 2012 - Abril 2013**

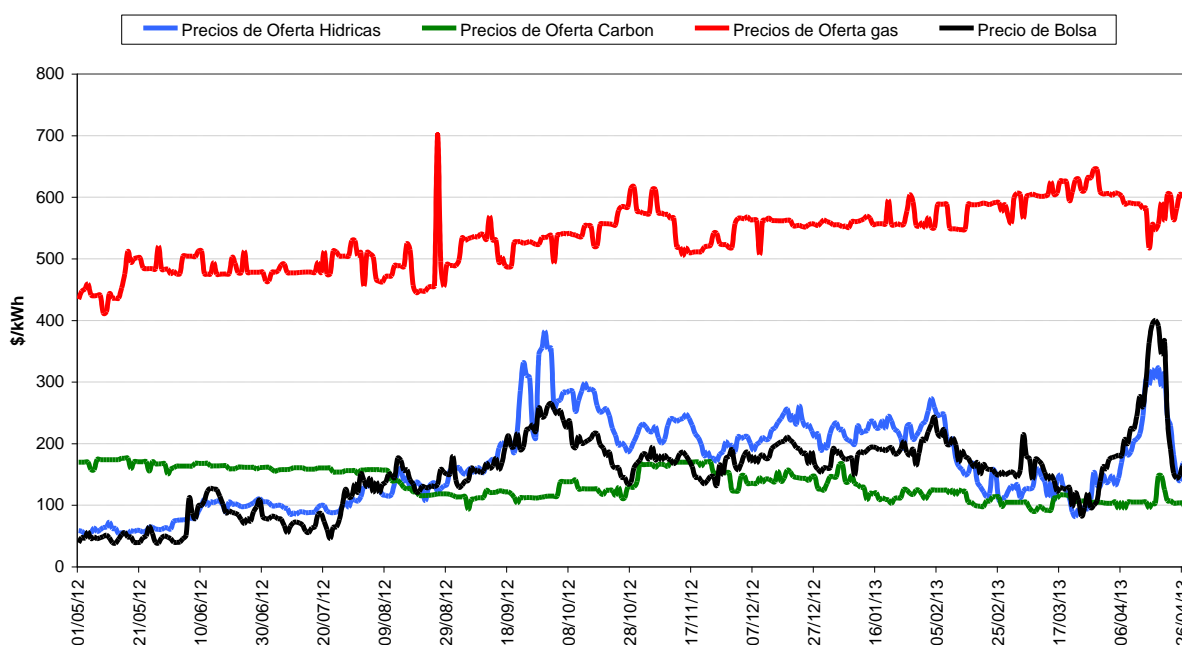


Gráfico No 17

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 18 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 función de oferta agregada, en forma consistente con los indicadores analizados, se desplazó hacia arriba en forma paralela, tal que en los rangos de demanda relevantes, la pendiente de la curva se redujo.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

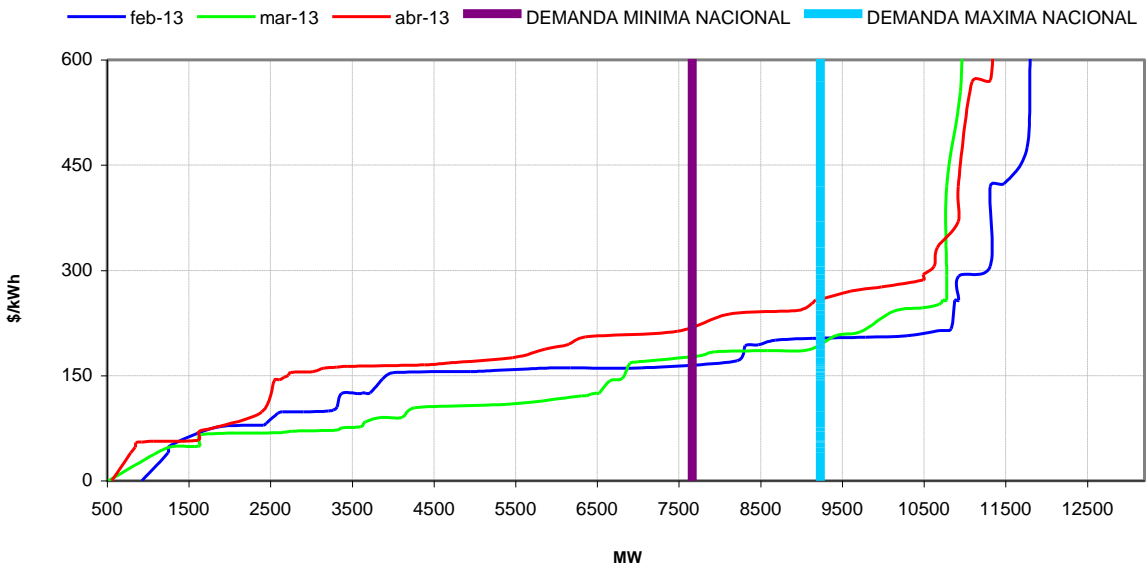


Gráfico No 18

3.3.6 Índice de Lerner Mensual

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta Noviembre 2011 - Abril 2013

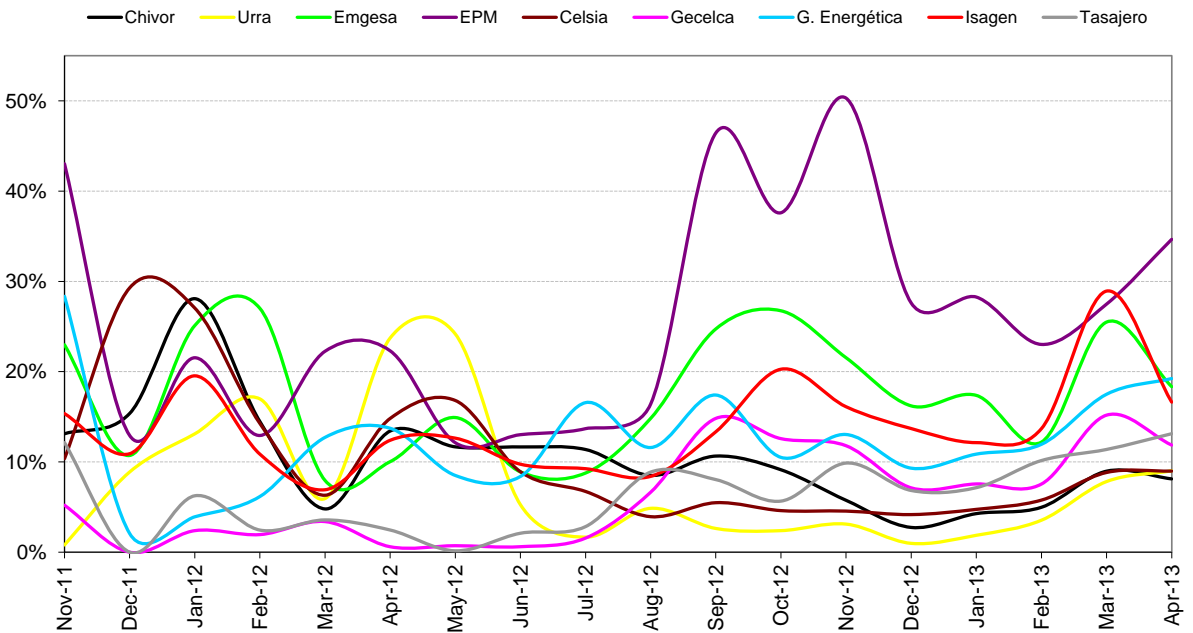


Gráfico No 19-a

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media
Noviembre 2011 - Abril 2013**

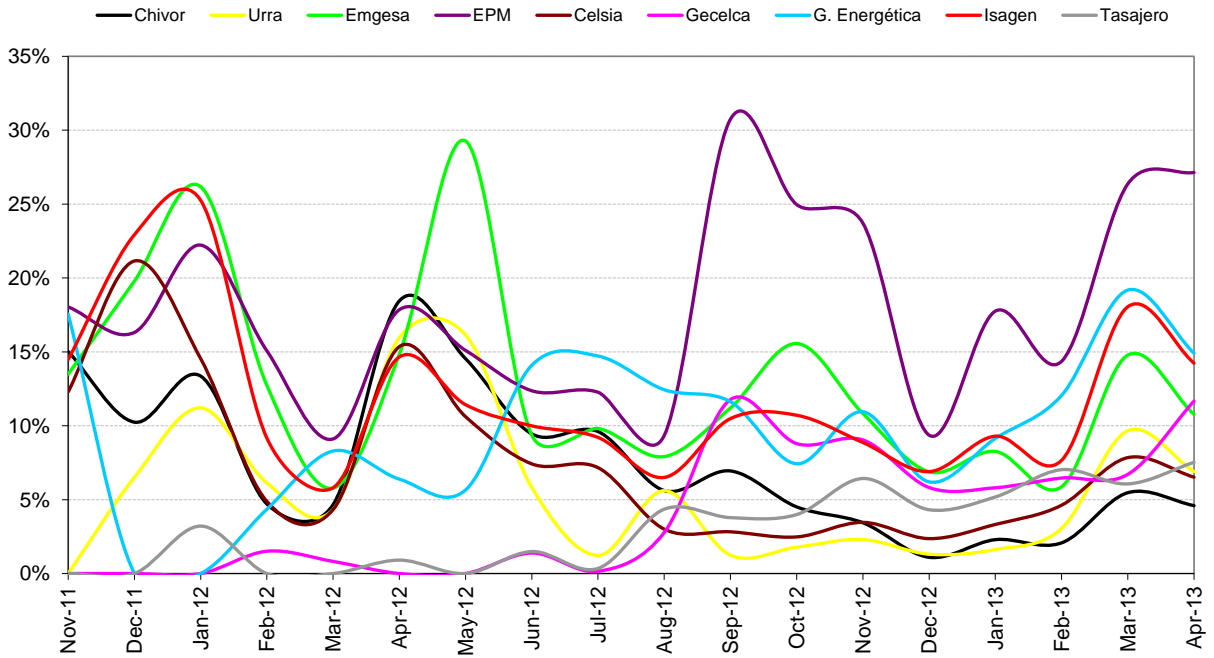


Gráfico No 19-b

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja
Noviembre 2011 - Abril 2013**

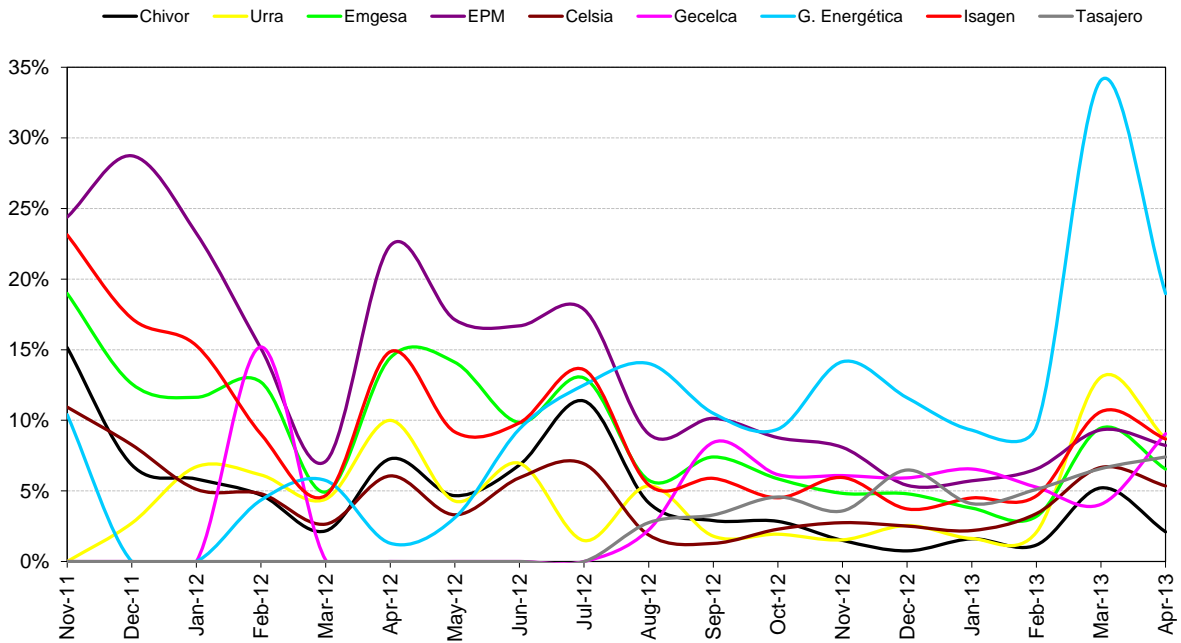


Gráfico No 19-c

Los gráficos No 19-a, 19-b y 19-c, presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja, en los últimos diez y ocho meses.

El poder de mercado de EPM en horas de demanda alta alcanzó un nivel importante de 35% y para demanda media se mantuvo en 28%. Para los demás agentes los índices de poder de mercado tuvieron valores moderados, es decir no aumentaron como consecuencia del desplazamiento hacia arriba de la totalidad de la curva de oferta.

3.3.7 Índice Residual de Suministro

Los gráficos No 20-a y 20-b presentan, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para los periodos de demanda alta y media respectivamente en los últimos diez y ocho meses.

En abril el índice en la franja de demanda alta para EPM es de 1,09 que corrobora el poder de mercado determinado mediante los indicadores de Lerner.

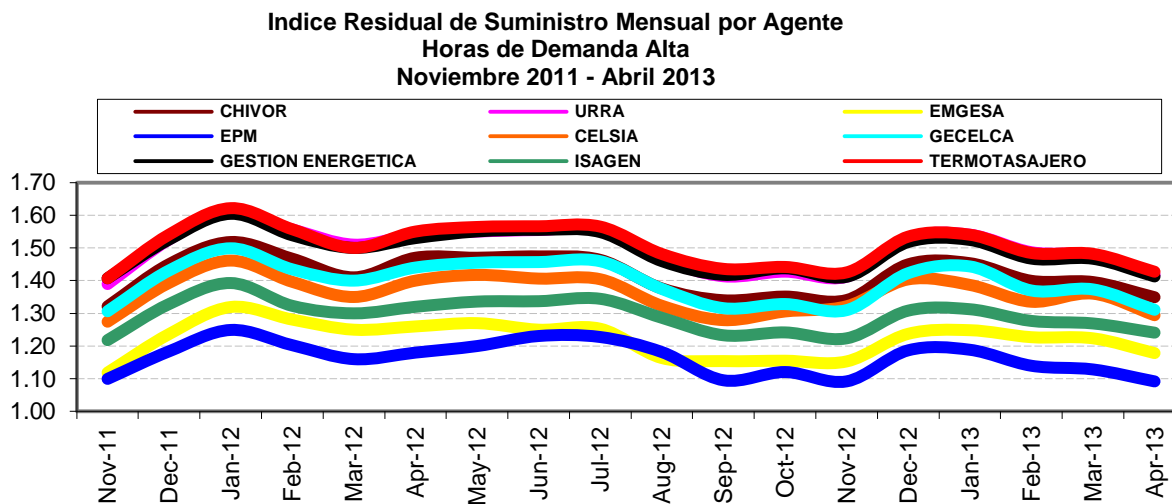


Gráfico No 20-a

**Índice Residual de Suministro Mensual por Agente
Horas de Demanda Media
Noviembre 2011 - Abril 2013**

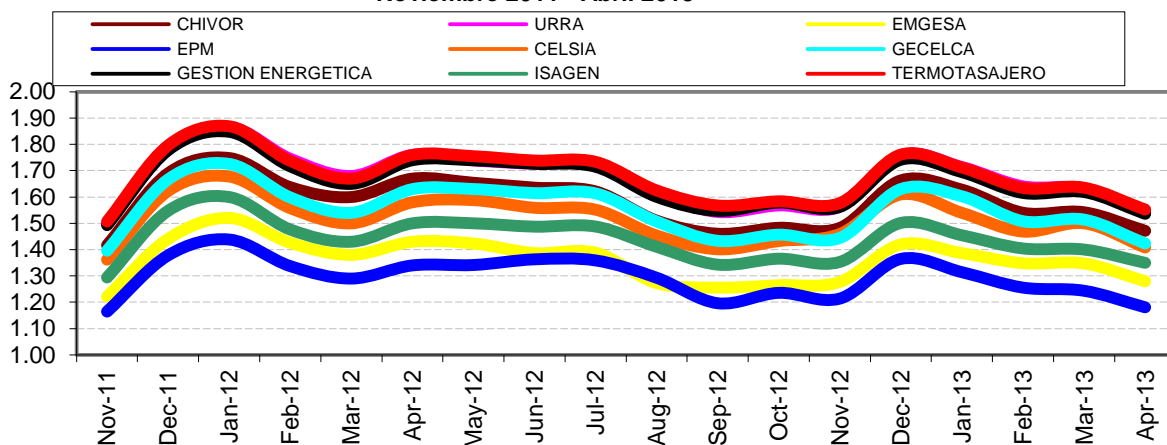


Gráfico No 20-b

3.3.8 Índice Residual de Suministro Diario

El gráfico No 21 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro diario, para el periodo de demanda alta en los últimos doce meses.

**Índice Residual de Suministro Diario por Agente
Horas de Demanda Alta
Mayo 2012 - Abril 2013**

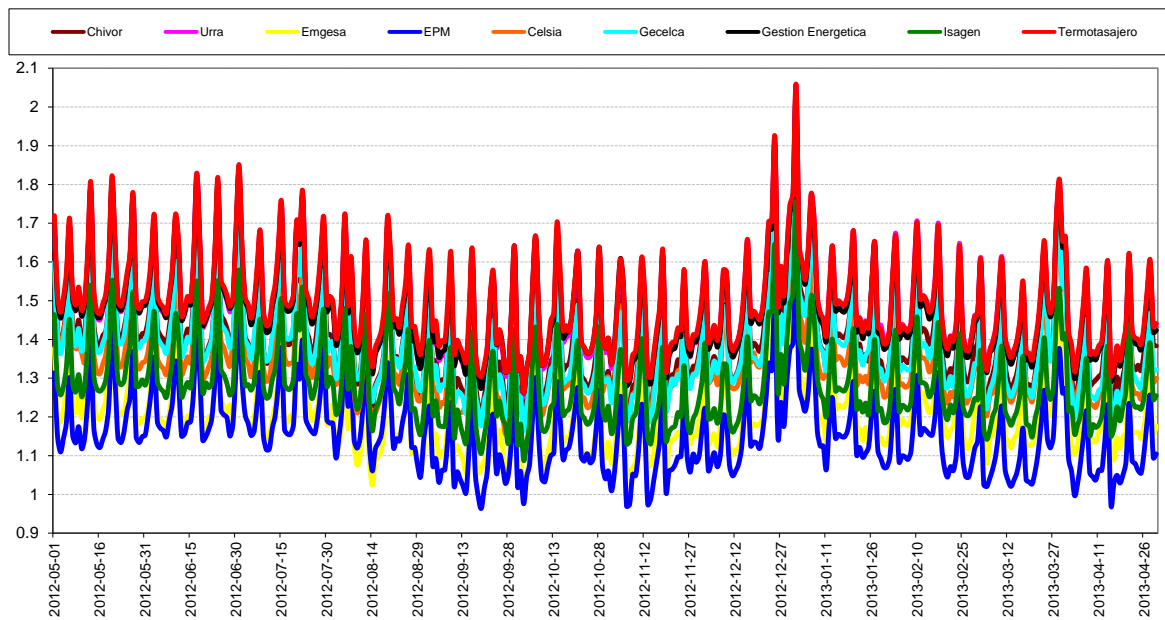


Gráfico No 21

Se observa como el agente con el menor índice residual de suministro para el periodo de demanda alta, alcanzó condición de pivotal en septiembre, octubre y noviembre de 2012 y en marzo y abril de 2013.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 22 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 abril el precio promedio se ubicó en \$300/kWh.

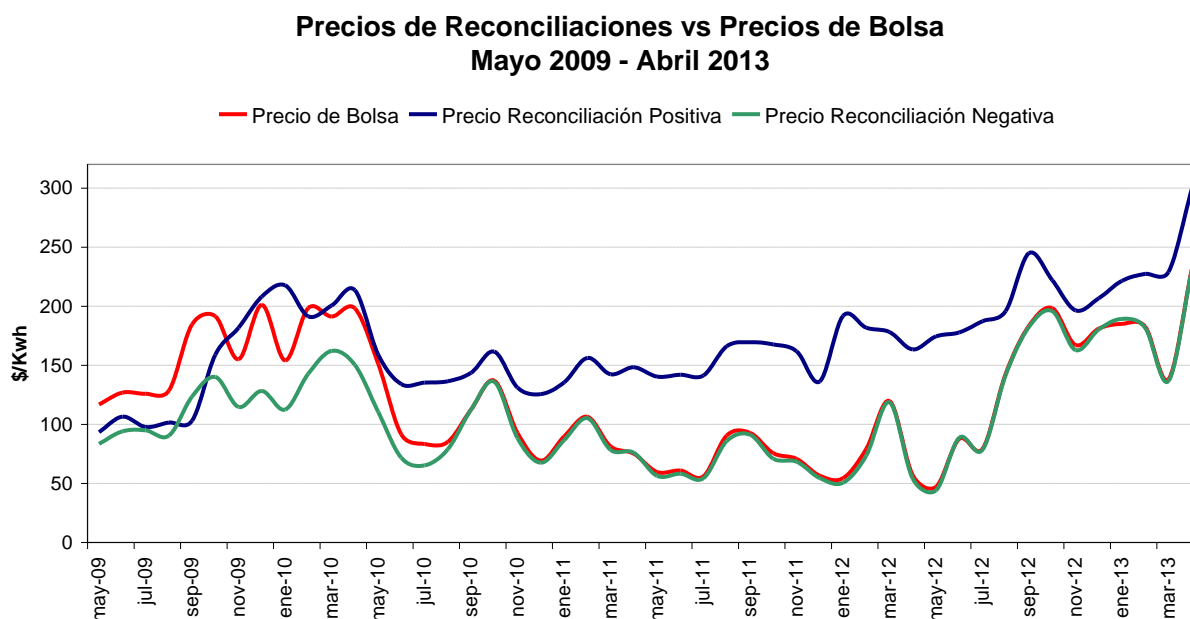


Gráfico No 22

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 23 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años. En abril la magnitud de las reconciliaciones disminuyó debido principalmente a que no se presentaron indisponibilidades en la red de transmisión.

Magnitud De Las Reconciliaciones Positivas y Negativas Mayo 2009 - Abril 2013

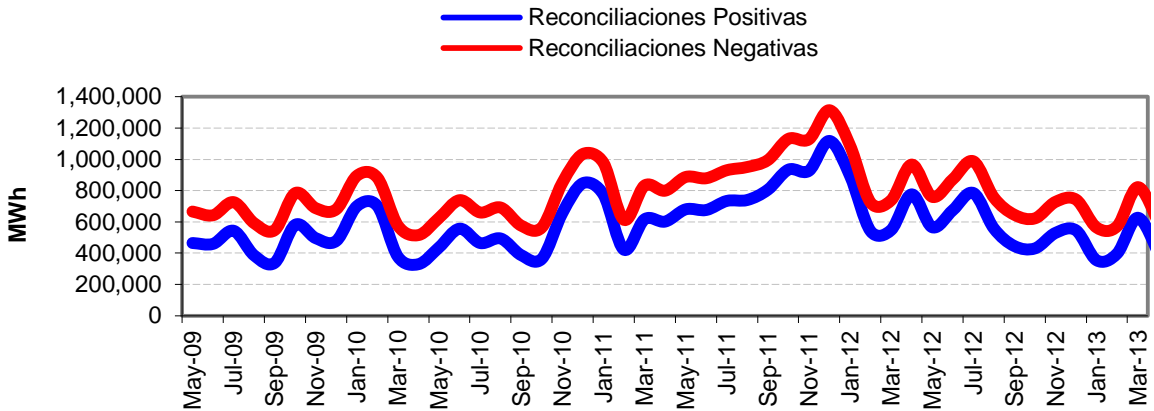


Gráfico No 23

3.4.3 Costo de Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 24 muestra el costo de las reconciliaciones positivas y negativas por zonas, a nivel mensual, para los últimos seis meses.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Noviembre 2012 - Abril 2013

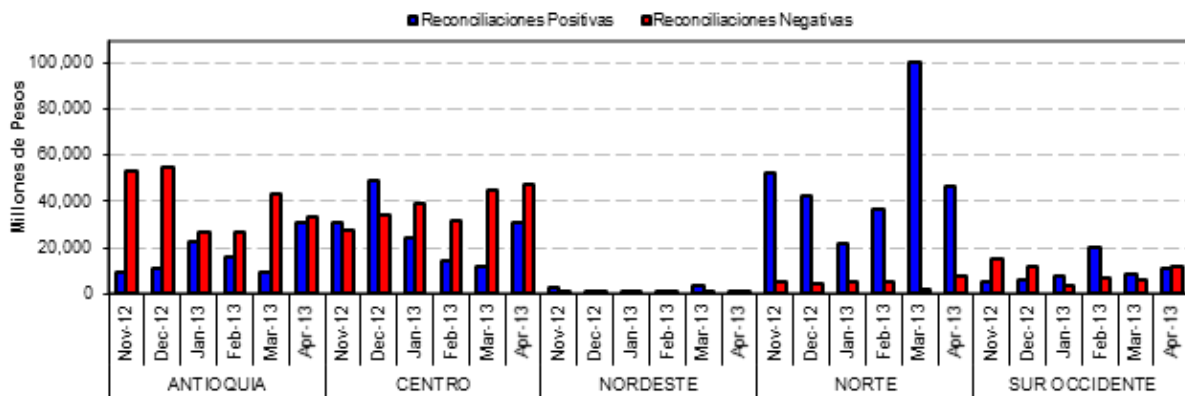


Gráfico No 24

3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

El gráfico No 25 presenta las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas a nivel mensual, para los últimos 6 meses. En abril la planta con la mayor participación en reconciliaciones del SIN fue Flores I.

**Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas
Noviembre 2012 - Abril 2013**

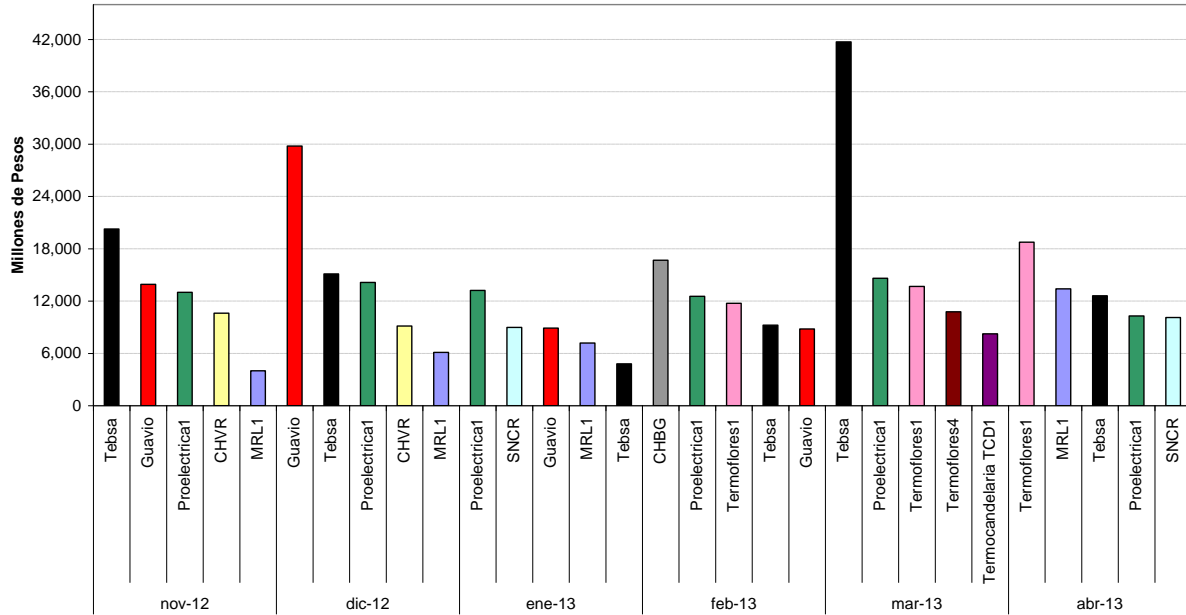


Gráfico No 25

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Generación Fuera de Mérito

El gráfico No 26 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día) generada fuera de mérito en los últimos doce meses. Como fue observado anteriormente, la magnitud de las reconciliaciones positivas en abril disminuyó y consecuentemente también se presentó disminución de las generaciones fuera de mérito.

**MAGNITUD DE GENERACION FUERA DE MERITO
Mayo 2012 - Abril 2013**

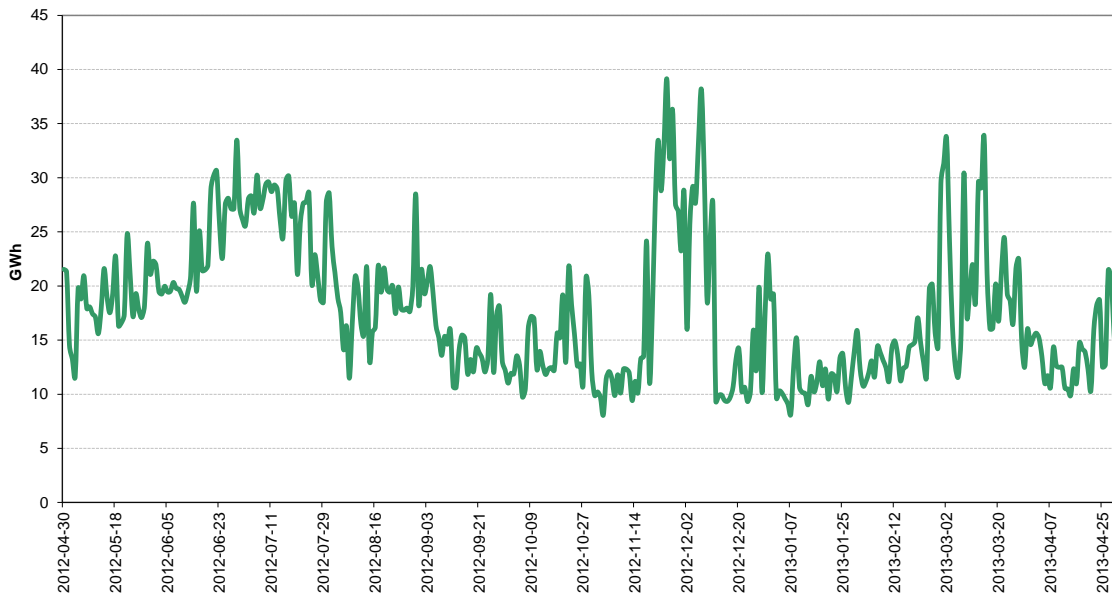


Gráfico No 26

3.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Noviembre 2012- Abril 2013**

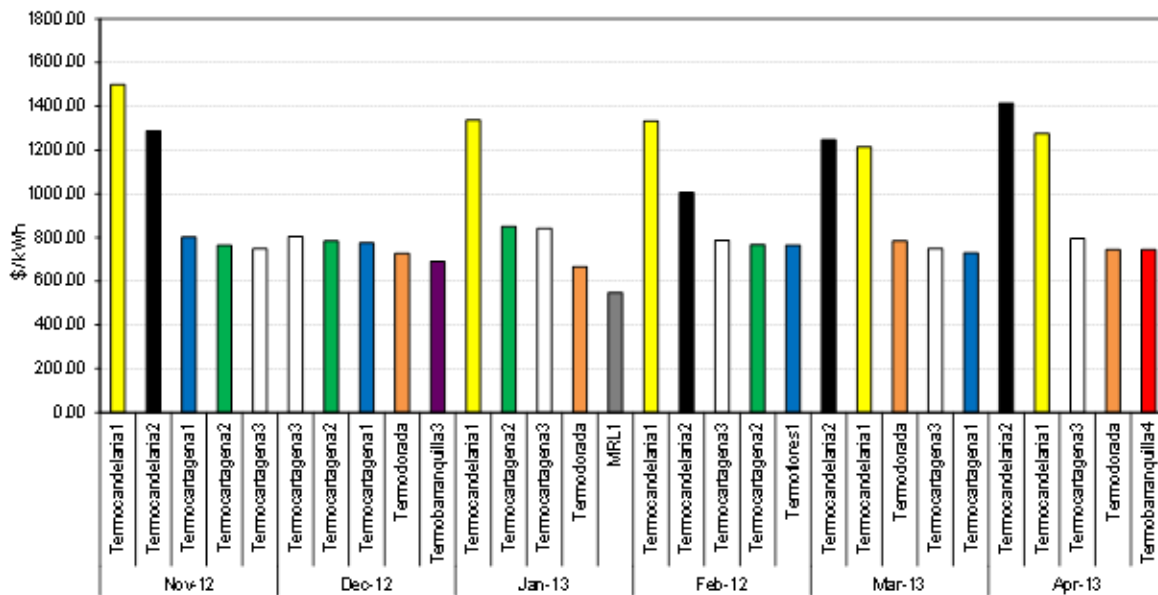


Gráfico No 27

El gráfico No 27 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses. En Termocandelaria el precio de la generación fuera de mérito sobrepasó los \$1.300/kWh.

3.5.3 Costo Mensual de Restricciones

El gráfico No 28 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 abril fue \$37.042 millones, correspondiendo a un costo unitario de \$7.20 /kWh.



Gráfico No 28

3.5.4 Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda

El gráfico No 29 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación inflexible diaria expresados como porcentaje de la demanda, para los últimos 5 meses.

PRECIO DE BOLSA VS INFLEXIBILIDADES
 Noviembre 2012- Abril 2013

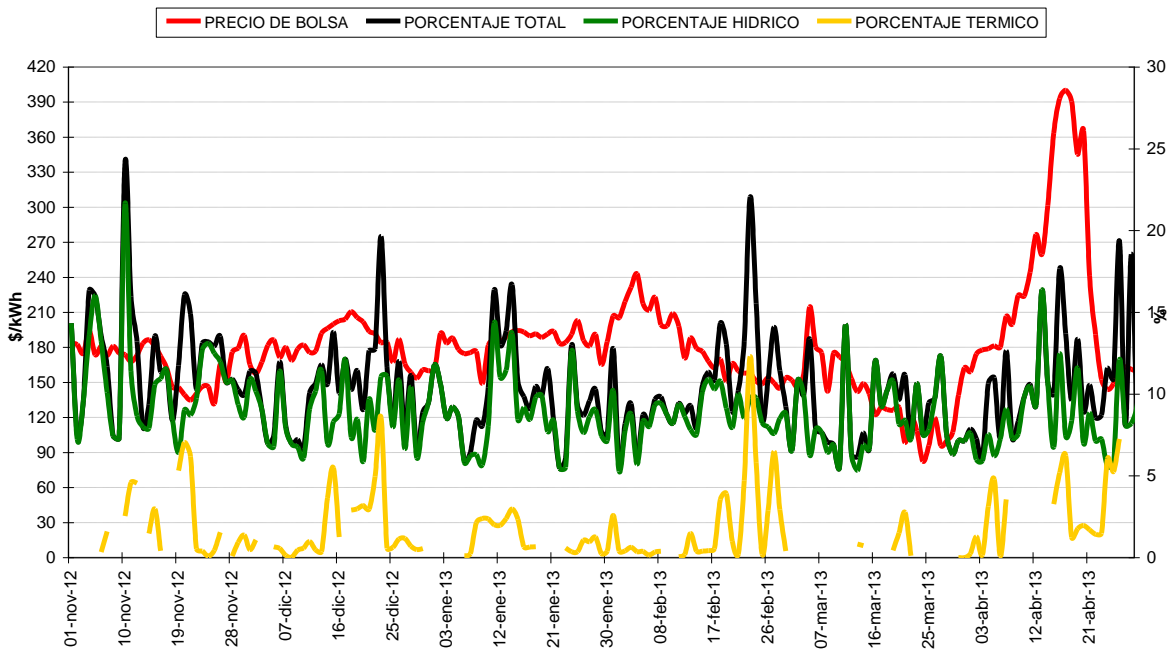


Gráfico No 29

Se observa como el total de la generación inflexible promedio está alrededor del 10% de la demanda del SIN y corresponde principalmente con generación hidráulica, las desviaciones en aumento de este valor normalmente corresponden con inflexibilidades térmicas.