

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 45 – 2009

COMPORTAMIENTO DEL MEM BAJO EL EFECTO DEL NIÑO 2009-10

Preparado por:

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

Bogotá, Diciembre 15 de 2009

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	COMPORTAMIENTO DEL MEM BAJO EL EFECTO DEL NIÑO 2009-10	2
2.1	QUINCE AÑOS DE OPERACIÓN CONFIABLE Y COMPETITIVA DEL MEM	2
2.2	EXPERIENCIAS DEL NIÑO 2009-10 EN EL MEM	3
2.2.1	<i>Comportamiento del Precio de Bolsa ante el Nivel de Embalses y el Precio de Escasez</i>	3
2.2.2	<i>Comportamiento de la Generación Térmica</i>	4
2.2.3	<i>Comportamiento de las Exportaciones de Energía y Gas</i>	6
2.2.4	<i>Comportamiento de los Embalses ante la ENFICC Declarada</i>	7
2.2.5	<i>Vulnerabilidad del Esquema del Cargo por Confiabilidad</i>	8
2.2.6	<i>Asignación de Obligaciones de Energía Firme de Plantas a Gas</i>	9
2.2.7	<i>Generación con Combustibles Líquidos</i>	10
2.2.8	<i>Incertidumbre en el Suministro de Gas</i>	11
2.2.9	<i>Respuesta de la Demanda</i>	12
2.3	PODER DE MERCADO Y SU MITIGACIÓN	13
2.3.1	<i>Concentración del Mercado y Marcación del Precio de Bolsa</i>	13
2.3.2	<i>Índice de Lerner</i>	14
2.3.3	<i>Índice Residual de Suministro</i>	15
2.3.4	<i>Integración Vertical</i>	16
2.3.5	<i>Mercado de Vendedores y Segmentación Geográfica</i>	16
2.3.6	<i>Medidas de Mitigación</i>	17
2.4	IMPERFECCIONES DEL MEM	17
2.4.1	<i>Eliminación de Reconciliaciones Negativas</i>	18
2.4.2	<i>Eliminar el Costo de Arranque en las Reconciliaciones Positivas</i>	18
2.4.3	<i>Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia – SRSF</i>	19
3	RESPUESTAS A COMENTARIOS DE EPM A LOS INFORMES NO 40 A 42	22
3.1	INFORME NO 40: RESTRICCIONES DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN EL MEM	22
3.2	INFORME NO 41: ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA UTILIZANDO EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE DESPACHO – MODSEI	24
3.3	INFORME NO 42: DISCUSIÓN DE LA PROPUESTA DEL MERCADO ORGANIZADO PARA LA DEMANDA REGULADA – MOR	26

Resumen Ejecutivo

El fenómeno del Niño del 2009 ha modificado el patrón de comportamiento del nivel agregado de los embalses del SIN y la dinámica del precio de bolsa con relación a los patrones históricos; la relación negativa entre el precio de bolsa y nivel de embalse agregado, dejó de operar en este último semestre cuando el precio alcanzó su máximo.

Dada la crítica situación de los embalses frente a los niveles históricos y que los agentes hidráulicos continuaban generando la energía del SIN con una baja participación térmica, el gobierno nacional decidió ordenar la generación forzada de todas las plantas térmicas del MEM, con gas natural, carbón o combustibles líquidos. De estas medidas se obtuvieron los siguientes resultados: se frenó el deterioro que se venía presentando en el nivel del embalse agregado del SIN, se identificó que en algunos casos la disponibilidad declarada por los agentes era inferior a la disponibilidad real de tales plantas y se hicieron evidentes las restricciones en el suministro y transporte de gas natural.

Debido a las condiciones críticas del nivel del embalse agregado, 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.

Bajo las circunstancias anteriores de crisis, ni el mercado por si solo, ni el esquema del Cargo por Confiabilidad funcionan adecuadamente y es necesario tomar medidas preventivas con suficiente antelación para evitar los desabastecimientos y racionamientos. Otra medida podría haber sido dejar que las fuerzas del mercado probaran la efectividad del cargo por confiabilidad y en caso que éste no funcionara adecuadamente, correr el alto riesgo de un racionamiento eléctrico y hacer efectivo el sistema de garantías financieras, que si bien pueden compensar económicamente el incumplimiento incurrido, no resuelven para nada el tema primordial de asegurar el abastecimiento de electricidad al país.

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.

La asignación de ENFICC y en consecuencia de 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. La regulación de confiabilidad estableció los parámetros de transporte y suministro en las fórmulas de cálculo del ENFICC, para hacer explícitas estas restricciones, pero los mantuvo en niveles que no alteraron el cálculo final. Se sabía además, que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen los incentivos para eliminar las restricciones.

El sector eléctrico colombiano invierte grandes cantidades de dinero para asegurar la confiabilidad del mismo, ya sea en capacidad de reserva de las plantas de generación mediante el cargo por confiabilidad, o bien enmallando las redes de transmisión; sin embargo, esta confiabilidad está comprometida, no solo en el corto, sino también en el mediano y largo plazo, debido a los problemas que surgen del inadecuado abastecimiento y transporte de gas. El CSMEM reitera que es prioritario replantear la concepción misma del desarrollo del sector del gas natural; esta revisión no debe recaer en un solo responsable. Es evidente que el nuevo marco debe surgir de la interacción del Ministerio, la CREG, los agentes por el lado de la oferta, los agentes por el lado de la demanda y la UPME.

En una situación como la del actual fenómeno del Niño, es muy deseable tener implementados programas de desconexión voluntaria de la demanda; sin embargo, este tema se ha venido posponiendo desde hace algún tiempo y concretamente no se ha logrado iniciar su implantación. El CSMEM considera que se deben tomar las medidas regulatorias necesarias para implementar la conservación de energía a través de la respuesta de la demanda, eliminando las barreras a la participación de estos programas en el MEM y asegurando un tratamiento competitivo para los recursos de demanda.

El informe incluye además, un análisis del poder de mercado en el MEM, a través de la concentración del mercado, el porcentaje de tiempo que algunos agentes fijan el precio de bolsa, el índice de poder de mercado Lerner mensual, el índice residual de suministro de demanda, la integración vertical, la caracterización del mercado de contratos como un mercado de vendedores y la segmentación geográfica del mercado de contratos.

La participación porcentual de un agente en un mercado, no permite por si misma, inferir el abuso de poder de mercado. Sin embargo, cuando una empresa se fusiona o

adquiere otra firma, no solo aumenta su poder de mercado, sino lo que es más grave, elimina un competidor. En concepto del CSMEM, es muy preocupante que si un agente como EPM o Emgesa adquiriera a Isagen, llevaría a una concentración mucho mayor de la existente y un índice de poder de mercado muy alto para el adquirente, convirtiéndose así en un agente pivotal del MEM.

El CSMEM considera conveniente enfocar las medidas de mitigación, orientadas a las medidas ex-ante que buscan limitar la habilidad de un agente para ejercer poder de mercado, antes que lo pueda realizar y sugiere a la CREG llevar a cabo los análisis requeridos y tomar las medidas que considere convenientes.

Si bien el mercado en general ha tenido un buen desempeño, el CSMEM dentro de sus funciones de seguimiento permanente del mercado, considera que existen imperfecciones que son susceptibles de ser mejoradas, algunas de ellas ya se han analizado en varios de los informes anteriores, en este informe se incluyen otras imperfecciones que también han sido identificados y discutidas por el profesor Wolak: eliminación de las reconciliaciones negativas, eliminación del costo de arranque y parada de las reconciliaciones positivas y esquema de ofertas para el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Finalmente se da respuesta a los comentarios de EPM a los informes No 40 al 42 del CSMEM.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Comportamiento del MEM Bajo el Efecto del Niño 2009-10 y b) Respuesta a Comentarios de EPM a los Informes No 40 al 42.

a) Comportamiento del MEM Bajo el Efecto del Niño 2009-10

El presente informe se concentra en analizar el comportamiento del MEM bajo el efecto del Niño 2009-10, el cual se ha caracterizado porque a pesar de la complejidad del mismo, gracias a las medidas tomadas por el Ministerio de Minas y Energía y la CREG y los análisis llevados a cabo por XM, con una adecuada respuesta del parque térmico, se podrá asegurar el abastecimiento de electricidad en el país durante el 2010 y en particular durante los meses de extrema sequía, aún ocurriendo las condiciones históricas extremas del Niño 1997-1998.

El CSMEM identificó las experiencias más importantes que puedan extractarse para el manejo del sistema eléctrico colombiano bajo condiciones de crisis, tales como las generadas por la restricción del transporte de gas y en particular del fenómeno del Niño.

El informe incluye además, un análisis del poder de mercado en el MEM, las medidas de su mitigación ex-ante que buscan limitar la habilidad de un agente para ejercer poder de mercado, e incluye algunos aspectos que corresponden a imperfecciones del MEM.

b) Respuesta a Comentarios de EPM a los Informes No 40 al 42

Se da respuesta a los comentarios efectuados por EPM a los informes No 40 al 42 del CSMEM.

2 Comportamiento del MEM Bajo el Efecto del Niño 2009-10

2.1 Quince Años de Operación Confiable y Competitiva del MEM

En el contexto latinoamericano, un número importante de países iniciaron reformas del sector eléctrico al inicio de los años 90, las cuales resultaron más difíciles de lo estimado e inclusive en muchos casos existen tendencias claras en contra de dichas reformas. En el caso colombiano las reformas llevadas a cabo en forma exitosa, muestran claramente la transición de un estado empresario a una participación eficiente estado-sector privado. Específicamente desde el punto de vista institucional, el proceso se ha venido consolidando y a manera de ejemplo, vale la pena mencionar el caso de la CREG, la cual a lo largo de estos 15 años ha desarrollado el esquema regulatorio, pilar de la operación exitosa del MEM. En relación al tema financiero, el balance es ampliamente favorable y hoy en día el sector en su conjunto no absorbe recursos financieros del estado y por el contrario en algunos casos recibe transferencias del sector¹.

En cuanto a la confiabilidad del sistema, si bien es cierto que actualmente se presentan amenazas, no se puede desconocer que se han logrado avances muy importantes respecto a la solidez de la operación del sistema eléctrico colombiano, el cual ha sido capaz de enfrentar exitosamente la presencia de dos fenómenos del Niño y los ataques terroristas sobre la red de transmisión. Además, las redes de transmisión y distribución se han expandido de acuerdo con la demanda del sistema.

Por otra parte debe puntualizarse, que si bien el mercado en general ha tenido un buen desempeño, el CSMEM dentro de sus funciones de seguimiento permanente del mercado, considera que existen imperfecciones que son susceptibles de ser mejoradas, las cuales se han venido analizando a través de sus diferentes informes.

¹ Informe No 43 del CSMEM, “15 años del Mercado de Energía Mayorista, Imperfecciones del Mercado”, Octubre 26 de 2009.

2.2 Experiencias del Niño 2009-10 en el MEM

2.2.1 Comportamiento del Precio de Bolsa ante el Nivel de Embalses y el Precio de Escasez

El gráfico No 1 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes del año 2009 y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

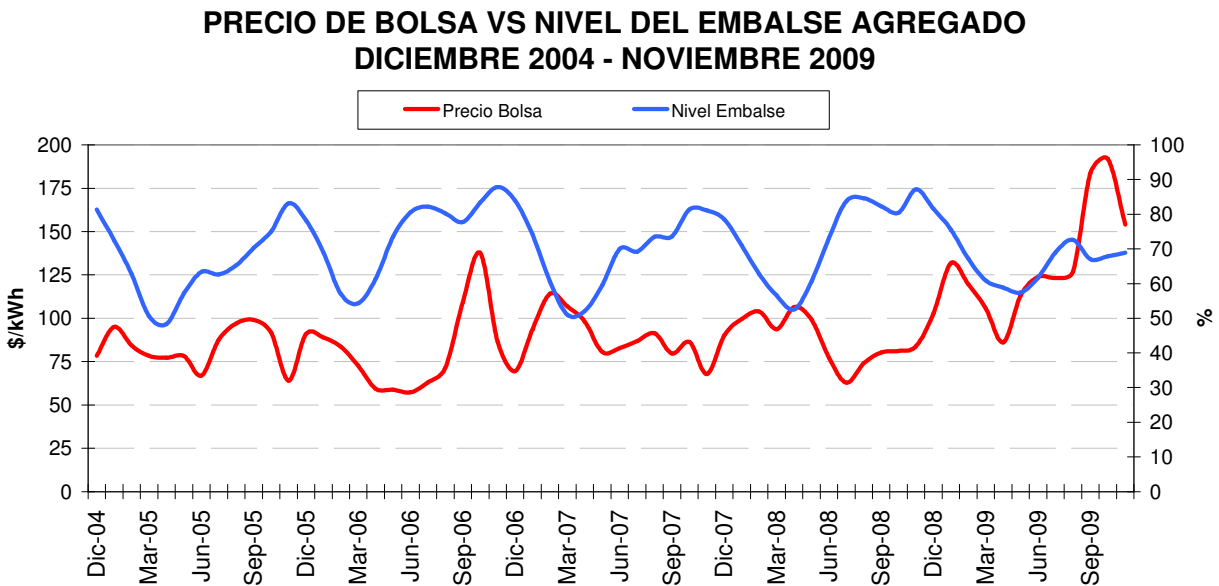


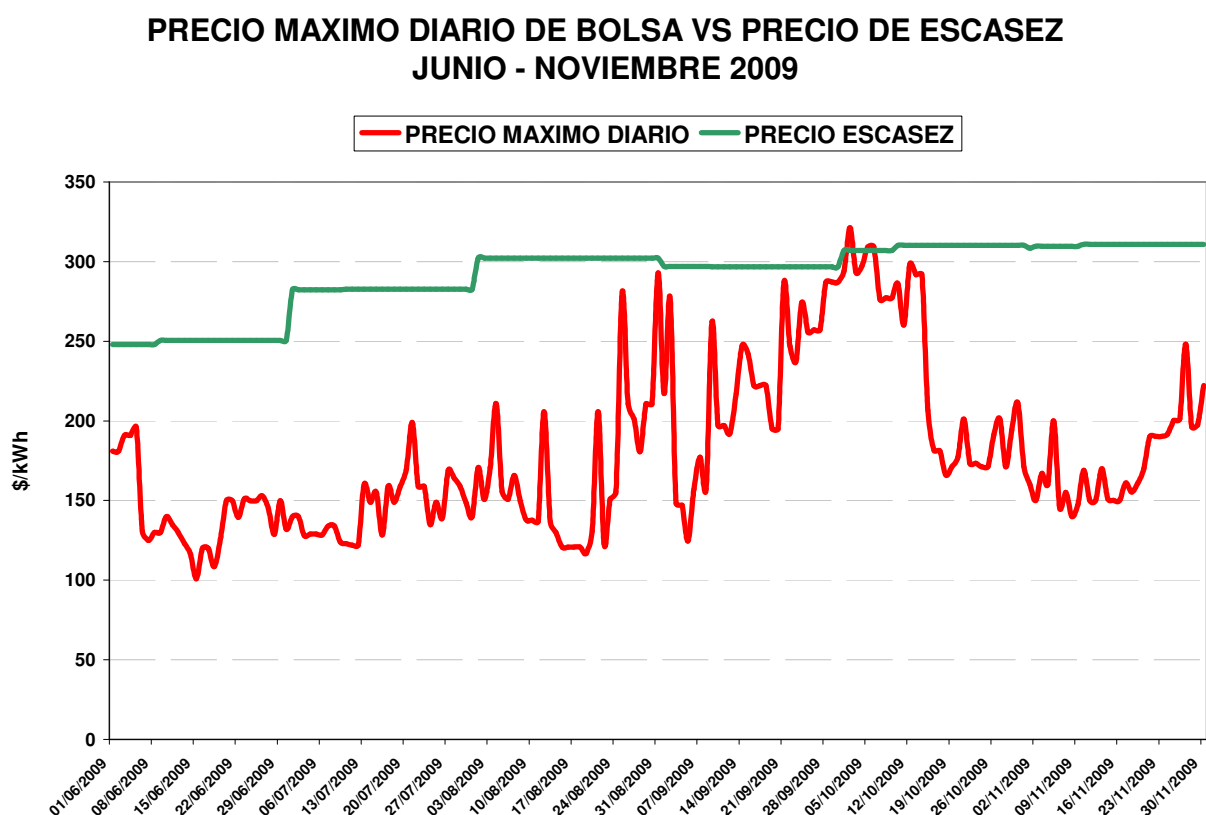
Gráfico No 1

Se observa cómo el fenómeno del Niño del 2009 ha modificado el patrón de comportamiento del nivel agregado de los embalses del SIN y la dinámica del precio de bolsa con relación a los patrones históricos. No obstante el valor favorable que presentó el nivel agregado del embalse en abril de 2009, que históricamente en los meses de marzo y abril corresponde con el nivel mínimo, en contraposición agosto y septiembre de 2009 presentaron niveles críticos con respecto al patrón histórico que corresponde con los niveles máximos, que permiten un punto de inicio adecuado para enfrentar la operación del sistema en el ciclo de verano que normalmente se inicia en noviembre.

De otra parte, la relación negativa entre el precio de bolsa y nivel de embalse agregado, dejó de operar en este último semestre cuando el precio alcanzó su máximo, debido principalmente a la evidencia de la presencia del Niño, situación que en el

último quinquenio solo había ocurrido en proporciones menores en septiembre y octubre de 2006, ante la falsa alarma de la ocurrencia del Niño.

El gráfico No 2 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para el periodo junio – noviembre de 2009. En los meses de agosto, septiembre y comienzos de octubre, donde la hidrología de Niño comenzó a presentar efectos importantes en el nivel de embalse agregado del SIN y antes que el gobierno tomara las medidas conocidas con respecto al despacho de plantas, los precios máximos de bolsa aunque fueron altos, solo sobrepasaron el precio de escasez en dos días del mes de octubre, corroborando la apreciación que el precio de escasez operó como techo para los precios de oferta.



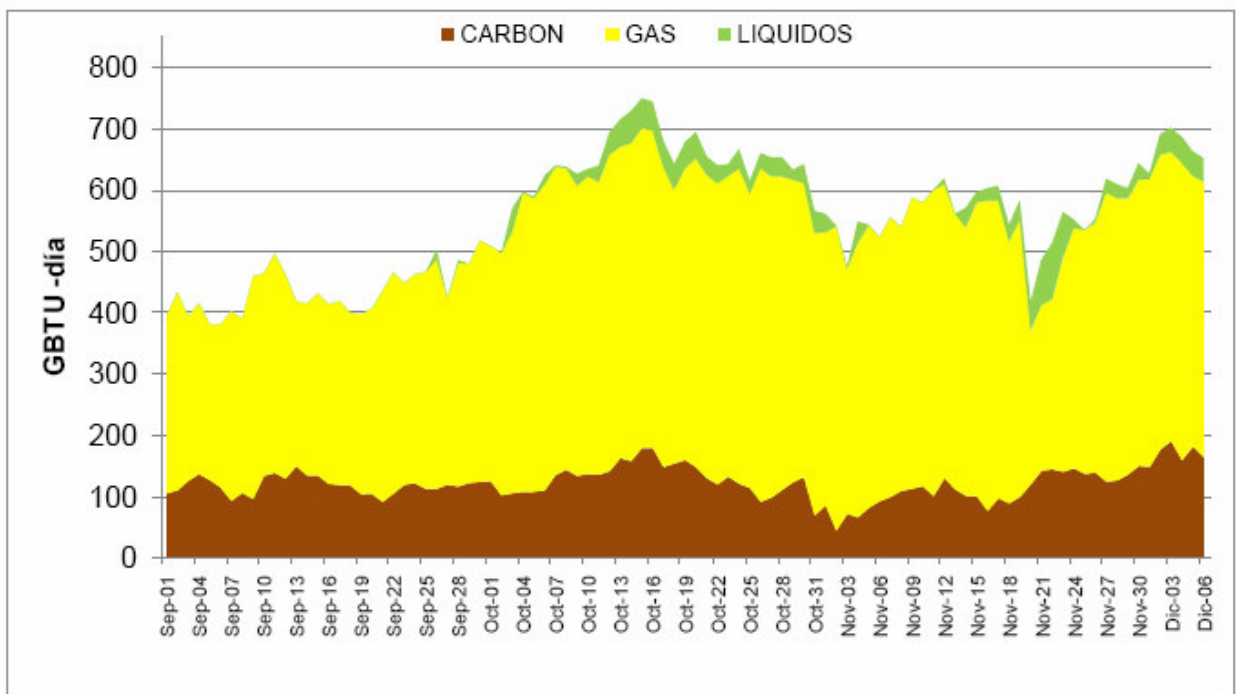
2.2.2 Comportamiento de la Generación Térmica

Dada la crítica situación de los embalses frente a los niveles históricos y que en dichas condiciones, el parque térmico debería estarse utilizando a su máxima capacidad, la realidad del MEM era diferente, es decir los agentes hidráulicos continuaban generando

la energía del SIN con una baja participación térmica y consecuentemente el nivel del embalse agregado seguía deteriorándose. Bajo estas condiciones el gobierno nacional, con el fin de mantener los embalses del SIN en niveles adecuados para enfrentar el ciclo de verano, decidió ordenar la generación forzada de todas las plantas térmicas del MEM², con gas natural, carbón o combustibles líquidos.

El gráfico No 3 muestra como a partir del mes de octubre y como resultado de las resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, se incrementó sustancialmente el consumo de gas y combustibles líquidos del sector eléctrico, como reflejo del aumento de la generación térmica.

Evolución del Consumo de Combustibles del Sector Térmico Nacional



Fuente: Boletín Energético 30 de noviembre al 6 de diciembre, XM.

Gráfico No 3

Como experiencias valiosas obtenidas de la medida mencionada, se encontró lo siguiente:

- El incremento forzado de la generación térmica, frenó el deterioro que se venía presentando en el nivel del embalse agregado, cambiando el patrón de despacho

² Resoluciones 18-1654 de 2009 18-1686 de 2009, del Ministerio de Minas y Energía

de las plantas hidráulicas que marcaban el precio de bolsa por debajo del precio de escasez.

- En algunos casos, la disponibilidad declarada por los agentes para cobrar el cargo por confiabilidad, fue inferior a la disponibilidad real de tales plantas, porque no contaban con el abastecimiento seguro del gas, o porque las plantas duales con combustibles líquidos tuvieron problemas operativos.
- Con el fin de asegurar la disponibilidad requerida del parque generador para el adecuado abastecimiento de la demanda, el CSMEM coincide con las acciones de auditoria que está llevando la SSPD al respecto, las cuales deberían ser extendidas también al cumplimiento del programa de construcción de las plantas que comprenden el plan de expansión con obligaciones de energía firme.

2.2.3 Comportamiento de las Exportaciones de Energía y Gas

Debido a las condiciones críticas del nivel del embalse agregado, analizadas en la sección anterior y además por los racionamientos de gas causados por el incremento de la generación térmica a gas en el interior del país, el gobierno nacional también ordenó restringir las exportaciones de gas y electricidad, de tal forma que se pudiese asegurar el abastecimiento de la demanda interna de gas y que las exportaciones de electricidad no implicaran generación de plantas térmicas con líquidos, o generación hidráulica que significara una reducción del nivel de los embalses³.

Como experiencias obtenidas de las medidas mencionadas, se encontró lo siguiente:

- Estas medidas contribuyeron eficientemente a proteger el nivel del embalse agregado del SIN y a reducir las limitaciones en el suministro de gas en el interior del país.
- En el caso de las exportaciones de gas a Venezuela se han podido mantener parcialmente, con cantidades inferiores a la contratación firme.
- A pesar de las restricciones existentes en el MEM, se ha podido respaldar parcialmente el sistema eléctrico de Ecuador que está viviendo una situación de agudo racionamiento.

Posteriormente la CREG expidió la Resolución 148 de 2009, la cual permite exportar energía eléctrica para suplir generación de seguridad en el país importador, haciendo uso de generación de plantas térmicas operando con combustibles líquidos que no se requieran para cubrir la demanda total doméstica, ni hayan obtenido el combustible

³ Op cit 2.

líquido por la sustitución de gas natural establecida en el artículo 2 de la Resolución 18-1686 de octubre 2 de 2009. Estas exportaciones se realizan como ofertas adicionales de energía independientes de las TIEs.

2.2.4 Comportamiento de los Embalses ante la ENFICC Declarada

Básicamente el cargo por confiabilidad que tiene un costo de US\$680 millones por año, tiene por objeto asegurar la disponibilidad adecuada de la energía tanto de las plantas térmicas como hidráulicas en condiciones críticas, especialmente bajo la ocurrencia del fenómeno del Niño. Dicha confiabilidad se encuentra respaldada por instrumentos financieros que implican multas considerables contra los agentes que incumplan las condiciones pactadas.

El CSMEM considera que dadas las difíciles circunstancias que presentó el MEM en sus embalses, así como el comportamiento de la generación hidrotérmica ya analizada anteriormente y de acuerdo a los resultados de las simulaciones realizadas del SIN, se pudo prever que de continuar ese comportamiento, el sistema eléctrico con alta probabilidad presentaría desabastecimientos de energía.

De otra parte, fue evidente que a partir de las condiciones operativas de algunas plantas hidroeléctricas y con la información histórica de los aportes de caudales de los embalses del SIN, el modelo para calcular la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, estimaba que el nivel mínimo del embalse era inferior al requerido para cumplir la ENFICC declarada, poniendo en riesgo de incumplir la Energía Firme respaldada por la respectiva planta de generación y afectar la confiabilidad del SIN. En consecuencia, la CREG decidió fijar niveles de referencia de los embalses asociados a la ENFICC, por debajo de los cuales se intervienen las ofertas de estos generadores hidráulicos⁴.

Bajo las circunstancias anteriores, es entendible que se hayan tomado medidas precautelativas, con el fin de asegurar el adecuado suministro de energía eléctrica. Otra medida podría haber sido dejar que las fuerzas del mercado probaran la efectividad del cargo por confiabilidad y en caso que éste no funcionara adecuadamente, correr el alto riesgo de un racionamiento eléctrico y hacer efectivo el sistema de garantías financieras, que si bien pueden compensar económicamente el incumplimiento incurrido, no resuelven para nada el tema primordial de asegurar el abastecimiento de electricidad al país.

⁴ Resolución CREG 137 de Noviembre de 2009.

Como experiencias obtenidas de las medidas mencionadas, se encontró lo siguiente:

- Bajo condiciones de crisis, ni el mercado por si solo (maximización de rentas independientemente del suministro confiable de la demanda)⁵, ni el esquema del Cargo por Confiabilidad funcionan adecuadamente y es necesario tomar medidas preventivas con suficiente antelación para evitar los desabastecimientos y racionamientos.
- Las medidas preventivas tomadas por el gobierno, no permitieron probar en toda su extensión la efectividad del Cargo por Confiabilidad que aseguraría la disponibilidad y confiabilidad adecuada de las plantas para el abastecimiento de la demanda.
- Las medidas asociadas a la generación forzada de las plantas térmicas, permitieron conocer con anticipación que algunas plantas térmicas no podían cumplir con la disponibilidad, ni la ENFICC declaradas y gracias a ello se logró adecuarlas para la utilización posterior con combustibles duales.
- Cuando se forzó la generación térmica, se hicieron evidentes las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y la imposibilidad de generar por periodos continuos con base en combustibles líquidos.
- El CSMEM considera que las medidas adoptadas por el Ministerio y por la CREG, en las que se forzó el despacho térmico para maximizar las reservas de agua, si bien imponen un sacrificio a la libertad del mercado transitoriamente, son perfectamente explicables desde el punto de vista social y económico y no suponen un retroceso en el diseño del MEM en Colombia.

2.2.5 Vulnerabilidad del Esquema del Cargo por Confiabilidad

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.

Aparentemente las plantas hidráulicas tuvieron una estrategia de oferta que responde a decisiones financieras y de percepción de riesgos y prefirieron asumir la eventualidad de incumplimiento futuro en las obligaciones de energía en firme, que enfrentar con certeza una pérdida actual por la compra de los faltantes entre despacho y contratos. Esto es grave, porque muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad⁶.

⁵ Situación energética para no improvisar. Germán Corredor A. UN Periódico, Noviembre 8 de 2009.

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.

Esta coyuntura mostró que el precio de escasez y las obligaciones futuras de energía de los agentes no constituyeron herramientas suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores, en el sentido de ahorrar agua para el próximo verano. 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 y de esta forma el precio de bolsa se eleva pero no reduce la generación hidráulica.

El precio del cargo por confiabilidad y las obligaciones de energía en firme ya asignadas, dependen del nivel del precio de escasez y por lo tanto no es posible modificar este umbral, sin afectar el marco y los compromisos adquiridos por las partes en las subastas. En efecto, 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. Bajar este techo no es posible sin negociar con los agentes. Por otra parte, subirlo genera un desequilibrio, 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 por confiabilidad.

A juicio del CSMEM, si bien es cierto que la coyuntura analizada mostró algunas debilidades del mecanismo de confiabilidad, en el sentido en que las señales no fueron suficientes para conservar las reservas de agua en niveles prudentes, este hecho no resta meritos al mecanismo de confiabilidad, en la medida en que gracias al cargo se aseguró la entrada de nuevas plantas y se garantizó que durante la próxima década, la expansión del sistema sea acorde con el crecimiento esperado de la demanda.

Construir un mercado eléctrico con tal nivel de perfección que arroje resultados de eficiencia económica en períodos “normales” y simultáneamente evite racionamientos, en un sistema dominado por energía hidráulica, expuesto a los ciclos irregulares del fenómeno del Niño, probablemente esté más allá de la frontera teórica y de la experiencia práctica en esta materia⁷.

2.2.6 Asignación de Obligaciones de Energía Firme de Plantas a Gas

Otra lección de la coyuntura tiene que ver con la debilidad de la infraestructura, la planeación y el esquema contractual, para el abastecimiento de gas natural al parque

⁷ Sistemas mucho más simples, como los de Ecuador y Venezuela, que no generan las eficiencias económicas del sector en Colombia, ya están enfrentando racionamientos, aún sin haber alcanzado la etapa más crítica del fenómeno del Niño.

de generación térmica en condiciones extremas. La asignación de ENFICC, y en consecuencia de OEF, se realizó con base en las capacidades de suministro y transporte contratadas por las plantas. Era de conocimiento del sector que la sobrecontratación del gasoducto Ballenas – Barranca, la tardanza en las inversiones de expansión de la capacidad de producción en el Pie de Monte Llanero y la declaración de cero oferta de gas firme por parte de los productores, a pesar de que se liberan contratos viejos, impedía contar con la totalidad del gas cuando el sector lo requiriese⁸.

De hecho, la regulación de confiabilidad estableció los parámetros IDT (transporte) e IMM (suministro) en las fórmulas de cálculo del ENFICC, para hacer explícitas estas restricciones, aunque los mantuvo en niveles que no alteraron el cálculo final. De esta forma, si bien los agentes asumieron el compromiso de generar energía en períodos críticos en las cantidades pactadas, se sabía que el sistema de transporte de gas no era capaz de responder ante un escenario máximo de demanda. Se sabía además, que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen los incentivos para eliminar las restricciones.

Los cuellos de botella del sector gas no surgieron mientras los despachos se rigieron por las reglas ordinarias, porque como se mencionó, el sector hidráulico suministró energía suficiente. Cuando impusieron obligaciones de generación térmica, se hicieron evidentes todas las restricciones, lo que además de impedir que se generaran los niveles de energía térmica previstos, generaron desabastecimientos considerables en los sectores industrial y vehicular.

2.2.7 Generación con Combustibles Líquidos

La robustez de los arreglos logísticos para garantizar un flujo estable y suficiente de combustibles líquidos no se había puesto a prueba, a pesar de que una proporción importante del ENFICC del parque térmico se soportó en líquidos. Cuando se exigió la generación de estas plantas, en muchos casos se detectaron problemas severos que les impidió generar en las magnitudes previstas, con efectos inmediatos en los niveles de ahorro de agua y agravando los racionamientos de gas para la industria y el parque automotor⁹.

⁸ Op cit 6.

⁹ Op cit 6.

A pesar de lo anterior, esta crisis dejó algunas secuelas que conviene analizar con cuidado. En primer lugar, se sancionó a algunas plantas duales con problemas en la generación, eliminando su derecho a la remuneración por cargo de confiabilidad. En segundo lugar, los mayores costos de generación con líquidos, derivados de los incumplimientos en el mercado de gas, se asignaron a la demanda. Conviene reflexionar si en estos casos parte del costo no lo deben asumir las fuentes del incumplimiento de los contratos de gas.

2.2.8 Incertidumbre en el Suministro de Gas

El sector eléctrico colombiano invierte grandes cantidades de dinero para asegurar la confiabilidad del mismo, ya sea en capacidad de reserva de las plantas de generación mediante el cargo por confiabilidad, o bien enmallando las redes de transmisión; sin embargo, esta confiabilidad está comprometida, no solo en el corto, sino también en el mediano y largo plazo, debido a los problemas que surgen del inadecuado abastecimiento y transporte de gas¹⁰.

El CSMEM considera que el principal problema que afecta el suministro confiable de gas natural a las plantas térmicas tiene que ver con que no existe una política definida respecto al desarrollo del gas natural, para el mediano y largo plazo. Es así como el mercado del gas natural en Colombia es fundamentalmente manejado a través de contratos bilaterales, esquema que funciona adecuadamente en condiciones en que la oferta abastece sin restricciones la demanda, pero tiene problemas en condiciones deficitarias de suministro. Por otra parte, las señales regulatorias existentes, no están logrando los resultados buscados en lo concerniente a la expansión del sistema de transporte.

Además, existen problemas coyunturales en los diferentes aspectos de la cadena del gas: producción, transporte, exportaciones y precios, los cuales fueron detallados y analizados en el informe No 43 del CSMEM, de octubre de 2009.

Teniendo en cuenta que los requerimientos internos de gas natural en los próximos 10 años se incrementarán el 41.5%, superando los 1.000 MPCD, desde el 2017¹¹, según la UPME, a partir del año 2012 existirán faltantes de gas, teniendo en cuenta la declinación de los yacimientos del país y el moderado desarrollo de reservas probadas.

¹⁰ Op cit 1.

¹¹ Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia. Versión preliminar, UPME, Octubre de 2009.

El CSMEM coincide con los análisis de la UPME que sugiere el estudio detallado de otras alternativas de abastecimiento, las importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) mediante la construcción de una planta de regasificación, el almacenamiento criogénico en puntos estratégicos del país y la utilización de plantas de “peak shaving”, las cuales permiten un volumen de entregas diarias de gas, almacenándolo en las horas de baja demanda para utilizarlo posteriormente en horas pico, reduciendo la necesidad de contratación de gas en firme con su consecuente respaldo físico para acceder al cargo por confiabilidad.

Finalmente el CSMEM reitera que es prioritario replantear la concepción misma del desarrollo del sector del gas natural; esta revisión no debe recaer en un solo responsable. Es evidente que el nuevo marco debe surgir de la interacción del Ministerio, la CREG, los agentes por el lado de la oferta, los agentes por el lado de la demanda y la UPME.

2.2.9 Respuesta de la Demanda

El sistema de respuesta de la demanda es fundamentalmente utilizado durante periodos de demanda alta, de precios altos, oferta muy cercana a la demanda, contingencias y eventos que afectan la confiabilidad, como el caso del evento del Niño. De otra parte, la respuesta de la demanda corresponde a uno de los mecanismos complementarios previstos en la regulación del cargo por confiabilidad del MEM, que tiene por objeto facilitar el abastecimiento de la demanda en condiciones críticas y el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de los generadores - OEF.

En una situación como la del actual fenómeno del Niño, es muy deseable tener implementados programas de desconexión voluntaria de la demanda; sin embargo, este tema se ha venido posponiendo desde hace algún tiempo y concretamente no se ha logrado iniciar su implantación.

Como experiencia obtenida sobre el tema, el CSMEM considera que se deben tomar las medidas regulatorias necesarias para implementar la conservación de energía a través de la respuesta de la demanda, eliminando las barreras a la participación de estos programas en el MEM y asegurando un tratamiento competitivo para los recursos de demanda.

Para lograr este objetivo, la CREG debería tomar las medidas para inducir a los agentes del MEM a definir y ejecutar planes de conservación de energía a través de la

respuesta de la demanda, lo cual además redundará en una disminución o postergación de la capacidad de expansión, generará señales que pueden ejercer presión competitiva para reducir precios de mercado, proveerá una operación más eficiente de los mercados, mitigará el poder de mercado y mejorará la confiabilidad del SIN.

Por otra parte, el CSMEM sugiere que la CREG contemple la posibilidad de que en la próxima subasta de energía firme para la expansión, se incluya un componente de respuesta de demanda, tal como ocurrió en la subasta de New England en diciembre de 2008, en la cual de un total 3.134 MW, la respuesta de demanda aportó 448 MW¹².

2.3 Poder de Mercado y su Mitigación

La existencia del poder de mercado en el MEM, tanto para los mercados de corto (Bolsa) y largo plazo (contratos), se manifiesta a través de la concentración del mercado, el porcentaje de tiempo que algunos agentes fijan el precio de bolsa, el índice de poder de mercado Lerner mensual, el índice residual de suministro de demanda, la integración vertical, la caracterización del mercado de contratos como un mercado de vendedores y la segmentación geográfica del mercado de contratos.

La participación porcentual de un agente en un mercado, no permite por si misma, inferir el abuso de poder de mercado. Sin embargo, cuando una empresa se fusiona o adquiere otra firma, no solo aumenta su poder de mercado, sino lo que es más grave, elimina un competidor.

En concepto del CSMEM, es muy preocupante que si un agente como EPM o Emgesa adquiriera a Isagen, llevaría a una concentración mucho mayor de la existente y un índice de poder de mercado muy alto para el adquirente, convirtiéndose así en un agente pivotal del MEM, lo que implicaría que parte de su suministro sería necesario para servir la demanda del mercado, independientemente de su precio de oferta.

2.3.1 Concentración del Mercado y Marcación del Precio de Bolsa

EPM, EMGESA, e ISAGEN, conjuntamente tienen una cuota del mercado de generación (GWh) superior al 66%, cuyo comportamiento unilateral puede impactar

¹² Informe No 38 del CSMEM, “Reflexiones Orientadas al Fortalecimiento Regulatorio del MEM”, Mayo 28 de 2009.

significativamente los resultados del mercado, bajo ciertas condiciones del sistema¹³. Además, tal como el CSMEM lo ha venido presentando en sus informes mensuales, estos mismos agentes fijan el precio de bolsa entre el 75% y el 85% del tiempo.

2.3.2 Índice de Lerner

El índice de poder de mercado Lerner mensual estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual se presenta en el gráfico No 4, para el periodo diciembre 2008 – noviembre 2009 y para la condición de demanda alta. Es importante mencionar que estos índices excluyen el nivel de contratación de los agentes, lo cual permite realizar un análisis más preciso del comportamiento de los agentes en la bolsa de energía.

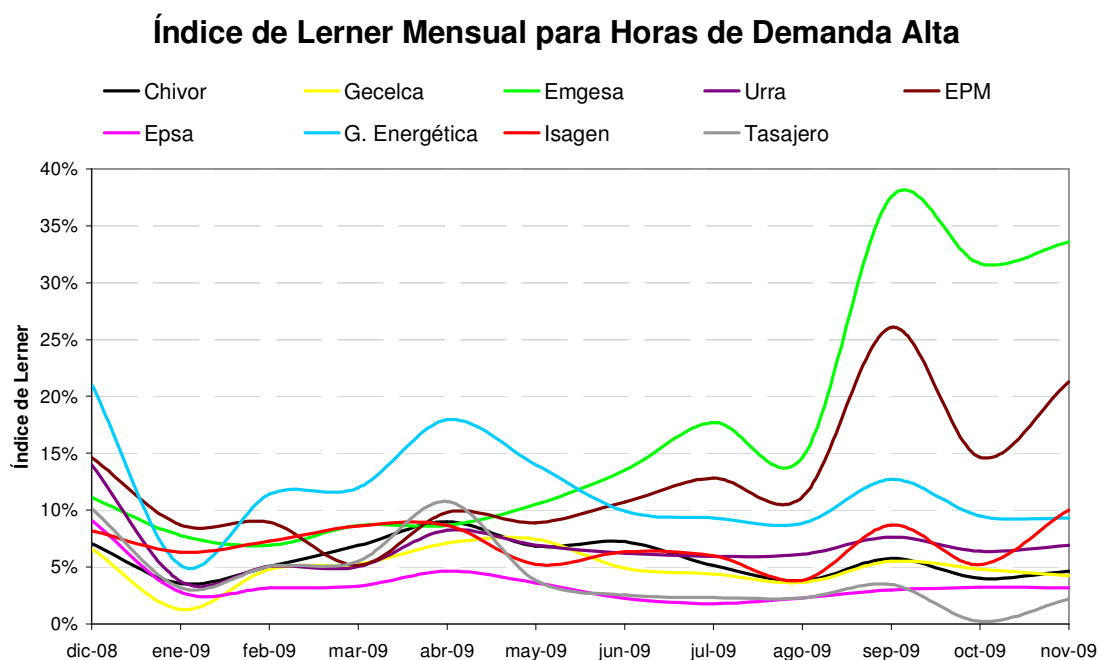


Gráfico No 4

Estos indicadores confirman la existencia de un alto poder de mercado de algunos agentes, que aún excluyendo el nivel de contratación, bajo las actuales condiciones de Niño se ha incrementado a niveles preocupantes. En el mes de noviembre de 2009, el índice de poder de mercado para Emgesa corresponde a 33.6% y para EPM a 21.3%.

¹³ Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry. Frank A. Wolak, July 30, 2009.

2.3.3 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 5 presenta para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.

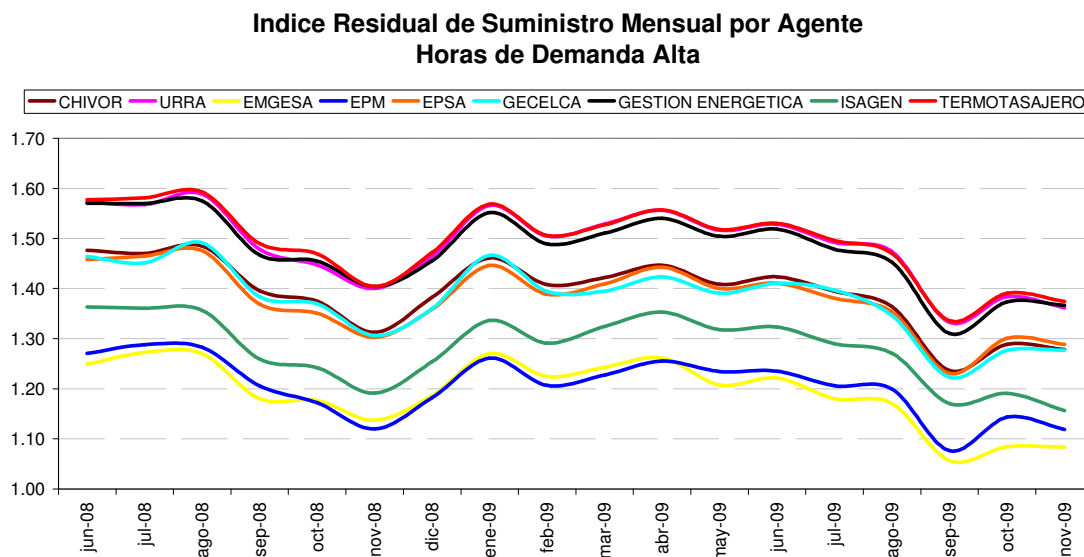


Gráfico No 5

En forma consistente con los índices de Lerner analizados, el índice residual de suministro para demanda alta, presentó valores extremos de 1.07 para Emgesa, 1.08 para EPM y 1.17 para Isagen en el mes de septiembre; en octubre y noviembre se observó una mejoría, aunque el indicador para Emgesa permaneció por debajo de 1.1; de todas formas estos índices demuestran la existencia de un poder unilateral de mercado muy importante, que tal como lo demuestra la experiencia, se acentúa en los momentos críticos como los que afronta el MEM.

A propósito de los valores del índice residual de suministro (IRS) de los últimos meses y para los agentes más grandes del MEM, vale la pena recordar cifras y conclusiones obtenidas como experiencias de la crisis eléctrica en California de los años 2000-2001. “Cuando un generador es pivotal, su IRS es inferior a 1.0 y el potencial para abuso del poder de mercado es muy serio. Cuando el generador no es pivotal, su IRS es mayor que 1.0 y no tiene poder de mercado absoluto, pero puede existir poder de mercado de oligopolio. La experiencia de California mostró que si uno o más agentes tenían IRSs por debajo de 1.2, existió poder de mercado significativo. Solamente cuando todos los

IRSs estuvieron por encima de 1.2, hubo competencia suficiente en el mercado y el impacto del poder de mercado declinó”¹⁴.

2.3.4 Integración Vertical

De los tres propietarios de generación más grandes del MEM, EPM y Emgesa, tienen una integración vertical significativa; su participación en el mercado de generación mayor que la cuota de participación en el mercado de venta minorista, conlleva a tener una posición “larga” en generación con respecto a sus obligaciones en el mercado minorista, lo que implica que estos generadores tienen una capacidad significativa de ejercer poder unilateral de mercado.

De otra parte, cuando las empresas generadoras tienen intereses en sus “asociadas” distribuidoras, se crea una asimetría en las condiciones de compra de energía entre las integradas y las que no lo son, ya que su mayor interés se orienta a participar en las convocatorias de sus afiliadas, más que vender su energía a terceros distribuidores. Esto trae además como consecuencia que los usuarios regulados del MEM terminan pagando más que los no regulados por la energía, lo que genera rentas y sacrificio de eficiencia asignativa.

2.3.5 Mercado de Vendedores y Segmentación Geográfica

Los generadores definen la cantidad de energía a comprometer en contratos para optimizar su exposición al riesgo; dado que la oferta no se ha expandido en los últimos años y la demanda se ha incrementado, los agentes generadores cuentan con una base fija de clientes y no requieren competir para buscar nuevos compradores. Este hecho caracteriza el mercado de contratos del MEM como un mercado de vendedores, en el que los generadores pueden imponer las condiciones en términos de a quién y a qué precio contratan su energía.

Por otra parte, el mercado se ha segmentado geográficamente, con excepción de Isagen, los generadores concentran la casi totalidad de sus clientes en el área geográfica donde están ubicados. Al no existir rivalidad por los clientes, se refuerza el poder de mercado expresado en el hecho que cada generador actúa como un cuasi monopolio en su región a la hora de firmar contratos.

¹⁴ Watching Watts to Prevent Abuse of Power. Anjali Y. Sheffrin, Jing Chen, Benjamin F. Hobbs. IEEE Power & Energy Magazine, Vol 2, Number 4, July/August 2004.

2.3.6 Medidas de Mitigación

Como en forma reiterada lo ha expresado el CSMEM, demostrar abuso de poder de mercado es una tarea difícil, ya que solo los agentes cuentan con la información necesaria para establecer cuál es su percepción del costo marginal, especialmente en un sistema predominantemente hidroeléctrico, donde el costo de oportunidad del agua lo determinan las expectativas futuras del precio de la energía eléctrica. En Colombia, aún es más complejo por la falta de tipificación de este tipo de comportamientos por parte de la normatividad y la relativa libertad que da la regulación a la forma en que los agentes ofertan su energía.

El CSMEM considera conveniente enfocar las medidas de mitigación, orientadas a las medidas ex-ante que buscan limitar la habilidad de un agente para ejercer poder de mercado, antes que lo pueda realizar. Las medidas ex-ante para mitigar el poder de mercado se basan en establecer precios máximos a las ofertas de corto plazo, lo cual se aplica a todos los agentes en todo momento, poniendo topes a los precios de cierre de mercado y a las ofertas de los agentes. El informe No 38 del CSMEM sintetiza los procedimientos de mitigación de poder de mercado que se utilizan hoy en día.

El CSMEM considera que la mitigación ex-ante del poder de mercado es la más adecuada para el MEM, ya que evita los largos y tortuosos procesos legales y/o regulatorios (ex-post), que normalmente toman demasiado tiempo y son inequitativos frente a los agentes afectados (generadores y consumidores). Consecuentemente sugiere a la CREG llevar a cabo los análisis requeridos y tomar las medidas que considere convenientes.

2.4 Imperfecciones del MEM

El CSMEM en varios de sus informes anteriores ha venido presentando algunos aspectos que corresponden a imperfecciones del MEM. A continuación se presentan otros aspectos que el CSMEM considera de importancia, los cuales también han sido identificados y discutidos por el profesor Wolak¹⁵.

¹⁵ Op cit 13.

2.4.1 Eliminación de Reconciliaciones Negativas

Las reconciliaciones negativas remunerar la generación que ha sido desplazada del despacho ideal, por los generadores con generación forzada (fuera de mérito). La generación desplazada corresponde a la diferencia entre la generación ideal y la generación real y ésta se paga a la mitad de la diferencia entre el precio de mercado y el precio de oferta de la unidad. Adicionalmente los generadores reciben el pago a precio de mercado por su generación real.

Este mecanismo crea un incentivo fuerte para que los generadores con reconciliación negativa, oferten el precio más bajo posible (incluso por debajo de su costo de producción variable), distorsionando su oferta, en un esfuerzo por aumentar su pago de reconciliación.

Dado que a través del cargo por confiabilidad, los generadores también están siendo remunerados por la energía que no pueden proporcionar, tiene sentido eliminar los pagos recibidos por reconciliaciones negativas, tal que se les pagaría además del cargo por confiabilidad y su generación real al precio de cierre del mercado.

Debido a que la eliminación inmediata del mecanismo de pago de reconciliación negativa daría lugar a una pérdida de ingreso para algunos generadores, se puede considerar una eliminación gradual del mecanismo de pago de reconciliación negativa.

2.4.2 Eliminar el Costo de Arranque en las Reconciliaciones Positivas

Las reconciliaciones positivas remunerar las generaciones forzadas (fuera de mérito) y se pagan al precio regulado según la Resolución CREG 034 de 2001. En este caso, pagar al generador el mayor valor entre el precio del mercado y su costo variable, tiene un número de características favorables de la eficiencia del mercado. Sin embargo, es importante que el costo variable regulado solo incluya los costos variables verdaderos. Costos fijos, tales como costo de arranque, costos fijos de operación y mantenimiento, costos de capital, no deberían incluirse en los costos variables regulados. En consecuencia, como parte del costo variable regulado, solamente se deben considerar los costos comprobables que varían con el nivel de producción del generador.

Garantizar la recuperación del costo de arranque de una unidad que recibe pagos de reconciliación positiva, para el dueño que sabe que la generación real de la unidad

excederá la ideal, crea el incentivo de someter precios de oferta significativamente mayores al costo variable de su unidad.

2.4.3 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia – SRSF

En el MEM el precio de la oferta de una unidad generadora es el mismo tanto para el SRSF (también llamado control automático de generación – AGC), como para las ventas de energía en bolsa¹⁶. Además, en el mercado de energía el precio se determina con una subasta de precio uniforme, mientras que para el servicio SRSF o AGC, el precio se determina con base en una subasta que paga el precio de oferta individual (contemplando además un precio piso que corresponde al mínimo precio horario de bolsa en el día).

El precio de oferta para maximización de beneficios, previsto por un generador sin capacidad de ejercer poder unilateral de mercado en una subasta de precio uniforme, es sustancialmente diferente del precio de oferta para maximización de beneficios, previsto por este mismo generador, en una subasta que paga el precio ofertado. En el primer caso, el generador sometería un precio de oferta igual a su costo marginal de producir electricidad, ya que la subasta de precio uniforme fija el precio de acuerdo con el precio más alto ofertado, requerido para suplir la demanda. En contraste, un generador sin capacidad de ejercer poder unilateral de mercado, en el segundo caso de subasta que paga el precio ofertado, no encontraría la maximización de beneficios sometiendo un precio de oferta igual a su costo marginal, porque ése sería el precio que recibiría si su oferta fuera aceptada. Por lo tanto, incluso un generador sin capacidad de ejercer poder unilateral de mercado, podría esperar ofertar un precio más alto que su costo marginal de producir electricidad.

Esta lógica implica que si el costo marginal de producir la energía para el mercado de corto plazo, es igual al costo marginal de proporcionar AGC, un generador sin capacidad de ejercer poder unilateral de mercado, es poco proclive a someter un precio de oferta económicamente eficiente para cualquier mercado, porque fijar el precio eficiente para un mercado implicaría fijar un precio de oferta ineficaz para el otro mercado. Específicamente, ofertar su costo marginal al mercado de energía implica que el generador no obtendría ningún beneficio al vender su servicio de AGC, porque recibiría solamente su costo para proporcionarlo.

¹⁶ Informe No 34 del CSMEM, “Aspectos Relevantes del MEM 2008”, Diciembre 12 de 2008.

De otra parte, someter un precio de oferta mayor a su costo marginal, de modo que obtuviera beneficios al vender AGC, reduciría los beneficios que ganaría al vender energía en el mercado a corto plazo.

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 mercados.

La decisión para permitir que los generadores sometan precios de oferta diferentes en cada mercado, debe depender de cuan competitivo es el mercado de AGC, porque con menor flexibilidad de la curva de oferta, se podría reducir el poder de mercado ejercido en el mercado de AGC, a expensas de precios más elevados en el mercado de energía a corto plazo. En el sistema colombiano existe dominio de la energía hidroeléctrica, que típicamente es ideal para proporcionar AGC, así que el mercado para este producto tiene potencial de ser muy competitivo. Las ventajas de la eficacia de diferentes precios de oferta para cada mercado, pueden compensar las ventajas de la mitigación del poder de mercado con un solo precio de oferta. Sin embargo, un requisito para permitir los precios de oferta separados, es que un mayor número de unidades de generación instalen el equipo necesario para proporcionar AGC.

Un mecanismo adicional que limitaría el incentivo de los generadores a ejercer poder unilateral en el mercado de AGC, si se ofertan precios diferentes para el mercado de energía a corto plazo y el mercado de AGC, lo constituyen los contratos de traspaso de holgura entre generadores, que aunque están establecidos en la regulación colombiana, no se realizan por el riesgo que implica para el proveedor del servicio, ya que su responsabilidad comercial esta determinada por los precios de oferta de otros proveedores del servicio.

Tal como lo ha manifestado el CSMEM en diferentes oportunidades, 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 además:

- Cuando se presentan precios del SRSF 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.

También esta situación genera costos adicionales correspondientes a la energía desplazada en otros generadores (reconciliación negativa), como consecuencia de la generación forzada que requiere el SRSF.

- Cuando el precio del SRSF 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 SRSF (lo recibe directamente el generador prestando el SRSF), y también se paga con la energía de regulación efectivamente generada; es decir, se configura un pago doble del CERE.

3 Respuestas a Comentarios de EPM a los Informes No 40 a 42

3.1 Informe No 40: Restricciones del Abastecimiento de Gas Natural y su Impacto en el MEM

1. Aunque el CSMEM considera que “*debería hacerse una reflexión profunda sobre la conveniencia o no de mantener el volumen de exportaciones de gas natural hacia Venezuela*”, en el informe no se incluye una posición concreta al respecto.

CSMEM 1: El comentario de EPM es correcto.

2. En el documento se informa, con respecto a la producción de gas (numeral 2.2), que la ampliación de la capacidad de producción de Cusiana se espera que aumente en 70 MPCD para fines de 2009. Esta capacidad ha sido informada al mercado que se espera para el año 2010.

CSMEM 2: El aumento de 70 MPCD inicialmente estuvo programado para fines de 2009; ahora está reprogramado para el año 2010.

3. El informe indica que las exportaciones de gas a Venezuela “*han reducido en forma importante la holgura que existía para las plantas térmicas del interior en Colombia*”. Lo anterior también afecta a las plantas térmicas ubicadas en la Costa Norte de Colombia, toda vez que un redespacho de las mismas no se hace con la misma flexibilidad que antes de tener los campos a máxima capacidad de producción como lo están actualmente.

CSMEM 3: El comentario es correcto; sin embargo, dadas las restricciones de transporte al interior del país, las plantas en esta zona requieren de mayor flexibilidad y en ese sentido la reducción de holgura impacta en mayor proporción a las plantas del interior.

4. El documento informa sobre algunos aspectos relevantes del mercado secundario de gas en Colombia los cuales se enfocan a la evolución de precios del gas en este mercado, la participación de algunos agentes así como su comportamiento en el mismo. Teniendo en cuenta la importancia de disponer de un mercado secundario de gas que permita a los agentes transar sus excedentes y mitigar sus elevados costos fijos, sugerimos se brinde por parte del

CSMEM las recomendaciones a los organismos competentes buscando que dicho mercado mejore en transabilidad (aumento del número de transacciones) así como que se disponga cada vez más de información organizada y simétrica.

CSMEM 4: Dado que no existía información sobre el mercado secundario de gas, la intención del CSMEM al publicar la información y efectuar análisis de algunos aspectos relevantes, ha sido la de tratar de escudriñar las relaciones del mercado secundario del gas con el MEM. La sugerencia de EPM es acogida y será tomada en cuenta.

5. En el documento se informa que Empresas Públicas de Medellín cuenta con contratos de gas en firme para la planta Termo Sierra en cantidades que superan las contratadas por la empresa. En particular se informa que se dispone de un contrato con fuente Guajira por una cantidad de 131,000 MBTUD, cantidad que no corresponde al contrato firmado actualmente con ECOPEPETROL (con una vigencia de 15 años) el cual compromete una cantidad de suministro de gas en firme por 55,000 MBTUD y vence el 30 de noviembre de 2012. (ver tabla informada por el documento del CSMEM).

CONTRATOS FIRMES DE SUMINISTRO A PLANTAS TERMICAS						
Planta	Fuente	Productor Comercializador	Fecha Inicio	Vigencia	Cantidad MBTUD	% TOP
TermoCentro	Guajira	Ecopetrol	01/02/1997	31/01/2012	48.000	25%
TermoCentro	Cusiana	B.P.	20/04/2006	31/12/2012	8.500	80%
TermoCentro	Guajira	Chevron	20/01/2009	31/12/2013	75.000	100%
TermoFlores	Guajira	Ecopetrol-Chevron	01/01/1998	31/12/2012	21.420	70%
TermoFlores	Guajira	Ecopetrol-Chevron	01/01/1998	31/12/2012	30.600	70%
TermoSierra	Guajira	Ecopetrol	01/01/2001	18/04/2011	131.000	25%
TermoSierra	Cusiana	EPM	01/09/2009	30/09/2009	6.557	0%
TermoSierra	Cusiana	EPM	01/10/2009	31/10/2009	6.741	0%
TermoSierra	Cusiana	EPM	01/11/2009	30/11/2009	6.495	0%
TermoSierra	La Creciente	Pacific Stratus Energy	01/12/2012	01/12/2013	10.500	100%

Fuente: Informe No 40 CSMEM- SSP

CSMEM 5: Agradecemos la aclaración de EPM. Es de anotar que la mayoría de la información presentada y analizada ha sido solicitada por la SSPD a los diferentes agentes del mercado y no ha sido fácil obtenerla completa y consistente y para todos los agentes.

6. Finalmente, con respecto a las subastas de gas, aunque el informe menciona brevemente el tema, se sugiere que el CSMEM analice los reglamentos que los productores han presentado al mercado en aspectos como los niveles de *take or pay* exigidos, las condiciones de las cantidades de gas en bloques de gas que se deben comprar (bloques horizontales o verticales), los niveles de precios de

inicio de las subastas y otros aspectos, con el propósito de que se hagan recomendaciones a la CREG y al Ministerio de Minas y Energía acerca de estas reglas, buscando que se mejoren las condiciones de simetría en las responsabilidades del comprador y vendedor y que sean neutrales para todos los participantes del mercado.

CSMEM 6: Aceptamos la sugerencia

3.2 Informe No 41: Análisis de Costos Marginales de Energía Utilizando el Modelo de Optimización de Despacho – MODSEI

En la página 4 del informe 41 se afirma: “El MODSEI entrega a los analistas información acerca de la operación del sistema eléctrico; este modelo matemático simula condiciones cercanas a la realidad del mercado y sus resultados son en general un buen referente del comportamiento del mercado eléctrico”.

En primer lugar, los supuestos utilizados para la simulación con MODSEI tienen simplificaciones que deben tenerse en cuenta al comparar los resultados del modelo con respecto al mercado, por ejemplo, en el tema de la demanda la realidad del mercado está conformada por una demanda horaria y el modelo trabaja con cinco bloques; en el tema de la red eléctrica las restricciones, así como el AGC afectan notablemente la generación real de las plantas, lo que no es capturado por el modelo que trabaja sin considerar restricciones eléctricas.

Solamente estos dos supuestos pueden generar diferencias amplias entre los resultados de cualquier modelo y la realidad del mercado, de hecho hay diferencias significativas de generación entre la simulación mostrada en el informe y la presentada en la realidad, por lo tanto, afirmar que el modelo MODSEI simula condiciones cercanas a la realidad y sus resultados son en general un buen referente del comportamiento del mercado eléctrico es una cualidad que no debe darse a ningún modelo de despacho centralizado.

Una diferencia importante entre el modelo y la realidad radica en que el modelo conoce el futuro en el momento de tomar la decisión mientras que en la realidad los agentes se ven enfrentados a una incertidumbre muy alta en variables tan dinámicas como la demanda horaria, los aportes hidrológicos y la disponibilidad de combustibles, razones adicionales por las cuales no es válido comparar los resultados del modelo con la realidad del mercado.

Dice el informe 41 en la página 11 “El gráfico No 9 presenta los valores del costo marginal de la energía obtenido en MODSEI para el periodo de simulación, vs el precio de Bolsa histórico promedio mensual para el mismo periodo. Debe mencionarse que para hacer comparativos estos valores, el costo marginal obtenido del MODSEI ha sido adicionado con los componentes del CERE y el FAZNI”.

Debe aclararse al comité que los otros costos variables que establece la regulación son: CERE, FAZNI, Aportes por Ley 99 y Costo unitario del AGC. Actualmente, los aportes por Ley 99 son de 3,453 y 2,302 \$/MWh para las plantas hidráulicas y térmicas respectivamente, el costo unitario del AGC ha oscilado alrededor de 4,000 \$/MWh, lo que incrementaría los valores de costos marginales del cálculo efectuado entre 6 y 7 \$/KWh.

Sobre la comparación de los costos marginales del modelo con el precio de bolsa, el CSMEM encontró un comportamiento cercano, excepto en los meses de enero, febrero, mayo y junio de 2009, resaltando que para enero y junio de 2009, las desviaciones del precio de bolsa con respecto al encontrado con el modelo fueron del orden del 40%, que podrían estar indicando la presencia de agentes ejerciendo poder de mercado.

Las expectativas futuras, la incertidumbre asociada a las variables y la valoración del riesgo que los agentes deben tener en cuenta al momento de calcular el precio de oferta de los recursos hidráulicos o térmicos, para la formación final del precio de bolsa, son variables que no son consideradas por ningún modelo de despacho centralizado como el MODSEI.

Los incrementos en los precios de bolsa de los meses de enero, febrero, mayo y junio son el reflejo de la valoración del agua que hacen los agentes frente a un verano para el caso de enero y febrero y frente a la posible ocurrencia de un Niño para el caso de mayo y junio de 2009. No considerar esta valoración y utilizar el agua sin tener en cuenta los riesgos futuros de bajos caudales sería asumir altos riesgos frente a la confiabilidad en la atención de la demanda eléctrica del sistema.

En cuanto a las reflexiones finales compartimos plenamente el planteamiento del CSMEM en el sentido de encontrar razonable que se presenten las diferencias de las generaciones del modelo y las reales del sistema, la no correspondencia entre costos marginales y los precios del mercado, y la prudencia que se debe tener al tomar los resultados de los modelos de simulación como referentes del mercado.

Finalmente y de acuerdo con lo expuesto anteriormente manifestamos nuestro desacuerdo con la afirmación en torno a que las diferencias entre los costos marginales y el precio de bolsa podrían estar indicando la presencia de agentes ejerciendo poder de mercado, tal como se afirma en los informes 41 y 42. Las diferencias entre ambos es el resultado de las variables de riesgo y de mercado que no puede captar un modelo de despacho centralizado, por lo tanto no son comparables y por ende no puede asociarse al ejercicio de poder de mercado.

CSMEM 7: Debido a que esencialmente los mismos comentarios ya fueron presentados por Acolgen, sugerimos referirse al Informe No 44, donde el CSMEM dio respuesta a ellos. De otra parte, estamos de acuerdo con EPM en que los aportes de Ley 99 y el costo unitario de AGC, deben ser adicionados además del CERE y el FAZNI a los costos marginales del MODSEI, para establecer una comparación real con el precio de bolsa; afortunadamente como lo anota EPM, los costos omitidos son pequeños y corresponden a un porcentaje bajo del precio.

3.3 Informe No 42: Discusión de la Propuesta del Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR

En el informe 42 página 25 se afirma: “El comportamiento en las estrategias de oferta de los recursos hídricos es preocupante y puede señalar el ejercicio de poder de mercado. En particular, el costo de oportunidad del agua en los embalses es el precio que se espera recibir en el futuro; este precio a su vez depende del costo marginal de la generación térmica. Bajo este raciocinio, los precios de oferta de las plantas hidráulicas deberían estar acotados en su límite superior por las ofertas en el parque térmico, excepto si enfrentan un embalse por debajo de los mínimos operativos. Aunque la información de ofertas es privada, los agentes hidráulicos si pueden estimar con precisión, el precio de oferta de las térmicas y en consecuencia su costo de oportunidad, ya que los factores que determinan el costo marginal de generación térmica son de conocimiento del mercado”.

Respecto a que los precios de oferta de las plantas hidráulicas deberían estar acotados en su límite superior por las ofertas en el parque térmico, debe tenerse en cuenta que normalmente cuando los aportes de los ríos del sistema son bajos, es común que esta condición se presente en varias regiones del país y consecuentemente, varios recursos hidráulicos en especial los de baja capacidad de regulación podrían coincidir en su determinación de reducir generación y para lograrlo deben no solamente subir sus

precios hasta alcanzar las señales térmicas sino que adicionalmente deben competir entre ellos.

CSMEM 8: El comentario es correcto.

Otro aspecto a considerar es que la variación horaria de la curva de demanda determina en muchas ocasiones variaciones altas del precio de bolsa entre las horas de baja, media y alta demanda y cuando una central hidráulica tiene como objetivo bajar su generación debe colocar un precio de oferta por encima del precio marginal estimado para el despacho a la hora de mayor demanda, esto puede tener variaciones importantes respecto a los precios de las horas de baja y media demanda que pueden coincidir con las señales de las térmicas más eficientes.

CSMEM 9: Aún en el caso extremo e hipotético en que solo salieran despachadas las plantas térmicas, la curva de oferta no sería plana y existiría diferencia en los precios para demandas baja, media y alta.

La información de ofertas es confidencial y si bien, en forma general, se podría estimar el precio de oferta de las térmicas, no puede afirmarse que sea con precisión, ya que los principales factores que determinan el costo: costos de suministro y transporte de combustibles, son valores pactados contractualmente y no son de conocimiento público.

Respecto a esta misma confidencialidad de la información, consideramos que podría aumentar la volatilidad del precio en bolsa debido a la necesidad de los agentes de buscar asegurar sus metas de generación.

CSMEM 10: No estamos de acuerdo, el costo marginal de las plantas térmicas puede ser estimado por cualquier agente, con muy buena precisión.