

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 77 – 2013

COMPORTAMIENTO DEL MEM EN LOS ULTIMOS CUATRO AÑOS

Preparado por:

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

Bogotá, Marzo 18 de 2013

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	COMPORTAMIENTO DEL MEM EN LOS ÚLTIMOS CUATRO AÑOS.....	2
2.1	APORTES HÍDRICOS AGREGADOS	2
2.2	GENERACIÓN DEL SISTEMA.....	3
2.3	PRECIO DE BOLSA	6
2.4	OFERTAS.....	9
2.5	PODER DE MERCADO	10
2.6	RESTRICCIONES.....	13
2.7	OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME – OEF	16
2.7.1	<i>El Niño 2009 - 2010.....</i>	<i>16</i>
2.7.2	<i>Subastas OEF.....</i>	<i>17</i>
2.7.3	<i>Respaldo de OEF.....</i>	<i>18</i>
2.8	MODIFICACIONES AL DESPACHO	19
2.9	SERVICIOS SUPLEMENTARIOS	20
2.9.1	<i>Control Automático de Generación - AGC.....</i>	<i>20</i>
2.9.2	<i>Potencia Reactiva.....</i>	<i>21</i>
2.10	ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	22
2.11	CONFIABILIDAD DEL STR Y STN.....	24
2.12	REFLEXIONES	26

Resumen Ejecutivo

Teniendo en cuenta que los últimos cuatro años de desempeño del MEM, han tenido una caracterización de extremos, tales como los fenómenos del Niño y del Niña y la expectativa de nueva ocurrencia de Niño en el segundo semestre del 2012, que finalmente aunque presentó hidrologías bajas no se concretó, el CSMEM consideró de interés realizar un análisis del comportamiento del mercado en ese periodo.

A pesar del bajo nivel de los embalses al inicio del Niño 2009-2010, la contribución del parque hidráulico se mantuvo en niveles altos y los embalses descendieron a un ritmo acelerado, situación que llevó al Gobierno a intervenir el mercado. Como consecuencia de la Niña 2010-2012, la generación hidráulica y el nivel agregado del embalse se mantuvieron en valores altos, lo cual fue favorable para enfrentar el periodo de bajas hidrologías del segundo semestre del 2012.

El comportamiento del precio de Bolsa, históricamente ha mostrado una correlación negativa con el nivel del embalse agregado del SIN; sin embargo en los inicios del Niño 2009-2010 y hasta la intervención del mercado, con bajos niveles del embalse agregado ocurrieron precios relativamente bajos de Bolsa y en el segundo semestre del 2012, con un nivel relativamente alto del embalse agregado, los precios igualaron los del Niño 2009-2010.

Durante la Niña se presentaron precios spot muy bajos; no obstante también se presentaron precios máximos elevados en horas de demanda pico, debido a la necesidad de utilizar generación térmica con combustibles líquidos. En enero de 2013 se registró un record histórico en el precio de bolsa que superó los niveles reportados durante el Niño 2009- 2010.

Durante el Niño 2009-2010 los indicadores de poder de mercado alcanzaron valores excesivos, la evaluación realizada por Wolak concluye que pudo existir ejercicio unilateral del poder de mercado por parte de algunos agentes, que indujeron en unos casos los precios de bolsa al alza y en otros casos a la baja. Durante la Niña también se presentó poder de mercado unilateral de algunos agentes, lo mismo ocurre desde septiembre del 2012.

A partir del año 2011 la magnitud de las reconciliaciones positivas prácticamente se triplicó y volvieron a disminuir en el segundo semestre del año 2012, sin embargo esta disminución está asociada principalmente a los altos precios del spot, que permiten que buena parte de la generación de seguridad resulte en mérito. En general la causa

principal del costo de las restricciones se debe a las generaciones de seguridad asociadas con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje.

El comportamiento del Cargo por Confiabilidad bajo condiciones de Niño y restricciones en abastecimiento de gas, reveló dos características atípicas del mercado, la primera es la persistencia del parque hidráulico en fijar los precios de bolsa; la segunda es el acotamiento que impone el precio de escasez a los precios de oferta de las hidráulicas. La intervención del mercado no permitió probar la operatividad del cargo por confiabilidad, con respecto a asegurar el suministro de la demanda por parte del parque generador, bajo condiciones críticas.

A finales del 2011 se realizó la segunda subasta de OEF para asignaciones desde diciembre del 2015; ingresó al sistema una energía total de 10.520 GWh-año con una capacidad instalada total en proyectos nuevos de 1.015 MW. En julio y noviembre del 2012 se realizaron las primeras subastas de Reconfiguración de Venta, para corregir el exceso de demanda proyectada en el periodo 2012-2013; en ellas se asignaron obligaciones de venta por 8.2 GWh-día en Termocol, Amoyá y Gecelca 3.

Los contratos de gas natural para las plantas térmicas se han venido reduciendo y consecuentemente la ENFICC soportada con gas se sustituye por combustibles líquidos. Esta situación es un contrasentido, porque incentiva la utilización de combustibles líquidos importados para brindar un abastecimiento confiable de electricidad, cuando es conocido que no existe la infraestructura y logística necesaria para cubrir este crecimiento estimado de líquidos y además, implicará un incremento importante en las tarifas de electricidad. Así mismo, 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.

En el periodo de análisis se modificó el despacho, separando las ofertas de precio de los generadores térmicos, en ofertas de suministro de energía y ofertas para el arranque y parada de los generadores y se cambió la metodología de obtención del despacho ideal, con base en una optimización del costo diario de la generación y el cambio en la consideración de las generaciones inflexibles.

Teniendo en cuenta la declinación de la producción en los pozos existentes, con las reservas actuales de gas natural y si no ocurre ningún descubrimiento importante, el país se autoabastecería de gas solamente hasta el año 2017; sin considerar la probabilidad de ocurrencia de un Niño en el periodo 2013 - 2017, la cual requeriría volúmenes adicionales importantes de gas en ese caso. Actualmente el déficit existente

en el suministro de gas natural para las plantas térmicas, se soluciona con la sustitución por combustibles líquidos.

Hoy en día el precio de gas Guajira se encuentra en US\$5.90/MBTU mientras el referente en Henry Hub se está transando a US\$3.72/MBTU, dejando claro que el gas regulado en boca de pozo está a un precio muy por encima de los referentes internacionales y el costo de este insumo es el principal determinante del precio de la electricidad, ayudando a entender porque el precio de la energía eléctrica en Colombia se alejó de los referentes en otros mercados no subsidiados de la región.

Dos temas relativos a los servicios complementarios, merecen atención dentro del MEM y una revisión a fondo de sus aspectos regulatorios: el Control Automático de Generación – AGC y el suministro de potencia reactiva y control de voltajes.

Los problemas de las redes del sistema de transmisión regional identificados en el pasado, persisten dado que no se han realizado las expansiones requeridas del STR en forma oportuna, lo cual pone en riesgo la confiabilidad de todo el sistema. La situación actual ocasiona problemas de voltaje y suministro de potencia reactiva, que se suplen desde el STN con generaciones de seguridad y otros mecanismos. La expansión requerida no se ha llevado a cabo, en parte debido a los vacíos regulatorios existentes y además por permitir a los operadores de red, que libremente realizaran oportunamente las obras de expansión requeridas en sus áreas de influencia.

1 Introducción

El presente informe realiza un análisis de los últimos cuatro años de desempeño del MEM, que comprende comportamientos extremos, tales como los fenómenos del Niño y del Niña y la expectativa de nueva ocurrencia de Niño en el segundo semestre del 2012.

El análisis se desarrolla en base al comportamiento observado de los aportes hídricos, la generación del sistema, el precio de bolsa, las ofertas de los generadores, los indicadores de poder de mercado y las restricciones presentadas en el sistema.

Por otra parte se evalúan las Obligaciones de Energía Firme en lo referente al comportamiento durante el Niño 2009-2010, las subastas realizadas en el periodo de estudio y la confiabilidad del respaldo que ocurre hoy en día con la sustitución del gas natural por combustibles líquidos.

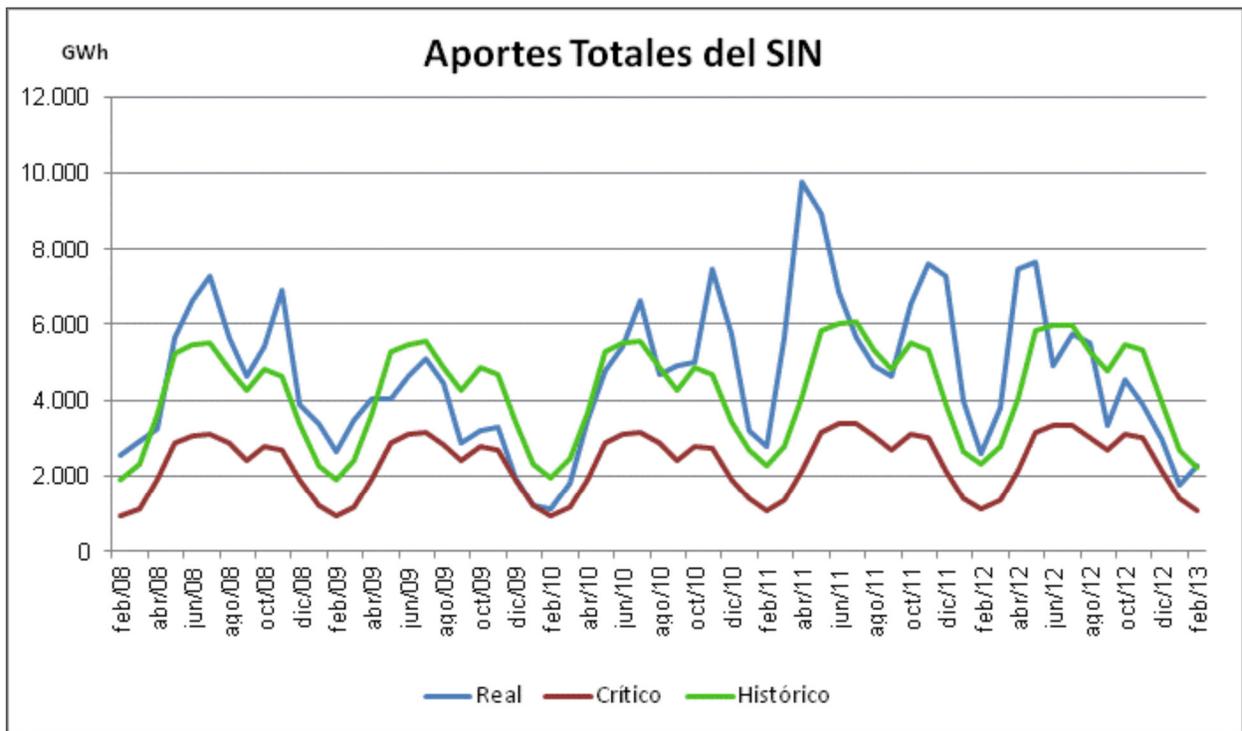
Otros eventos considerados en el análisis son la confiabilidad que presentan los sistemas de transmisión STN y STR, las modificaciones efectuadas al despacho de generación, el suministro y transporte del gas natural y la problemática que presentan los servicios suplementarios correspondientes al AGC y la potencia reactiva.

2 Comportamiento del MEM en los Últimos Cuatro Años

Teniendo en cuenta que los últimos cuatro años de desempeño del MEM, han tenido una caracterización de extremos, tales como los fenómenos del Niño y del Niña y la expectativa de nueva ocurrencia de Niño en el segundo semestre del 2012, que finalmente aunque presentó hidrologías bajas no se concretó, se consideró de interés realizar un análisis retrospectivo y comparativo del comportamiento del mercado.

2.1 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 1 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados mensuales, comparados con los aportes medios históricos y los aportes críticos (corresponden al 95% de probabilidad de ser superados). Se observa claramente la presencia de los fenómenos del Niño 2009 – 2010 y la Niña 2010 – 2012, seguidos por una disminución importante de los aportes hídricos a partir de septiembre de 2012.



Fuente: XM, Informe consolidado del mercado – Marzo de 2013

Gráfico No 1

En el primer semestre del año 2012, las agencias meteorológicas internacionales pronosticaron la posibilidad de ocurrencia del Niño 2012-13. A partir del mes de junio de 2012, se presentaron aportes hidrológicos inferiores a la media histórica, especialmente en septiembre, que confirmaban la presencia del Niño; sin embargo, el pronóstico oficial fue revaluado y solo confirmaba las condiciones de un ENSO-neutral/El Niño débil para el 2012-13.

Al comparar los aportes hídricos a partir de septiembre de 2012, con los aportes que ocurrieron durante el Niño 2009-2010, se observa que tienen un comportamiento similar, aunque definitivamente éstos últimos fueron más críticos. No obstante, es importante mencionar que este comparativo se realiza con los aportes energéticos equivalentes a los embalses del SIN, los cuales para el año 2012 se incrementaron con la entrada de las centrales hidráulicas Porce 3 y Cucuana y paralelamente una revisión de los factores de conversión de las plantas Guadalupe III, IV, Playas y Guatapé, redujeron la capacidad energética de los embalses de Miraflores, Troneras, Playas y Peñol respectivamente.

2.2 Generación del Sistema

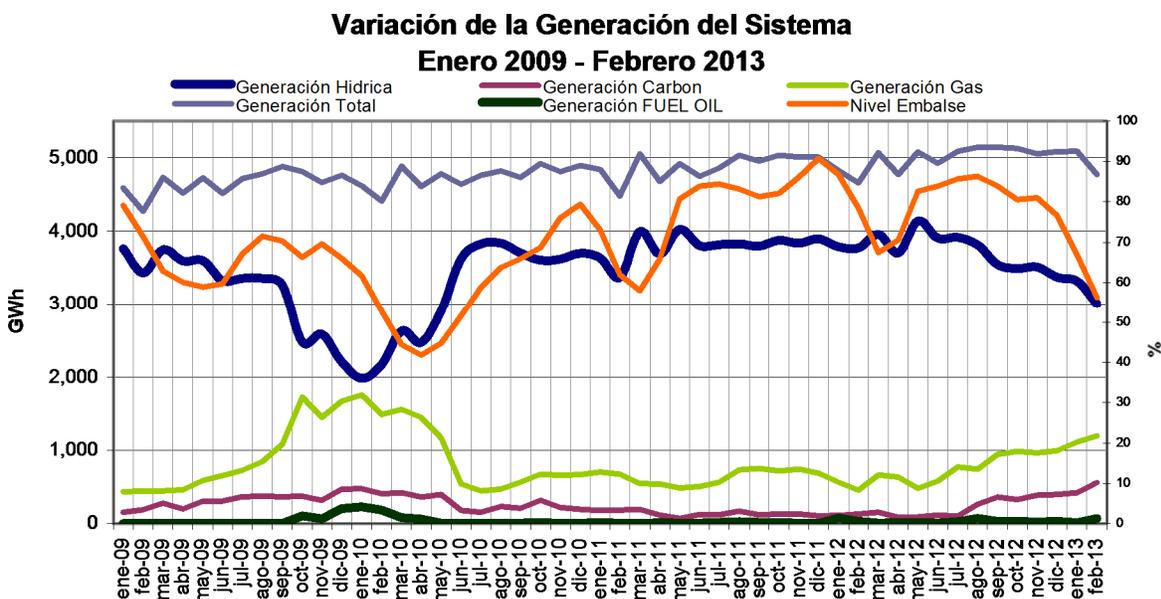


Gráfico No 2

El gráfico No 2 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón, gas y combustibles líquidos, la generación hidráulica y el total del sistema, así como el nivel porcentual del embalse agregado del SIN, para los cuatro últimos años.

A pesar del bajo nivel de los embalses al inicio del Niño 2009-2010 (nivel agregado en 60%), la contribución del parque térmico a la generación se mantuvo en niveles bajos y en consecuencia, los embalses descendieron a un ritmo acelerado. Esta situación llevó al Gobierno a imponer en octubre de 2009, una serie de reglas de despacho transitorias que elevaron al máximo la generación térmica y redujeron la probabilidad de un racionamiento en los primeros meses del 2010. El gobierno nacional también ordenó restringir las exportaciones de gas y electricidad, lo cual conllevó a proteger el nivel del embalse agregado y a reducir las limitaciones en el suministro de gas en el interior del país.

A partir del segundo semestre del 2010 y hasta el primer semestre de 2012, periodo de ocurrencia del fenómeno de la Niña, tanto la generación hidráulica como el nivel agregado del embalse se mantuvieron en valores altos, situación que fue favorable para enfrentar el periodo de bajas hidrologías del segundo semestre del 2012, donde la reducción de la generación hidráulica se compensó con generación térmica a gas y carbón.

De otra parte, el gráfico No 3 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.

Se observa como durante el Niño 2009-2010, la reserva de potencia del sistema alcanzó a descender a niveles del 10%, debido principalmente al mantenimiento del parque térmico que estaba postergado por las condiciones de generación forzada existentes. Hoy en día, a pesar del crecimiento de la demanda del SIN, los niveles de disponibilidad de capacidad permiten contar con unas reservas de potencia superiores al 25%.

DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL Enero 2009 - Febrero 2013

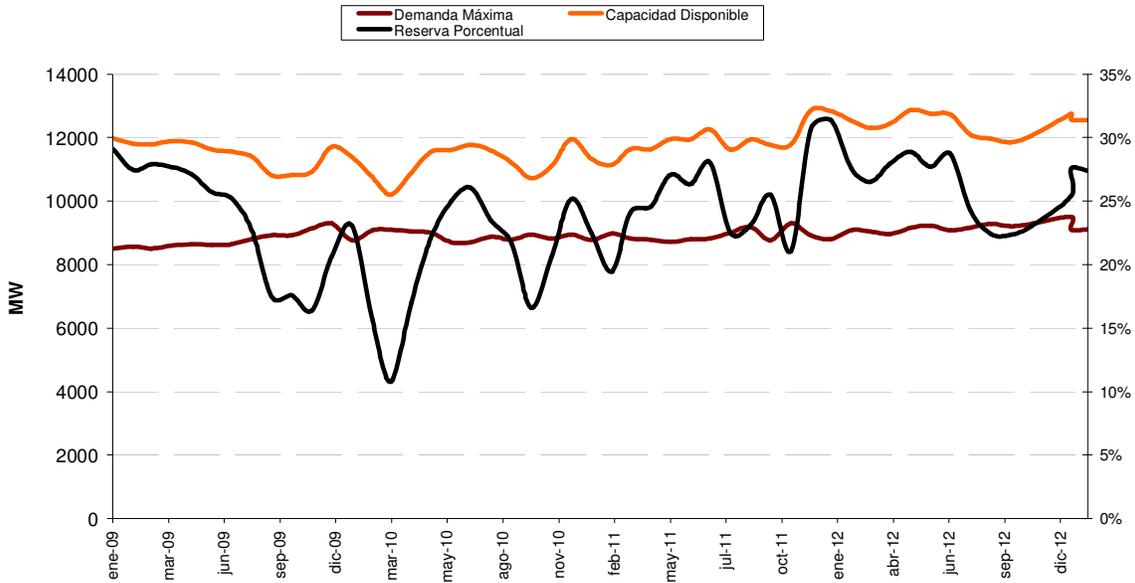


Gráfico No 3

Exportaciones - Importaciones de Energía Enero 2009 - Febrero 2013

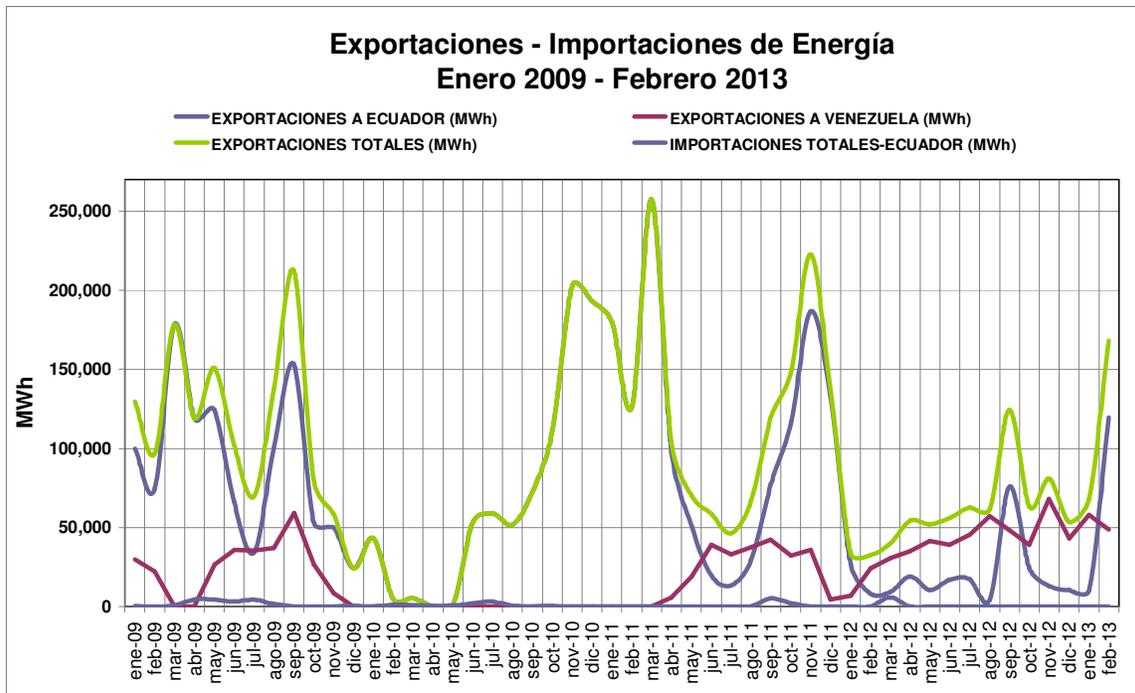


Gráfico No 4

El gráfico No 4 muestra las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos cuatro años; durante el segundo semestre del 2012, las exportaciones de energía fluctuaron entre el 1% y 2% de la generación total del SIN y a partir del año 2013 las exportaciones a Ecuador han repuntado.

2.3 Precio de Bolsa

El gráfico No 5 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 4 años.

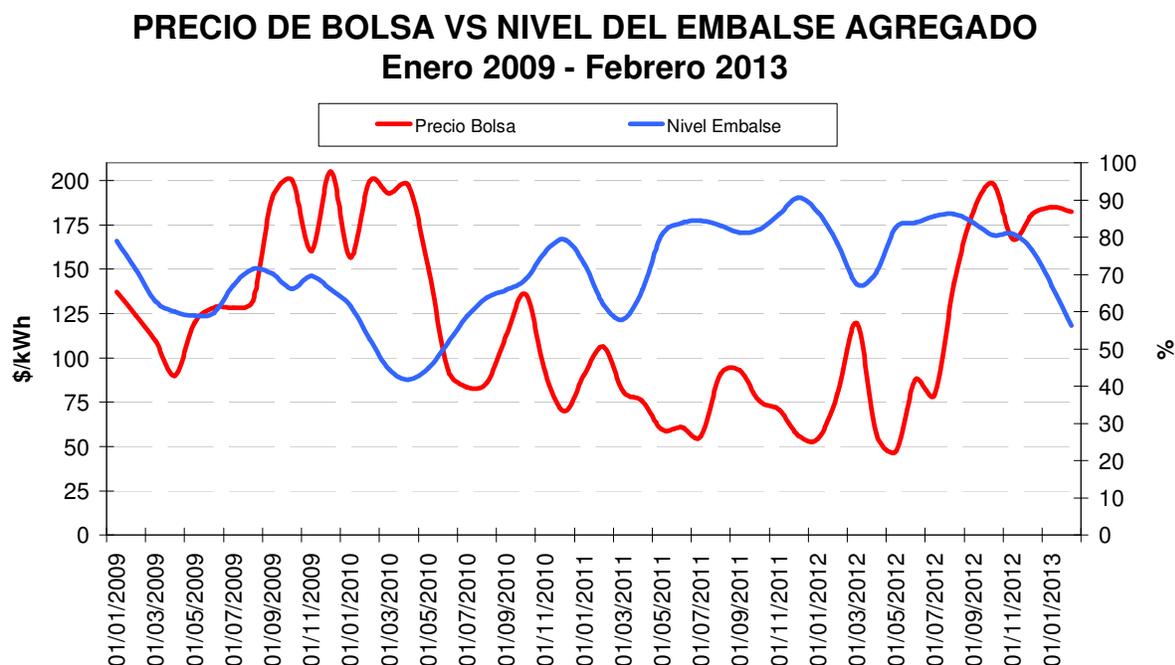


Gráfico No 5

En general el comportamiento del precio de Bolsa en el MEM ha mostrado una correlación negativa con el nivel del embalse agregado del SIN; sin embargo en el periodo de análisis se observan dos excepciones: a) en los inicios del Niño 2009-2010 y hasta la intervención del mercado, con bajos niveles del embalse agregado ocurrieron precios relativamente bajos de Bolsa, b) en el segundo semestre del 2012, con un nivel relativamente alto del embalse agregado, los precios igualaron los del Niño 2009-2010.

El gráfico No 6 presenta los precios de Bolsa diarios y los compara con los promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

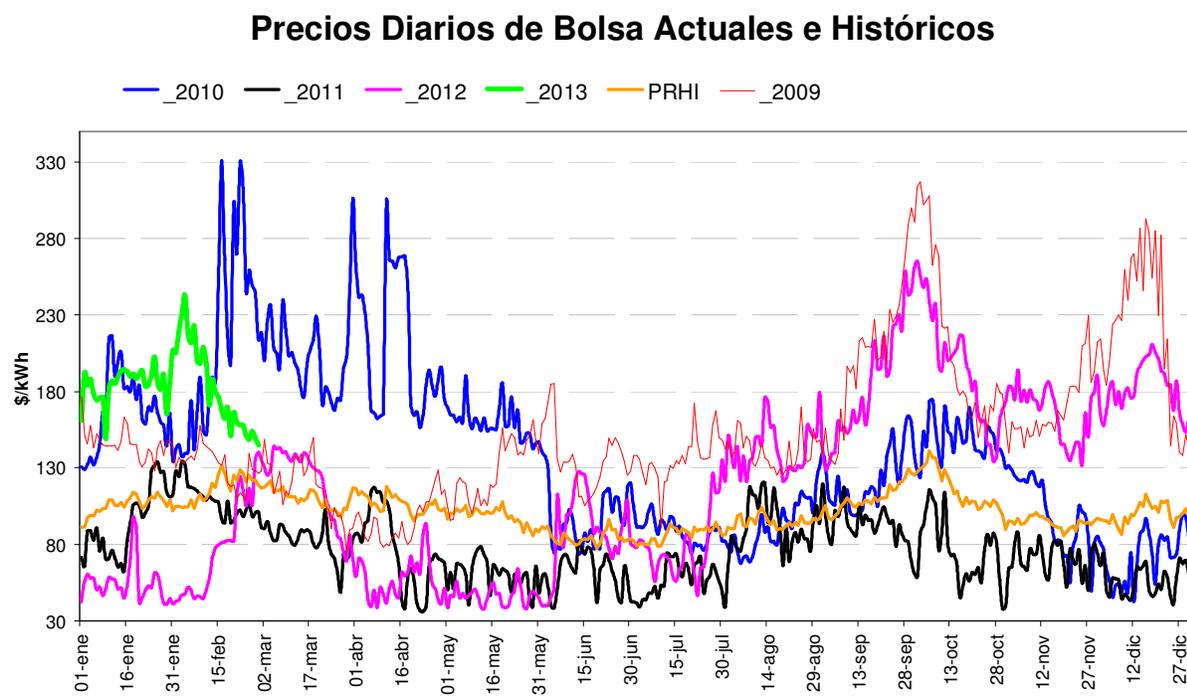


Gráfico No 6

En agosto de 2009 se desató un proceso de alza en el precio de Bolsa, como respuesta al bajo nivel de los embalses y las perspectivas de hidrologías bajas. No obstante a mediados de diciembre de 2009 y en enero de 2010, en pleno Niño, se presentó un precio de Bolsa bajo, en el que influyeron en primer lugar las modificaciones regulatorias: ofertas para el costo de arranque y parada de las plantas térmicas y aumento de la generación inflexible, y en segundo lugar la intervención del mercado que por las “cuotas de generación térmica”, indujo a los hidráulicos a minimizar los precios de oferta para maximizar las reconciliaciones negativas, redujo el espacio de demanda residual y estos agentes generaron el máximo posible para evitar cubrir sus ventas en contratos mediante compras en el spot a precios elevados y además las ofertas de las plantas despachadas por generación forzada, se liquidaban a costos regulados y no se consideraban en el cierre de precio de bolsa.

El Fenómeno de la Niña generó niveles de lluvias que en algunos meses doblaron los registros de la última década, dando por resultado vertimientos significativos en los embalses y precios spot muy bajos, que se acercaron en varias ocasiones al mínimo

permitido por la regulación; no obstante también se presentaron precios máximos elevados asociados a horas de demanda pico, que exigieron generación térmica para cubrir la demanda con plantas a gas, utilizando combustibles líquidos.

El patrón de la serie de precios observada durante el segundo semestre de 2012 no dista mucho del que se presentó en 2009 en pleno Niño y con el mercado intervenido, a pesar de las condiciones relativamente favorables en el nivel del embalse agregado.

Como se observa en el gráfico, en enero de 2013 se registra un record histórico en el precio de Bolsa, que durante varios días, superó los niveles reportados durante el Niño 2009- 2010.

Finalmente el gráfico No 7 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.

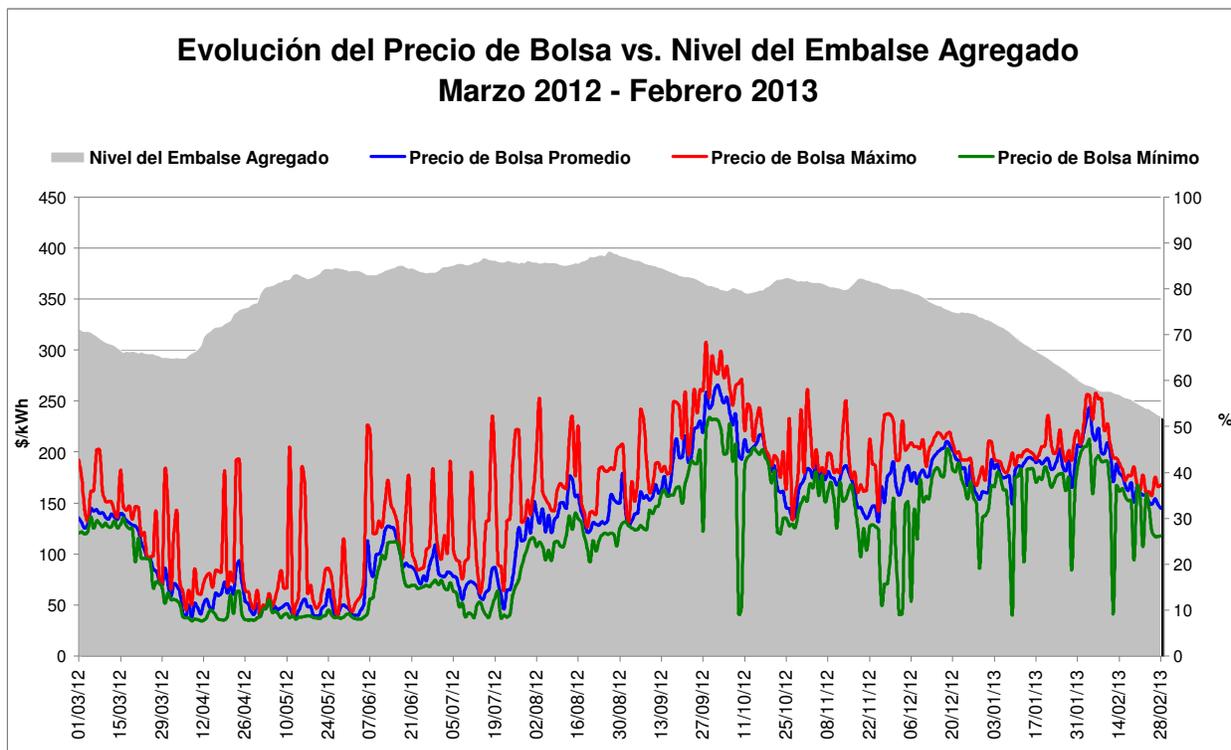


Gráfico No 7

Se observa una caída pronunciada en el nivel de embalse agregado, asociada con el verano y los aportes por debajo de los promedios históricos. Aun así, los niveles registrados en enero y febrero no son críticos, pero los precios de Bolsa se han

sostenido en niveles elevados, tras la vertiginosa escalada que se desató desde mediados del 2012.

2.4 Ofertas

El gráfico No 8 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total, y el precio de escasez.

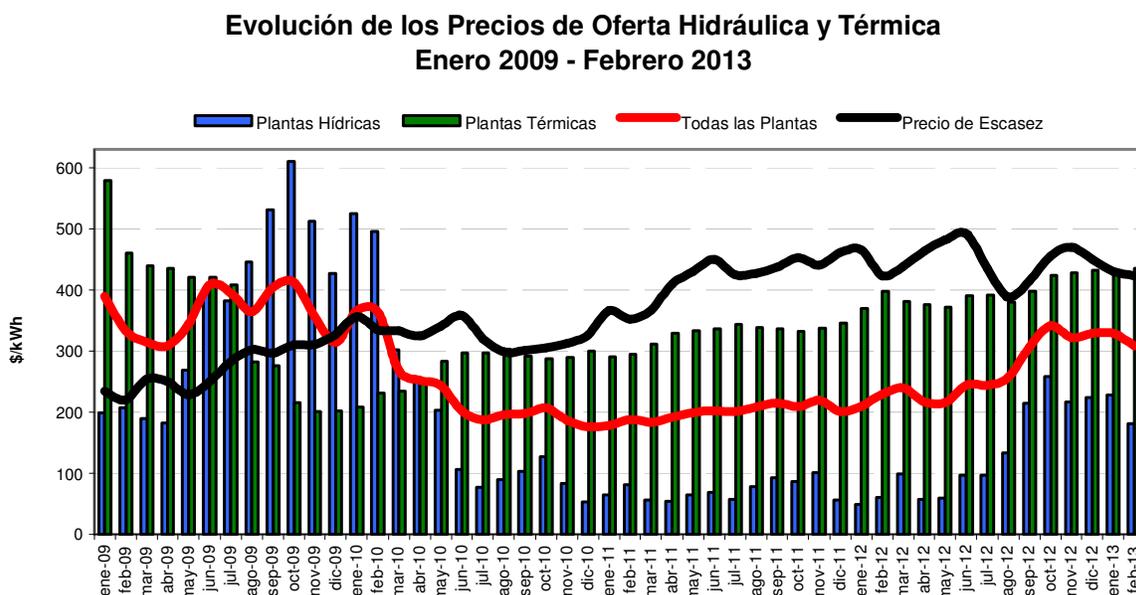


Gráfico No 8

Como parte de los cambios regulatorios durante el Niño 2009-2010, la información de ofertas al mercado se mantenía confidencial durante 3 meses, esta medida estaba dirigida a mitigar el uso del poder de mercado, limitando el acceso a la información del comportamiento de los competidores. Actualmente el periodo de confidencialidad solo cubre los días calendario del último mes.

Como se ha mencionado anteriormente, en el inicio del Niño 2009-2010 las ofertas de los generadores hidráulicos fueron bajas, a partir de la intervención del mercado tomaron valores muy elevados y durante la Niña 2010-2012 fueron muy bajas.

En el periodo de baja hidrología del segundo semestre del 2012 aunque las ofertas hidráulicas aumentaron, su valor promedio fue inferior a las del Niño 2009-2010. En consecuencia, los precios altos de bolsa del segundo semestre del 2012 se deben principalmente a las altas ofertas de los generadores térmicos a gas. Esto ocurre

debido a que el precio del gas natural regulado para la Guajira persiste en un nivel cercano a los US\$ 6/MBTU, muy por encima de los referentes internacionales y el costo de este insumo es el principal determinante del precio de la electricidad, ayudando a entender porque el precio de la energía eléctrica en Colombia se alejó de los referentes en otros mercados no subsidiados de la región.

2.5 Poder de Mercado

Los gráficos No 9-a y 9-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. De otra parte el gráfico No 9-c muestra el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta.

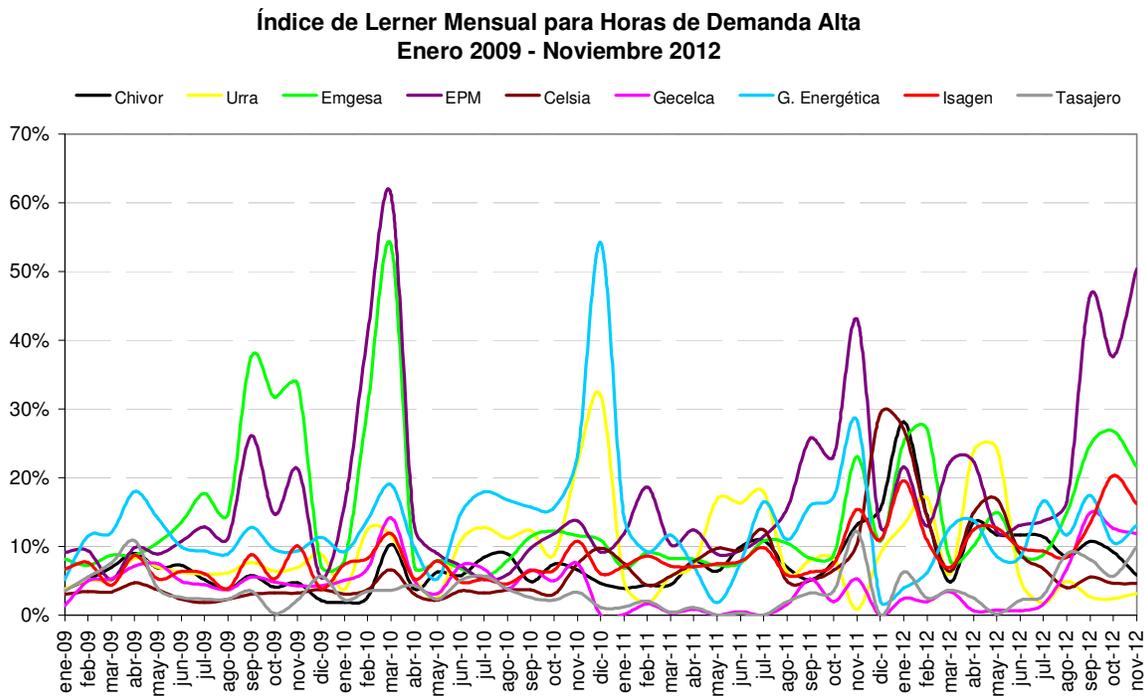


Gráfico No 9-a

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media
Enero 2009 - Noviembre 2012**

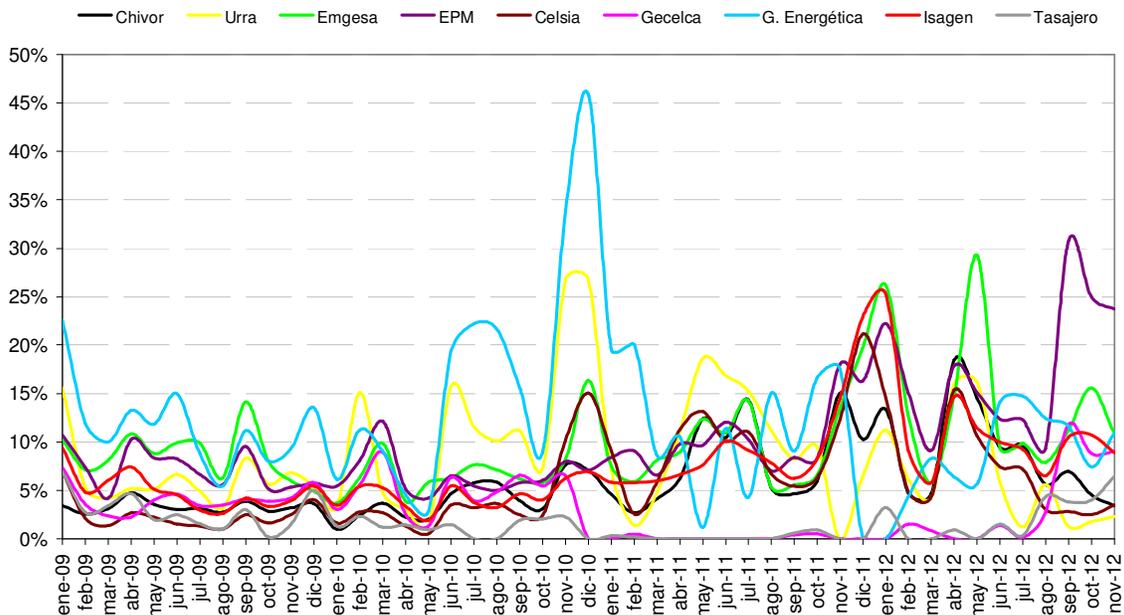


Gráfico No 9-b

**Índice Residual de Suministro Mensual por Agente
Horas de Demanda Alta
Enero 2009 - Febrero 2013**

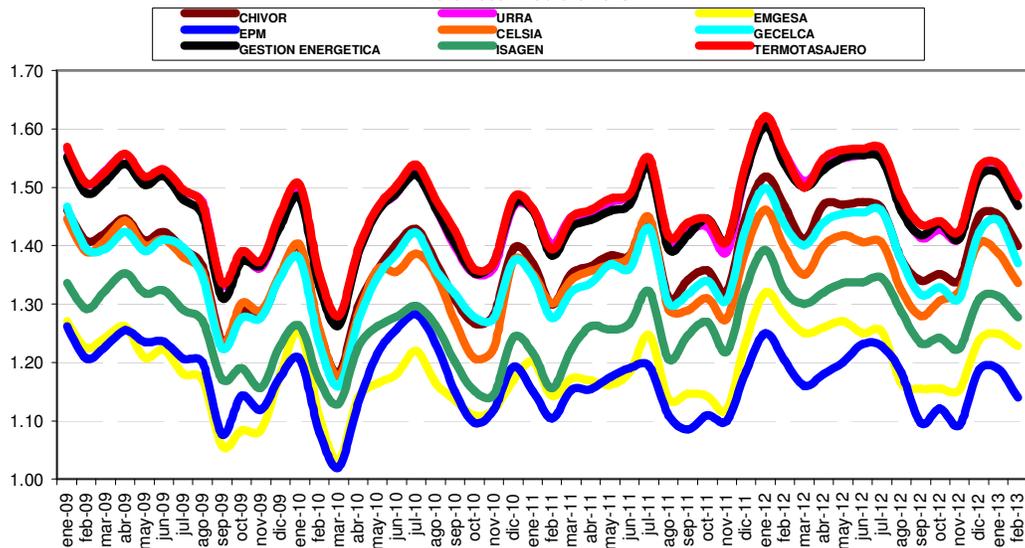


Gráfico No 9-c

Es evidente que durante el fenómeno del Niño 2009-2010 los indicadores de poder de mercado alcanzaron valores excesivos, que señalan la existencia del poder de

mercado unilateral en algunos agentes y que en algunos casos fueron pivotaes. Por otra parte, la evaluación y análisis realizado por Wolak¹ en cuanto a los indicadores de incentivo para ejercer el poder de mercado, muestran que durante el Niño pudo existir ejercicio unilateral del poder de mercado por parte de algunos agentes, que indujeron en unos casos los precios de bolsa al alza y en otros casos a la baja.

Durante el periodo de la Niña también se presentó poder de mercado unilateral de algunos agentes en noviembre y diciembre del 2010 y entre septiembre de 2011 y marzo de 2012. Desde septiembre del 2012 nuevamente existen valores muy altos de los indicadores que evidencian la presencia del poder de mercado de algunos agentes.

En los informes No 73² y 75³ el CSMEM planteó el cálculo de un nuevo indicador de poder de mercado, denominado Margen Bruto Ponderado (MBP), basado en una comparación entre las rentas infra-marginales que se generan en un período determinado del despacho, cuando el mercado se despeja a partir de los precios de oferta y las rentas que se obtendrían si el mercado estuviese estructurado sobre costos marginales.

Los resultados de la estimación del indicador para la serie completa horaria en el período 2007 – 2012, son coherentes con las observaciones anteriores y se resumen a continuación:

- Desde 2007 y hasta la intervención del mercado, las rentas infra - marginales superaron en 8% las que se esperarían de un mercado en competencia perfecta.
- En el período de intervención del mercado, el índice MBP pierde su interpretación, porque las plantas despachadas no se asignaron estrictamente en base a los méritos de sus ofertas.
- A partir del Niño 2009-2010 y hasta el presente, las rentas infra - marginales se han desviado considerablemente del referente de competencia perfecta y el índice MBP aumentó considerablemente.

¹ Wolak, Frank (2010). “*Market performance in the Colombian wholesale electricity market and the recent el Niño event*”. Documento presentado a la SSPD en Octubre de 2010.

² Informe No 73 del CSMEM, “Introducción de un nuevo indicador para monitorear la evolución del poder de mercado en el MEM, Parte I”, Septiembre 23 de 2012.

³ 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.

- En los últimos semestres, la mayor parte del exceso de rentas infra - marginales está asociado con márgenes muy superiores en horas de alta demanda, que compensan la dificultad de extraer rentas en horas de baja demanda por la alta disponibilidad de recursos hídricos.

2.6 Restricciones

El gráfico No 10 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual.

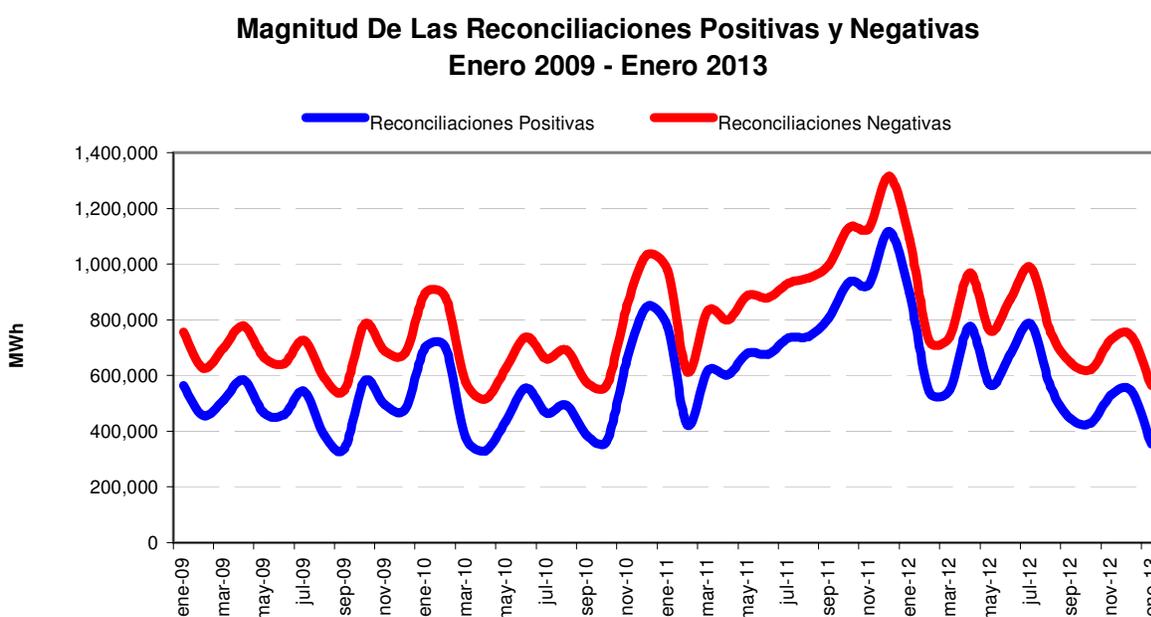


Gráfico No 10

A partir del año 2011 la magnitud de las reconciliaciones positivas prácticamente se triplicó y volvieron a disminuir en el segundo semestre del año 2012, sin embargo esta última disminución está asociada principalmente a los altos precios del spot, que permiten que buena parte de la generación de seguridad resulte en mérito.

El gráfico No 11 presenta el costo total mensual en millones de pesos de las restricciones del sistema, en los últimos cuatro años. Se observa como este costo de restricciones tiene una correlación directa con la magnitud de las reconciliaciones.

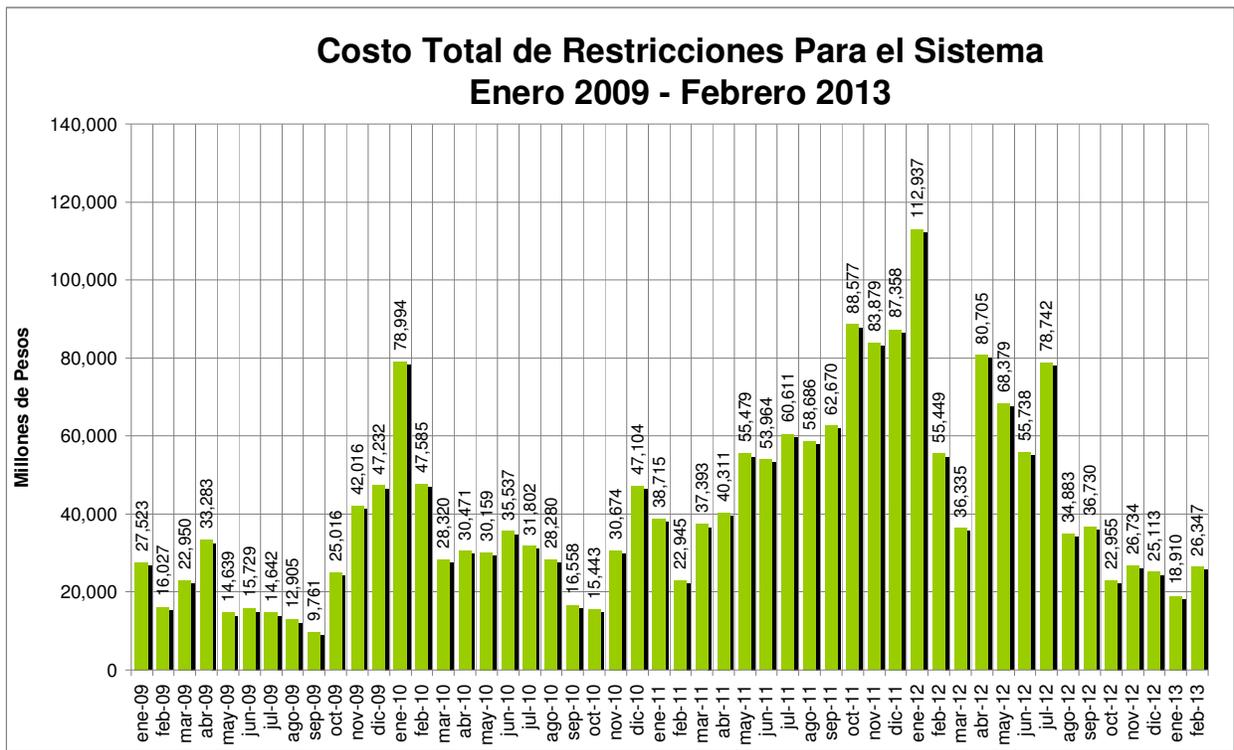


Gráfico No 11

Costo de Restricciones por Causa Enero 2009 - Febrero 2013

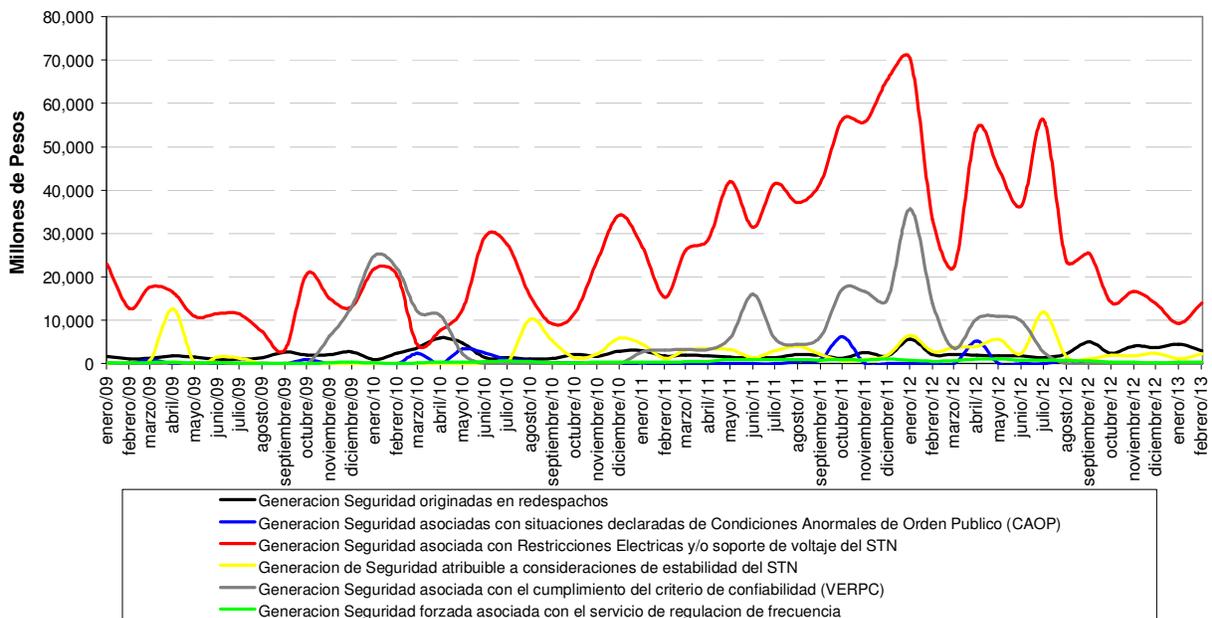


Gráfico No 12

El gráfico No 12 presenta el costo mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema, identificadas por tipo de causa. En general la causa principal del costo de las restricciones se debe a las generaciones de seguridad asociadas con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje. Ahora bien, en un buen número de casos, los Sistemas de Transmisión Regional – STR, son deficitarios para atender la demanda de energía adecuadamente, lo cual ocasiona un Incremento en la generación de seguridad, en el costo de las restricciones y en el costo de la energía a los usuarios finales.

Las principales causas de los problemas asociados a las restricciones en la infraestructura de transmisión y al incremento en el costo de operación del sistema eléctrico, se relaciona con la generación fuera de mérito y se concentra en las áreas Caribe (65%), Oriental (18%) y Nordeste (8%)⁴.

En la Costa Atlántica sus restricciones eléctricas y operativas limitan la atención de la demanda del área con recursos más económicos del interior del país. El incremento que presenta la generación fuera de mérito del área obedece a la reactivación de los atentados sobre las líneas de interconexión, al requisito de contar con generación de seguridad disponible para reserva en pocas horas y a las restricciones en las redes del STR de Bolívar y Atlántico, que obligan a programar generación de seguridad en Proeléctrica, Flores, Tebsa y Barranquilla. Así mismo, la utilización de combustibles líquidos desde el 2006 en varias plantas del área Caribe, ha ocasionado el aumento de los costos de la generación fuera de mérito.

Desde la entrada de Porce III en el 2010, la indisponibilidad por atentados de los circuitos San Carlos – Porce III – Cerromatoso 500 kV, provoca el atrapamiento de cerca de 1.000 MW en la generación de Antioquia, la cual es remplazada en parte con generación fuera de mérito en el área Oriental.

El área Nordeste requiere generación de seguridad para el soporte de voltajes y para efectuar las exportaciones de energía a Venezuela por la línea San Mateo – Corozo 230 kV, utilizando plantas térmicas del área; no obstante el costo de las restricciones para soportar las exportaciones a Venezuela es asignado al comercializador que la representa.

⁴ XM, “Informe ejecutivo: Análisis de restricciones en el Sistema Interconectado Nacional, Documento XM CND 2012 104.

2.7 Obligaciones de Energía Firme – OEF

2.7.1 El Niño 2009 - 2010

El Cargo por Confiabilidad ha cumplido un papel importante para incentivar la expansión de la capacidad en el mediano y largo plazo. No obstante, el mecanismo no parece haber creado señales suficientemente fuertes que indujeran a los generadores hidráulicos a ahorrar agua durante el Niño 2009-2010. Uno de los objetivos del Cargo por Confiabilidad consiste precisamente, en que el mercado auto regulara los recursos hídricos para reducir la probabilidad de racionamiento; se esperaba que con el objeto de no incumplir con sus OEF, los generadores hidráulicos elevaran sus ofertas y redujeran los ritmos de despacho.

En la práctica, los agentes hidráulicos sostuvieron los precios de sus ofertas relativamente bajos, para evitar tener que comprar energía en bolsa a precios superiores a los de venta pactados en sus contratos. Al parecer valoraron más las pérdidas financieras ciertas e inmediatas por no generar, que el evento incierto de tener que cubrir las garantías por eventuales incumplimientos de sus OEF, si el verano se prolongaba.

El comportamiento del Cargo por Confiabilidad bajo condiciones de Niño y restricciones en abastecimiento de gas, reveló dos características atípicas del mercado. La primera es la persistencia del parque hidráulico, en fijar los precios de bolsa; la segunda es el acotamiento que impone el precio de escasez a los precios de oferta de las hidráulicas, lo cual muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad.

En cuanto a la generación termoeléctrica, la asignación de ENFICC de las plantas a gas y en consecuencia sus OEF, se realizó con base en las capacidades de suministro y transporte contratadas por las plantas, aunque se conocía que las limitaciones de éstas impedían contar con la totalidad del gas cuando el sector lo requiriese. Se sabía además, que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tenían los incentivos para eliminar las restricciones; además, estas indemnizaciones en caso de falla en el suministro, reducen la firmeza comprometida por la planta en el cargo por confiabilidad.

Finalmente, la intervención del mercado en el Niño 2009-2010 no permitió probar la operatividad del cargo por confiabilidad, con respecto a asegurar el suministro de la demanda por parte del parque generador, bajo condiciones críticas.

2.7.2 Subastas OEF

La segunda subasta de Obligaciones de Energía Firme, se realizó a finales del 2011 y comienzos del 2012. La subasta de reloj descendente asignó OEF para el período diciembre de 2015 a noviembre de 2016, consideró la proyección alta de demanda, más la energía requerida para atender la interconexión con Panamá (300 MW), tuvo un precio de cierre de US\$15,7/MWh y asignó 5 proyectos con una capacidad total de 575 MW y 3.5 TWh-año.

La subasta de sobre cerrado asignó OEF por 6.986 MWh-año adicionales, a agentes con proyectos de periodos de construcción superior y permitió tener precios de cierre inferiores al definido por la subasta de reloj descendente. Definió dos proyectos nuevos con capacidad total de 440 MW y energía de 2.064 MWh-año, que entrarán en operación en los años 2016 y 2017. También permitió que los proyectos existentes y en construcción, Sogamoso y Pescadero-Ituango asignados en la subasta del año 2008, aumentaran su asignación de OEF con excedentes de energía firme no comprometidos en tal subasta.

Con las subastas de reloj descendente y sobre cerrado, ingresa al sistema una energía total de 10.520 GWh-año, de la cual el 10% será generada por agentes nacionales nuevos del mercado; la capacidad instalada total de los proyectos nuevos es de 1.015 MW, de los cuales el 25% corresponde a nuevos agentes del mercado, siendo el 51% de generación hidráulica, 40% a base de carbón y 9% con combustible líquido o alternativamente gas natural, lo cual señala los problemas existentes de confiabilidad del suministro de gas natural.

En julio del 2012 se realizó la primera subasta de Reconfiguración de Venta para corregir el exceso de demanda proyectada en el periodo 2012-2013; en ella se asignaron obligaciones de venta en Termocol (4.6 GWh-día) y Amoyá (0.6 GWh-día), con un margen de reducción de US\$0,60/MWh respecto al precio del cargo por confiabilidad. Como resultado de la subasta, quedó sin asignar el 72% de la cantidad a subastar (4,938 GWh-año) y la CREG convocó la realización en noviembre del 2012 de una nueva subasta de Reconfiguración de Venta 2012-2013, en la cual se asignaron obligaciones de venta por 3.1 GWh-día en Gecelca 3, con margen de reducción de precio de US\$0,70/MWh.

2.7.3 Respaldo de OEF

Los contratos de gas para las plantas térmicas se han venido reduciendo y consecuentemente la ENFICC soportada con gas en los próximos años, tal que no será posible sostener los niveles actuales de ENFICC a gas. Teniendo en cuenta la evolución de la ENFICC térmica para las vigencias 2011-2014, es claro que existe una tendencia en la cual cada vez se está sustituyendo mayor cantidad de gas natural como combustible de las plantas térmicas, por combustibles líquidos. Esta situación es un contrasentido, porque incentiva la utilización de combustibles líquidos importados para brindar un abastecimiento confiable de electricidad, cuando es conocido que no existe la infraestructura y logística necesaria para cubrir este crecimiento estimado de líquidos y además, implicaría un incremento importante en las tarifas de electricidad⁵.

La incapacidad del sector gas para resolver sus problemas, ha llevado a que las OEF para el verano 2012-2013 estén soportadas 18.5% con plantas utilizando combustibles líquidos; en forma aproximada, esto implica la movilización de alrededor de 60.000 barriles diarios de combustible, para los cuales no es evidente que exista una logística robusta. Además, 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.

Para respaldar las OEF, los agentes térmicos deben tener un contrato de suministro del combustible. De acuerdo con la información suministrada por Ecopetrol a la SSPD⁶, la demanda potencial de líquidos para generación térmica, requiere ser soportada con producto importado, Ecopetrol dispone facilidades de entrega de 3.000 barriles/día y para entregas en terminales de terceros, la térmica deberá asegurar el almacenamiento disponible para el descargue; los requerimientos de combustible se deben manifestar con una antelación no menor a 45 días a la fecha de consumo y la nominación debe ser en firme; Ecopetrol no posee ningún compromiso contractual de suministro de combustibles con destino al sector termoeléctrico.

Teniendo en cuenta los planteamientos de Ecopetrol, para el CSMEM es preocupante constatar la baja confiabilidad del abastecimiento de combustibles líquidos, que respaldan las OEF, ya que si bien existen contratos de suministro de combustible líquidos entre las plantas térmicas y los agentes mayoristas, este suministro no está asegurado.

⁵ Informe No 60 del CSMEM, “Abastecimiento de gas natural – Un tema sin resolver”, Julio 14 de 2011.

⁶ Ecopetrol, Carta de respuesta a la comunicación SSPD 20122300871541 de Noviembre 19 de 2012

2.8 Modificaciones al Despacho

La Resolución CREG 051 de 2009 que entró en vigencia en agosto de 2009 y fue modificada posteriormente por la Resolución CREG 011 de 2010, separó las ofertas de precio de los generadores térmicos, en ofertas de suministro de energía y ofertas de precio para el arranque y parada de los generadores, consecuentemente cambió la metodología de obtención del despacho ideal, con base en una optimización del costo diario de la generación, e introdujo un cambio en la consideración de las generaciones inflexibles.

Esta resolución permitió acotar los precios de oferta de las plantas térmicas para entrar en rangos de precios competitivos, pues incorporaban como un componente variable los costos de arranque y parada, suponiendo un escenario de despacho de una o muy pocas horas. En estas condiciones, la variabilización del costo se traducía en un precio de oferta por kWh excesivamente alto, que en la práctica dejaba por fuera del rango de competitividad a un gran porcentaje del parque térmico, presionando los precios de bolsa al alza y aumentando el poder de mercado de los agentes.

El modelo para determinar el orden de mérito de las plantas en el despacho cambió drásticamente; como consecuencia, la probabilidad de salir en mérito de una planta no depende exclusivamente del precio que oferte en el mercado y de alguna manera el despacho se comporta como una caja negra.

Además de modificar la regla del despacho, impuso un cambio en la forma de calcular el precio de bolsa, considerando un componente adicional que permite recaudar los recursos necesarios, para cubrir los costos de arranque y parada de las térmicas que han salido despachadas y los extra costos que imponen las inflexibilidades. Este componente se suma al valor de la oferta que despejó el mercado para obtener el precio final de bolsa.

Para plantas cuyo despacho no se explica por inflexibilidades, al costo de arranque y parada reconocido se le restan las rentas infra-marginales que pueda haber capturado la planta durante la operación. Se evita de esta forma remunerar excesivamente los costos de arranque y parada, en la medida en que el agente pueda obtener del mercado un precio por encima del costo marginal.

A las plantas despachadas por inflexibilidades se les reconoce el precio al que se liquidan las reconciliaciones positivas, cuando éste es superior al precio de Bolsa. Se

busca con este mecanismo que las plantas no estén remuneradas por debajo de su costo marginal cuando son exigidas por restricciones técnicas.

El cambio regulatorio permitió remunerar a las plantas térmicas los costos de arranque y parada una vez han sido despachadas. Sin embargo, al minimizar los costos de los recursos despachados, puede llegar a sobre-remunerar a los generadores y aumentar el costo final de energía que enfrentan los usuarios, pues el minimizar los costos de la energía ofertada por los generadores, no es equivalente a minimizar el costo incurrido para el MEM.

2.9 Servicios Suplementarios

Dos temas relativos a los servicios suplementarios, que merecen atención dentro del MEM y una revisión a fondo de sus aspectos regulatorios corresponden al Control Automático de Generación – AGC (Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia) y el suministro de potencia reactiva y control de voltajes.

El CSMEM considera que estos temas no han sido tratados con la atención que merecen dentro del MEM, ya que teniendo en cuenta los costos asociados con estos servicios, su tratamiento debería ser más riguroso. A manera de ejemplo, los costos del servicio de AGC pueden oscilar entre 10% y 20% del costo de las transacciones que se realizan en Bolsa y los sobrecostos debidos al soporte voltaje pueden corresponder al 70% de los costos de las restricciones del sistema.

2.9.1 Control Automático de Generación - AGC

En el MEM el precio de la oferta de una unidad generadora es el mismo, tanto para el AGC, como para las ventas de energía en bolsa. Además, en el mercado de energía el precio se determina con una subasta de precio uniforme, mientras que para el AGC, el precio se determina con base en una subasta que paga el precio de oferta individual.

Si el costo marginal de proporcionar energía a corto plazo, es diferente del costo marginal de proporcionar AGC, es inverosímil que un generador sin capacidad de ejercer poder unilateral de mercado, pueda encontrar un solo precio de oferta que sea simultáneamente económicamente eficiente para ambos mercados⁷.

⁷ Informe No 45 del CSMEM, “Comportamiento del MEM bajo el efecto del Niño 2009-2010”, Diciembre 15 de 2009.

Las ineficiencias del mercado de AGC, no solo radican en la oferta de dos productos diferentes con un mismo precio y en la definición de los precios de mercado para los dos productos, con dos tipos de subasta diferente, sino que también:

- Cuando se presentan precios del AGC superiores al precio de Bolsa, simultáneamente para esas unidades, en adición al costo del servicio se incurre en generaciones fuera de mérito, que implican reconciliaciones positivas por la energía efectivamente generada en la banda de regulación u holgura, y por la energía mínima requerida por restricciones operativas de esos generadores.
- Cuando el precio del AGC llega a ser superior al precio de Bolsa (fuera de mérito), las reconciliaciones positivas por la energía generada en la banda de regulación y por la energía mínima asociada a restricciones operativas, se liquidan al precio de oferta, sin aplicar los valores límites para los precios de las generaciones fuera de mérito establecidos en la Resolución CREG 034 de 2001.
- El CERE (Costo Equivalente Real de Energía) se incluye como parte de la remuneración del AGC y también se paga con la energía de regulación efectivamente generada; es decir, se configura un pago doble del CERE.

2.9.2 Potencia Reactiva

El CND determina las necesidades de generación de seguridad del sistema en la etapa previa al despacho diario, esta generación incluye las necesidades por soporte de voltaje, el cual en la red de potencia está directamente relacionado a las transferencias de potencia reactiva.

Por la deficiente expansión de transformación en el STR, la carga de un buen número de transformadores es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación y el control de voltaje se hace más crítico, puesto que al ocurrir sobrecarga en los transformadores, se limita la transferencia de potencia reactiva.

Las deficiencias del STR ocasionan problemas de voltaje y suministro de potencia reactiva, que se suplen desde el STN con generaciones de seguridad, reactores/condensadores, esquemas VQC (para el control de la tensión que actúan sobre los taps de transformadores y conectan reactores, condensadores o líneas) y con compensadores estáticos de reactivos SVC.

Un estudio de diagnóstico del manejo y el control de la potencia reactiva en el STN⁸, identificó los siguientes problemas, los cuales hoy en día tienen mayor vigencia y requieren atención con el fin de disminuir los sobrecostos que ocurren en el sistema por restricciones asociadas al soporte de voltaje.

- Las empresas de distribución no tienen señales de eficiencia para instalar compensación reactiva.
- El sistema de transmisión se usa para transmitir gran cantidad de potencia reactiva, con el crecimiento de la demanda, esta condición operativa exige la instalación y/o ampliación de equipos para transportar la potencia reactiva.
- No existen señales para que la compensación, identificada por los estudios de planeamiento del CND y la UPME, sean instaladas en el nivel de tensión más económico para el usuario.
- El comercializador cobra al usuario el exceso en el consumo de reactivos, pero no le paga a quien debe hacer la compensación reactiva correspondiente. El esquema no cierra.
- Debido a la forma de planeación de expansión del STN y de las condiciones de calidad al usuario final y de la falta de señales, en el corto plazo, las necesidades de reactivos en distribución se transfieren a los niveles de alta tensión.
- En el sistema de potencia se genera, transporta y transforma en y desde los niveles de 500kV y 230kV una cantidad igual y en algunos casos superior, a la demanda de reactivos en los niveles bajos de tensión.
- Las generaciones obligadas para sostener tensión en las áreas, son pagadas por todos los usuarios del sistema interconectado en proporción a la demanda.
- El CND es responsable del control de tensión en el sistema.
- No existen incentivos para la producción de reactivos en los generadores, por lo tanto no aumentan la producción más allá de un límite preestablecido, ni reducen generación de activa para suplir la energía reactiva que pueda ser necesaria en el sistema.
- En el sistema se presenta circulación de potencia reactiva en tránsito por las redes de sub-transmisión, que producen efectos económicos que deben ser eliminados.

2.10 Abastecimiento de Gas Natural

Las reservas totales de gas natural del país en el año 2009 ascendían a 8.46 TPC y en el 2011 se redujeron a 6.63 TPC mientras que las reservas probadas se incrementaron

⁸ The Brattle Group, “Diagnóstico del esquema físico y operativo del manejo y control de la potencia reactiva en Colombia”, Junio 22 de 2001.

de 4.74 a 5.46 TPC en el mismo periodo. Por otra parte el factor de Reservas/Producción se redujo de 22.8 a 17.1 años, calculado sobre las reservas probadas⁹.

El potencial de producción en el año 2013 asciende a 1359 GBTUD, a partir de este año con la declinación del campo de la Guajira la producción total del país se reducirá gradualmente a 1056 GBTUD en el 2018. En el año 2011 el consumo nacional alcanzó 831 GBTUD y adicionalmente se exportaron a Venezuela 205 GBTUD.

Teniendo en cuenta la declinación de la producción en los pozos existentes, con las reservas actuales y si no ocurre ningún descubrimiento importante, el país se autoabastecería solamente hasta el año 2017¹⁰; sin considerar la probabilidad de ocurrencia de un Niño en el periodo 2013 - 2017, la cual requeriría volúmenes adicionales importantes de gas en ese caso. Actualmente el déficit existente en el suministro de gas natural para las plantas térmicas, se soluciona con la sustitución por combustibles líquidos.

El Niño 2009-2010 demostró las limitaciones del transporte de gas, tal que bajo la condición de generación forzada de todas las plantas térmicas decretada por el gobierno, solamente las plantas de la costa norte tuvieron un adecuado abastecimiento de gas natural, debido a las limitaciones existentes para transportar gas hacia el interior del país, lo que implicó la necesidad de utilizar combustibles líquidos en las plantas del interior con posibilidad de generación dual.

Durante eventos del Niño, el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SIN depende en un 50% de los recursos térmicos. A nivel nacional, la diferencia entre la demanda normal y bajo condiciones críticas de Niño es del orden de 380 GBTUD, de los cuales, 200 GBTUD se originan en la generación de la costa norte y 180 GBTUD en el interior¹¹.

Las ampliaciones de los gasoductos Ballenas – Barranca y Cusiana – La Belleza basadas en mayor compresión del gas y la entrada en operación del gasoducto Gibraltar – Bucaramanga, han reforzado la red de transporte, sin embargo los problemas estructurales permanecen.

⁹ Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, www.anh.gov.co, Informe 2011.

¹⁰ Ecopetrol, “Visión Ecopetrol Mercado de Gas Natural”, Javier Gutiérrez, Congreso Naturgas, Cartagena, Abril 14 de 2011.

¹¹ Presentación de la CREG en ENERCOL, Septiembre 9 de 2011.

Hoy en día el precio Guajira se encuentra en US\$5.90/MBTU mientras el referente en Henry Hub se está transando a US\$3.72/MBTU¹². Es claro entonces, que el gas regulado en boca de pozo está a un precio muy elevado con relación al referente de eficiencia económica; el costo de oportunidad del gas en Colombia debería reflejar el precio del mercado internacional, descontando los costos de transporte y licuefacción¹³.

2.11 Confiabilidad del STR y STN

El CSMEM en los informes No 62¹⁴ y 74¹⁵ realizó un análisis detallado sobre la confiabilidad de las redes de Transmisión Regional - STR y Nacional - STN; a este respecto los problemas de las redes STR que fueron identificados en el pasado, persisten dado que no se han realizado las expansiones requeridas del STR en forma oportuna, lo cual pone en riesgo la confiabilidad del sistema.

El desarrollo de la infraestructura de los sistemas regionales continúa siendo deficitario para atender la demanda de energía adecuadamente y ocasiona incremento en la generación de seguridad, aumento del costo de las restricciones y del costo de la energía a los usuarios finales. Además, ha requerido un aumento importante del número de Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema, instalados con el fin de minimizar la desatención de demanda en los STR, que tienen presencia en prácticamente todas las regiones del país.

En la mayoría de regiones operativas existe deficiencia en la expansión de transformación, la cargabilidad de un buen número de transformadores y/o circuitos de transmisión es cercana al 100% bajo condiciones normales de operación, conllevando racionamientos de la demanda para poder efectuar la operación de las redes, en consecuencia la realización de los mantenimientos requeridos, no se pueden llevar a cabo y esto significa que el número de fallas se incrementará por falta de mantenimiento y la continuidad del servicio se verá afectada en forma más severa.

La situación actual ocasiona además problemas de voltaje y suministro de potencia reactiva, que se suplen anti-económicamente desde el STN con generaciones de seguridad, reactores/condensadores, esquemas VQC para el control de tensión y compensadores estáticos de reactivos SVC.

¹² Boletín Concentra, Marzo 14 de 2013

¹³ Informe del CSMEM No 63, “Persisten las tensiones en el sector gas y su impacto sobre la generación eléctrica”, Octubre de 2011.

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

¹⁵ Informe No 74 del CSMEM, “Confiabilidad del MEM – Generación - Transmisión”, Octubre 23 del 2012.

Aparentemente la expansión requerida no se ha llevado a cabo, en parte debido a los vacíos regulatorios existentes y además por permitir a los operadores de red, que libremente realizaran oportunamente las obras de expansión requeridas en sus áreas de influencia. Los siguientes aspectos regulatorios deberían ser revisados:

- No existe un mecanismo que asegure el cumplimiento del término de realización de las obras del plan de expansión.
- No se realiza un control estricto de ejecución en forma similar a lo que ocurre con los proyectos de generación.
- La efectividad de las garantías que deben presentar los OR para la ejecución de los proyectos de expansión.
- La 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 definición de las normas, condiciones y garantías de las convocatorias y la metodología de remuneración de los costos a quien se le adjudique la convocatoria.

La CREG puso en consideración de los agentes el proyecto de resolución 198 de 2011, el cual define los aspectos concernientes a: responsabilidades del planeamiento, obligaciones de los OR, convocatorias, remuneración de los activos, garantías e interventoría en la ejecución de los proyectos. Hoy en día, aún no se ha expedido la resolución reglamentaria definitiva, en consecuencia el mecanismo de libre concurrencia (participación de terceros en la ejecución de los proyectos) y el control del cronograma de ejecución de los proyectos, son inexistentes.

En adición a las restricciones operativas que presenta el STR, también 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 Suroccidental.

Por otra parte, si bien es cierto que el número de atentados a las líneas del SIN se ha venido reduciendo, también los tiempos de recuperación de los circuitos se han incrementado en forma notoria, afectando la confiabilidad del sistema de transmisión.

2.12 Reflexiones

- Es necesario contar con suficiente antelación, con un esquema regulatorio que pueda asegurar la confiabilidad del SIN, en la ocurrencia de eventos de fuerza mayor tales con el Niño, o el atraso de un proyecto de generación importante.
- El efecto combinado de la expectativa de un Niño severo en el verano 2012-2013 y la disminución de los aportes hidrológicos por debajo del promedio histórico, disparó al alza los precios de Bolsa, siguiendo y hasta superando la misma tendencia de los precios durante el Niño 2009-2010, a pesar de condiciones relativamente favorables en el nivel de embalse agregado. En forma coincidente, los indicadores de poder de mercado para algunos agentes han alcanzado niveles preocupantes.
- Aunque se pueda sobrellevar el Niño con la utilización de combustibles líquidos, el impacto en las tarifas es considerable, el costo económico para el país es enorme y con toda certeza se traduciría en malestar social que podría generar una presión política para modificar el esquema de mercado existente.
- Teniendo en cuenta que la causa principal del costo de las restricciones se debe a las generaciones de seguridad asociadas con restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje, producidas por los atentados sobre las líneas de interconexión y en un buen número de casos por la expansión deficitaria de los Sistemas de Transmisión Regional, se requiere mejorar la robustez del Sistema de Transmisión Nacional y en el caso de los STR, acelerar sus expansión con compromisos auditables y penalizables, o en su defecto entregar el compromiso de la expansión a terceros.
- La confiabilidad del SIN depende de la disponibilidad del gas natural en las plantas térmicas; su déficit durante las ocurrencias del fenómeno del Niño, determina las cantidades requeridas de combustibles líquidos en las plantas térmicas, que a su vez requieren asegurar la logística necesaria para el abastecimiento, transporte y almacenamiento de dichos combustibles.
- Es urgente revisar los contratos de suministro de combustibles líquidos que respaldan las Obligaciones de Energía Firme; específicamente es necesario auditar que tales contratos posean el respaldo físico de los combustibles ofertados.
- La reducción acelerada de las reservas de gas natural, el decrecimiento del potencial de producción y el aumento de la demanda, la falta de confiabilidad en la

red de transporte, el distanciamiento de los precios del gas regulado con respecto a los precios internacionales y la utilización de combustibles líquidos, conllevan los siguientes problemas relativos al MEM:

- Impactan al alza el precio de la energía eléctrica, ya que el precio de oferta de las térmicas se estructura sobre un gas con un precio artificialmente elevado o en base a combustibles líquidos de alto costo.
 - Restan competitividad a la industria nacional al elevar el costo de la canasta energética en gas natural y en electricidad.
 - Generan una barrera para los inversionistas potenciales de plantas termoeléctricas a gas.
 - El mayor costo en las plantas térmicas, no solo encarece la energía generada en estas unidades, sino el de toda la energía consumida en el país en dicha hora. Así las plantas infra marginales térmicas o hidráulicas, capturan rentas por la ineficiencia económica del precio del gas regulado.
- Para resolver la problemática que se avecina de desabastecimiento y baja confiabilidad del gas natural en Colombia, la opción de importar gas natural licuado – GNL y su regasificación, es una alternativa viable a largo plazo que permitiría atender la demanda pico del sector de generación térmica a gas, durante los eventos del Niño y para respaldar el suministro confiable a toda la demanda del país. Este objetivo no es una tarea que involucra solamente a los agentes térmicos, es un problema que requiere la participación de todos los agentes que conforman la demanda del gas natural.
 - Se considera fundamental revisar la regulación existente sobre el manejo y la remuneración de la potencia reactiva, para suplir los requerimientos asociados a la necesidad de compensación de los STR y SDL, evitando que se continúe con la práctica anti-económica de abastecerlos desde el STN.