

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 39 – 2009

**BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA EN
EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO**

ANALISIS DEL DESEMPEÑO DEL MEM

Preparado por:

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

Bogotá, Junio 30 de 2009

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	3
2.1	BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	3
2.2	BALANCE DE GAS EN EL SISTEMA	7
2.2.1	<i>Agregado</i>	8
2.2.2	<i>Interior.....</i>	8
2.2.3	<i>Costa.....</i>	9
2.2.4	<i>Generadores</i>	10
2.3	RECOMENDACIONES.....	16
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	18
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	18
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	18
3.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	18
3.1.3	<i>Nivel de los Embalses</i>	19
3.1.4	<i>Vertimientos.....</i>	19
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	20
3.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	20
3.2.2	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	21
3.2.3	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	22
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	23
3.3.1	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	23
3.3.2	<i>Índice de Lerner.....</i>	23
3.3.3	<i>Índice Residual de Suministro</i>	26
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	26
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	26
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....</i>	27
3.4.3	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	28
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	29
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	30
3.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones.....</i>	30
3.6	MERCADO DE CONTRATOS.....	31
3.6.1	<i>Magnitud de Cubrimiento de Contratos</i>	31
3.6.2	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa.....</i>	32
3.6.3	<i>Distribución del Precio de Contratos</i>	32
3.6.4	<i>Contratos Vigentes por Agente</i>	33
3.6.5	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	34
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	34
3.7.1	<i>Costo del servicio de RSF y Holgura Programada</i>	34
3.7.2	<i>Servicio de AGC por Empresa.....</i>	35
3.7.3	<i>Costo mensual del servicio de RSF.....</i>	36

Resumen Ejecutivo

Este informe en primer lugar presenta el balance de oferta y demanda en el sector eléctrico colombiano en el mediano plazo. Se analiza con mayor detalle la situación para lo que resta del año con el fin de estimar el impacto que podría tener en el suministro la ocurrencia del fenómeno del Niño.

Hacia el mediano plazo, se espera que la capacidad de generación se expanda a una tasa anual 2.4%, inferior a los estimativos de la UPME para el crecimiento de la demanda que corresponden a 4.2% y 3.1% en los escenarios alto y medio respectivamente. Se resalta la importancia del cumplimiento en el cronograma de expansión. Cualquier atraso por el diferencial de crecimientos entre oferta y demanda estrecha el margen entre la capacidad instalada y la demanda de potencia presionando los precios al alza.

En el corto plazo, en ausencia de Niño, el sistema parece contar con la energía necesaria para satisfacer la demanda. No obstante, si se materializa el fenómeno del Niño en el presente año, es probable que se enfrenten restricciones que pongan en peligro confiabilidad del sistema. En particular, las plantas de la costa tienen niveles bajos de contratación de gas natural en firme y por lo tanto su papel para suplir la escasez de reservas hídricas se puede ver muy limitada. En contraste, las plantas del interior registran un nivel de contratación por encima de las demandas esperadas de acuerdo con MPODE pero enfrentan la restricción del gasoducto Ballenas-Barranca. En estas circunstancias, si se presenta el fenómeno, será necesario acudir a la generación con combustibles líquidos cuya confiabilidad para atender periodos prolongados no ha sido aún puesta a prueba en el país.

El CSMEM plantea algunas recomendaciones para el corto y mediano plazo. En el mediano plazo, se insiste en la importancia de asegurar la expansión de la capacidad del gasoducto Ballenas-Barranca y de la capacidad de producción de los campos de gas de los llanos orientales. Se debe además, monitorear la entrada en operación de importantes proyectos para los próximos años como lo son Flores 4 y Porce III y la reversión del flujo de gas con Venezuela.

Ante una situación crítica en que al nivel relativamente bajo de embalses se sume una hidrología de Niño, el CSMEM propone: i) implementar un mecanismo que permita ceder transitoriamente parte de la contratación de suministro de gas del interior a favor de las plantas de la costa (para evitar el cuello de botella del gasoducto Ballenas-

Barranca) y ii) acoger e implementar las recomendaciones que plantee el estudio sobre la logística de combustibles líquidos para las plantas térmicas.

En lo que tiene que ver con el análisis de desempeño del MEM, en el mes de mayo de 2009, la generación eléctrica del SIN creció 4,9% con respecto al mismo mes del año anterior, no obstante la generación hidráulica creció 8.4% restando espacio para la generación térmica que presentó una disminución de 4.3%.

Por primera vez en el último año, se presentaron aportes hídricos al sistema por debajo de los promedios históricos; en contraste las lluvias en Antioquia, han mantenido promedios cercanos a los históricos. El nivel agregado de los embalses del SIN al finalizar el mes de mayo fue de 57%, destacándose la reducción constante en los niveles de embalse de Guavio y Chivor, mientras que Guatapé, el embalse más grande del país, presenta reservas de casi 100% de su capacidad.

Aún cuando la reducción de aportes en un solo mes no debería alertar al mercado, el anuncio de una probabilidad elevada de Niño hace necesario trazar un plan de contingencia para evitar situaciones de racionamiento o una dinámica alcista en los precios.

Desde mediados de mayo, los precios del spot presentaron un aumento significativo que los llevó alrededor de los \$140/kWh en promedio, ubicándose bien por encima de los registros históricos y de los promedios de los últimos años que eran de por sí elevados.

La magnitud de las reconciliaciones (MWh) positivas y su costo disminuyó considerablemente en la central Tebsa, en contraposición, parte de esta disminución se compensó con aumentos importantes en las zonas operativas Antioquia y Suroccidente. De otro lado, las reconciliaciones negativas se disminuyeron sustancialmente en Antioquia y crecieron en la zona Centro.

El cubrimiento de la demanda con contratos llegó a valores próximos al 120%, mientras la demanda transada en bolsa se redujo a valores cercanos al 30%.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Balance de Oferta y Demanda en el Sector Eléctrico Colombiano, b) Análisis de Desempeño del MEM.

a) Balance de Oferta y Demanda en el Sector Eléctrico Colombiano

Recientemente el IDEAM anunció que se enfrenta una probabilidad del 58% para la ocurrencia del fenómeno del Niño durante el 2009¹. Para el CSMEM es muy importante verificar los balances de oferta y demanda de energía en situaciones hidrológicas críticas con el fin de identificar potenciales acciones que mitiguen el riesgo de un eventual racionamiento.

El informe analiza el balance de energía eléctrica y las condiciones del mercado de gas natural a partir de las proyecciones de demanda de la UPME, las proyecciones de despachos eléctricos de XM con el MPODE y el estado de la contratación de gas de las plantas térmicas del país compilado por la SSPD. Además se utilizó información presentada por XM recientemente al CNO. Las corridas del MPODE utilizadas en este ejercicio no consideran la ocurrencia del fenómeno del Niño. No obstante, la comparación de balances entre disponibilidad y requerimientos de energía eléctrica en el escenario alto preparado por XM permiten detectar algunas restricciones que podrían desatar en racionamientos si no se actúa de forma preventiva.

Se presenta el balance entre oferta y demanda de energía eléctrica para el horizonte 2009-2017. Se analiza el estado de la contratación de gas en el sector termoeléctrico y finalmente, el CSMEM plantea recomendaciones para asegurar el abastecimiento de energía en el mediano plazo.

b) Análisis de Desempeño del MEM

El CSMEM cuenta con alrededor de 60 indicadores diferentes de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista relativos al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales y el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Ahora bien, en este informe solamente

¹ Recuperado el 24 de Junio de 2009. www.eltiempo.com.co.

se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merezca destacarse.

2 Balance de Oferta y Demanda del Sector Eléctrico Colombiano

2.1 Balance de Energía Eléctrica

Gracias a la introducción del mecanismo de Cargo por Confiabilidad (CC) y la asignación de obligaciones en firme (OEF) a mediados del año pasado, se espera un crecimiento de la capacidad de generación eléctrica en el mediano plazo del 2.4% promedio anual con lo cual se pasa de 13.686 MW instalados en el 2009 a 17.920 MW en el 2018. En el escenario se incluyen plantas que ya estaban en construcción antes de las asignaciones de OEF como Flores IV, para finales de este año y Porce III, para septiembre de 2010. De esta manera, en un horizonte de dos años, la capacidad de generación habrá aumentado en 820 MW. Para los años subsiguientes, 2011-2012 se espera la entrada de 428 MW correspondientes a Termocol, Gecelca III y Amoyá. A partir del 2014 se integran al sistema, para cumplir con sus obligaciones de energía, casi 3.000 MW adicionales que consideran la entrada de Cucuana, Miel II, Pescadero-Ituango, Porce IV, Quimbo y Sogamoso.

Evolución de la capacidad de generación eléctrica

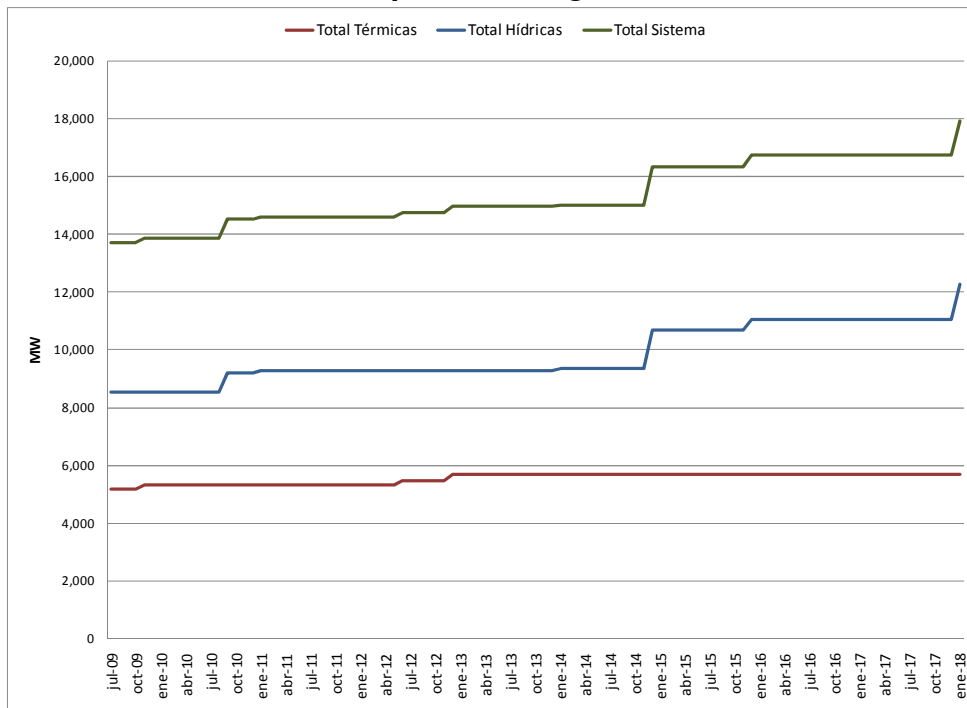


Gráfico No 1

Como se observa en el gráfico No 1, hacia el futuro se espera que la participación de la generación hídrica aumente del 62% al 68%, revertiendo la tendencia de las décadas anteriores en que fue mayor la expansión de capacidad térmica. Este cambio estructural es benéfico en materia de precios porque, en general, la energía hídrica tiene un costo menor que la térmica, pero significa un retroceso en términos de confiabilidad de suministro, por la mayor dependencia del sistema a las condiciones hidrológicas.

A raíz de la caída en la actividad económica, el crecimiento de la demanda de energía se ha reducido drásticamente. Entre mayo de 2009 y mayo del 2008, la demanda se expandió a 1.6% como resultado de crecimientos moderados en los sectores no residencial, comercio e institucional, y una caída del 6.8% en la demanda de la industria manufacturera del país. La UPME espera para los próximos 12 meses un crecimiento del 3% en el escenario alto y del 1.9% en el medio. En el horizonte 2009-2018 estas proyecciones llevan implícito un crecimiento del 4.2% anual en el escenario alto y del 3.1% en el medio². No se incluye el escenario bajo porque la idea en este documento es analizar el sistema bajo condiciones extremas.

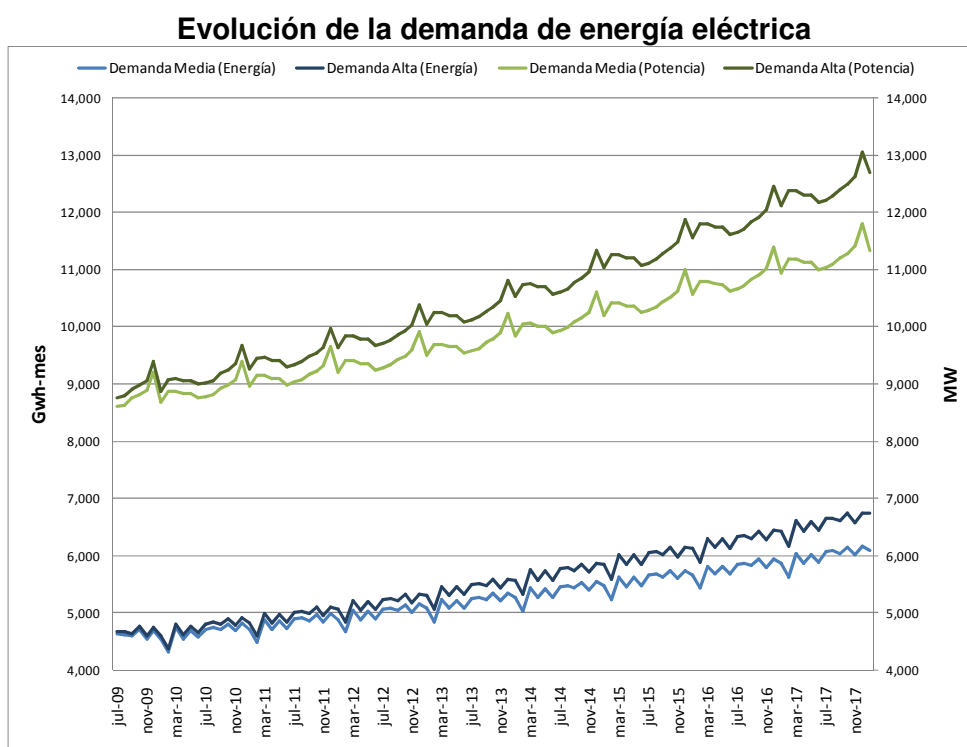


Gráfico No 2

² Proyecciones de demanda UPME revisión marzo 2009.

El gráfico No 2 ilustra el comportamiento de la demanda de energía y potencia. Las líneas verdes relacionadas al eje secundario, muestran como la demanda de potencia en el sistema pasa de 8.761 MW a 12.698 MW en el escenario alto. En el caso de energía, la demanda se observa en las líneas azules y pasa de 4.680 Gwh-mes a 6.749 Gwh-mes.

Una forma de resumir el balance entre oferta y demanda en este sector, es comparar la capacidad instalada con la demanda por potencia. El sistema siempre debe contar con exceso de capacidad para atender las indisponibilidades de las plantas por mantenimientos o restricciones en la red de transporte. En lo corrido de la presente década, la demanda eléctrica ha crecido a tasas elevadas y prácticamente no han ingresado nuevas plantas al sistema. De esta forma, el margen entre oferta y demanda de potencia se ha reducido hasta los niveles actuales situados alrededor de 5.000 MW.

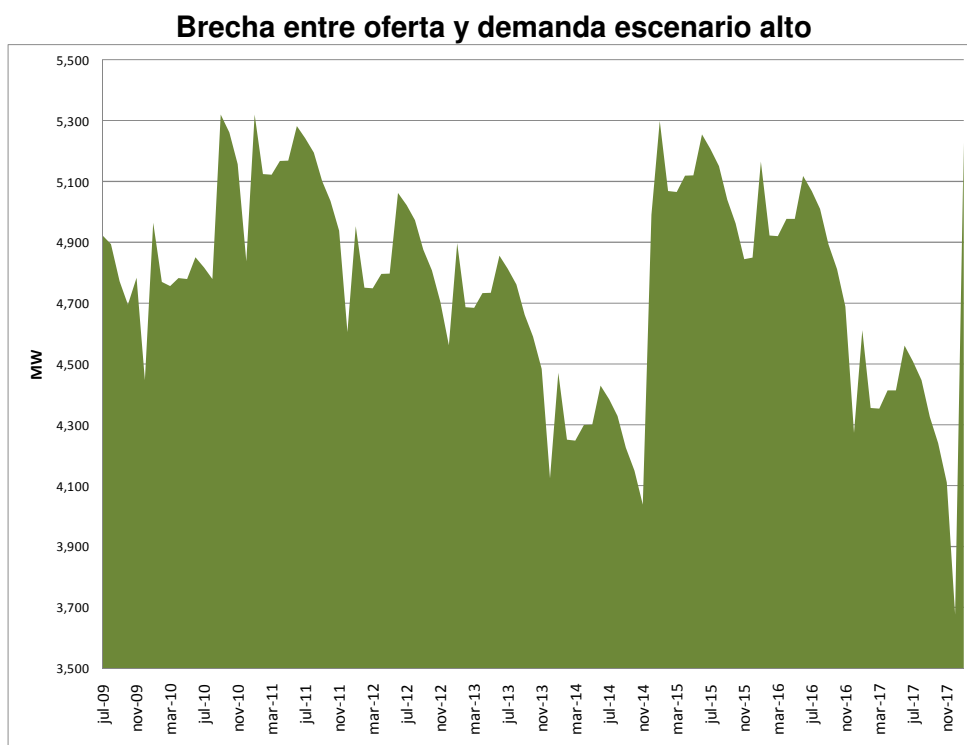


Gráfico No 3

En el corto plazo, la brecha entre capacidad instalada y potencia se deteriora hasta finales de este año cuando se espera la entrada de Flores IV. El sistema vuelve a adquirir holgura hacia el último trimestre de 2010 con la entrada de Porco III. Puesto que el crecimiento de la demanda excede el de la capacidad, la brecha decae hasta el

2013 con oscilaciones marcadas cuando entran las primeras plantas que recibieron OEF en la subasta: Amoyá, Gecelca III y Termocol. El exceso de capacidad instalada sobre demanda de potencia alcanza un nivel mínimo a finales de 2014 cuando el indicador es de apenas 4.040 MW. Entre noviembre de ese año y marzo de 2015 se restablece la holgura con la entrada de Quimbo, Sogamoso, Cucuana, Miel II y Porce IV. Nuevamente, la brecha se reduce hasta finales del horizonte de análisis cuando entra Pescadero-Ituango.

Del análisis anterior se desprende que en el mediano plazo, si bien la oferta asegurada mediante el mecanismo de CC permite satisfacer la demanda de potencia, los niveles de holgura van a ser muy volátiles y exigen un monitoreo permanente para asegurar que las plantas previstas entren en operación de acuerdo con el cronograma. Por otra parte, si la demanda crece por encima de los escenarios previstos en la UPME, es muy probable que sea necesario contar con nuevas expansiones aún no contempladas puesto que la oferta se está expandiendo a un ritmo menor que la demanda. Dada la inelasticidad de la curva de oferta en los rangos de alta demanda, el precio de equilibrio del MEM en el mediano plazo depende inversamente a la holgura entre capacidad y demanda.

Lo anterior hace referencia al balance de potencia. Desde el punto de vista de energía, la situación puede ser crítica. Hacia el mediano plazo las OEF respaldan la demanda esperada de energía pero en una situación de hidrologías especialmente bajas y si se mantiene el estancamiento en el desarrollo del sector de gas natural los generadores térmicos deben recurrir, durante periodos prolongados, al uso de combustibles líquidos cuya logística no está completamente analizada.

La situación en el muy corto plazo puede verse comprometida ante el anuncio de un posible Niño. En efecto, información al 7 de junio de 2009 mostraba que el nivel del embalse agregado estaba a un 58.4% mientras que el promedio desde el 2003 fue de 69.2% para este mes. Los mínimos en esta época del año son particularmente críticos porque en los próximos meses la tasa de recuperación de los embalses es muy baja hasta el invierno. Por otra parte, los bajos niveles en el agregado se explican, sobretodo, por la situación de Chivor y en menor medida Guavio lo que hace que la región oriental pueda enfrentar un déficit prolongado que impondría severas restricciones a la operación del sistema.

En un escenario de Niño o de condiciones hidrológicas bajas persistentes en lo que resta del año, es muy probable que la confiabilidad del sistema eléctrico se tenga que apoyar en forma excepcional en la generación térmica y en particular en la de gas

natural. Por esta razón, en la siguiente sección del informe se analiza la disponibilidad de este combustible y su capacidad para enfrentar una hipotética situación de hidrologías bajas.

2.2 Balance de Gas en el Sistema

En noviembre de 2006, la CREG exigió a los productores de gas reportar su información de capacidad de producción y las ventas de contratos discriminadas por cliente. Esta información permitió, por primera vez, que los agentes que participan y monitorean el mercado pudieran conocer la situación de abastecimiento con el nivel de detalle necesario para la toma de decisiones y la planificación de la expansión. No obstante, los reportes de esta información no se han hecho sistemáticos y nuevamente el mercado ha tenido que operar con insuficiencia de información con las consecuencias de eficiencia económica que esto conlleva. Gracias a una labor de la SSPD que requirió a todas las empresas del sector termoeléctrico reportar el estado de sus contratos, el CSMEM pudo recrear los siguientes balances entre la demanda de gas por parte de las térmicas y su disponibilidad. En el próximo informe el Comité tratará con mayor detalle este tema.

La demanda se obtuvo de simulaciones realizadas por XM en los meses de mayo y junio de 2009. Sólo se consideran los escenarios medio y alto para verificar si el sistema termoeléctrico cuenta con la energía necesaria para cubrir la demanda de energía que enfrentaría en situaciones hidrológicas críticas. Los escenarios de XM utilizados corresponden al caso base y considera las proyecciones de la UPME, la información oficial de demanda de Ecuador y simulaciones hidrológicas sin incluir contingencias. En particular, no se incluye explícitamente la ocurrencia de un Niño en el 2009 y por lo tanto la probabilidad que este sea superado, si el fenómeno se presenta, excede ampliamente el 5% con que normalmente se construye el escenario alto.

El horizonte de análisis de los balances del gas termoeléctrico cubre hasta el 2012. No parece relevante hacer previsiones para años posteriores porque hacia el futuro pueden cambiar drásticamente las capacidades de producción y el transporte de este combustible y seguramente se renegociarán contratos que vencen en este periodo. Además, en este informe se quiere hacer énfasis en la situación de corto plazo y en las medidas que puedan mitigar los riesgos de escasez de energía.

El análisis no tiene en cuenta el balance total de gas considerando capacidad de producción y el consumo de los sectores no eléctricos. Se asume, entonces, que el gas

disponible para las térmicas se limita al que está respaldado por contratos en firme y que el sector no puede utilizar gas comprometido en otros usos. Este supuesto es razonable si se tiene en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía priorizó la asignación de gas en tiempos de escasez al sector no regulado. De esta forma, es muy improbable que el sector eléctrico cuente con excedentes sobre el suministro contratado en periodos de baja hidrología.

2.2.1 Agregado

De acuerdo con la información compilada por la SSPD el sector termoeléctrico tiene contratos en firme vigentes por 462 MPCD. Como se observa en la siguiente gráfica el gas contratado a nivel agregado es suficiente para atender las previsiones de demanda de gas de XM en las corridas del MPODE de mayo y junio y para los dos escenarios considerados. En este nivel, el margen entre demanda y gas contratado es muy estrecho a principios de 2012. Para el resto del periodo los excesos son considerables. En el mediano plazo no existe un faltante de contratación a nivel agregado por parte de este sector.

Oferta y demanda en el sector termoeléctrico. Agregado nacional

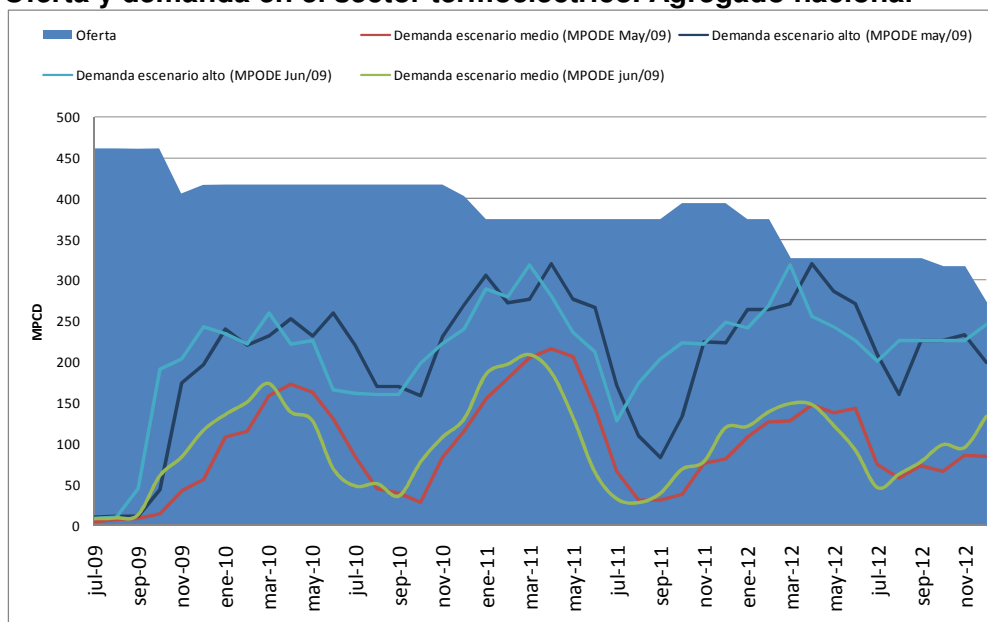


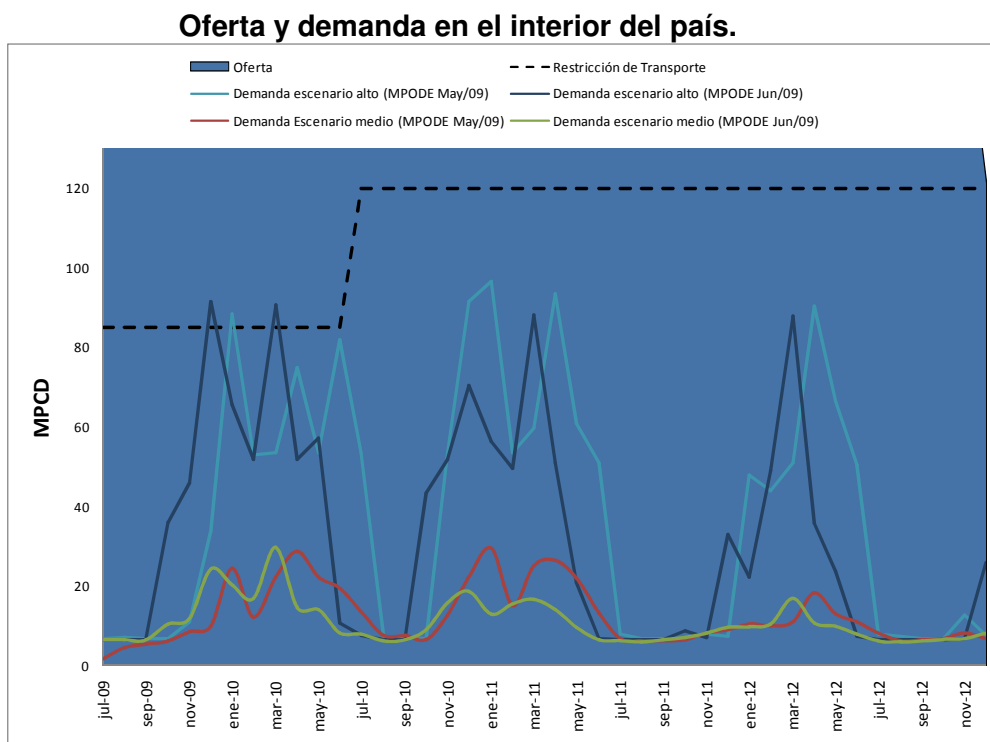
Gráfico No 4

2.2.2 Interior

La situación varía drásticamente si se analiza el balance a nivel región. La mayoría de los contratos para surtir plantas termoeléctricas corresponden a suministros de la

Guajira y por lo tanto la utilización efectiva depende de la disponibilidad de capacidad de transporte en el gasoducto Ballenas-Barranca que, una vez descontados el consumo de otros sectores asciende a sólo 85 MPCD hasta junio de 2010. A partir de esta fecha, si se cumple el programa de expansión, la capacidad disponible para el eléctrico es de 120 MPCD.

Por lo anterior, a pesar de que las térmicas del interior cuentan con respaldo contractual para el suministro de gas que excede ampliamente las demandas esperadas, de acuerdo con las corridas del MPODE, la restricción de transporte impediría satisfacer puntualmente la demanda en el escenario alto en los meses de noviembre de 2009 y marzo de 2010. En estos periodos, el vacío en generación de estas plantas por restricciones de transporte de gas se debe suplir con recursos a gas menos eficientes y/o con base en combustibles líquidos lo que presiona al alza el precio del mercado mayorista y, eventualmente, si los eventos son prolongados, impone problemas de abastecimiento de los combustibles líquidos.

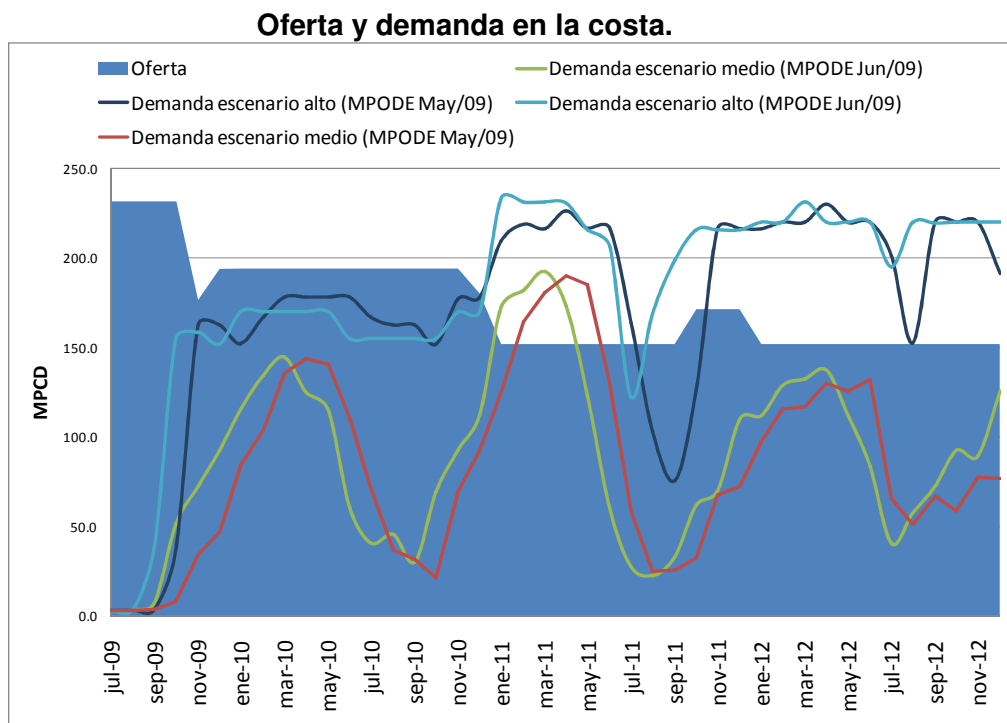


2.2.3 Costa

Los niveles de contratación de las térmicas de la costa atlántica parecen suficientes para atender las previsiones de demanda del MPODE incluso en el escenario alto

hasta finales de 2010. A partir de ese año, si los agentes no logran renegociar los volúmenes contratados, el suministro de gas es claramente insuficiente para atender la demanda termoeléctrica. Es importante recalcar que el escenario alto no contempla la ocurrencia de un Niño durante el presente año. Como se observa en el gráfico, el margen entre los niveles de contratación de gas y la demanda para el escenario alto es muy estrecho y por lo tanto hidrologías particularmente críticas como las que suele traer el fenómeno del Niño pueden implicar faltantes de gas para atender los requerimientos.

La renegociación después de 2010 no está asegurada dado el crecimiento de la demanda en otros sectores y la declinación en la capacidad de producción del campo de la Guajira. Estas perspectivas se podrían revertir con nuevos hallazgos o con la certeza que el flujo de intercambios con Venezuela se revierte.



2.2.4 Generadores

A continuación se presentan los balances a nivel generador. Los resultados se agregan por agente y no por planta porque los contratos están nominados a las empresas generadoras y no a cada planta. Como se observa en la siguiente gráfica, varios de los agentes cuentan con respaldos de suministro muy por debajo del gas que demandarían

operando a máxima capacidad. En promedio, los contratos en firme cubren solo el 61% de las necesidades máximas de las térmicas a gas. Si las corridas del MPODE ya incluyen la restricción de disponibilidad de suministro de gas, en los resultados nunca se obtendrán demandas de cada recurso por encima de los niveles contratados aunque la planta cuente con una capacidad mayor. En este caso, las restricciones de suministro afectan el precio de la energía eléctrica simulado porque el modelo despacha plantas de menor eficiencia una vez se haya agotado el gas en firme en las plantas óptimas. En este informe, no obstante, no se analiza el impacto en el precio de los faltantes de contratación de gas.

Es importante advertir, además, que las corridas del MPODE disponibles por el CSMEM no publican directamente la demanda de gas en el escenario alto a nivel planta. Para el ejercicio se construyó un escenario alto por planta escalando el escenario medio por la relación entre medio y alto a nivel región (interior y costa). Se impuso un filtro de tal forma que en ningún caso la demanda asociada a cada planta excediera su consumo operando a máxima capacidad. En este sentido, los resultados pueden diferir de los del MPODE porque asumen que si la planta sale despachada en el escenario medio el sector la demandaría en proporción a los requerimientos en el escenario alto acotado únicamente por su capacidad. En el MPODE, en contraste, la demanda está restringida por el suministro de gas contratado.

Relación entre demanda máxima de gas y contratos en firme. Diciembre de 2010

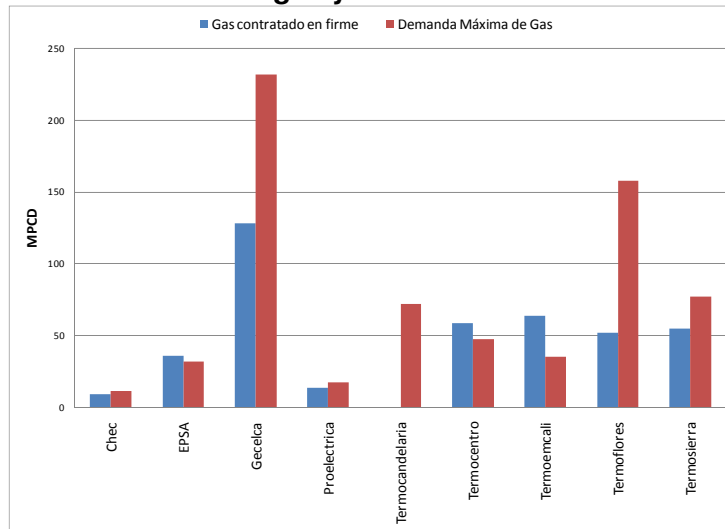


Gráfico No 7

2.2.4.1 Gecelca

Gecelca tiene contratado el suministro de 128 MPCD que equivale al 55% de la demanda máxima de gas de sus plantas. La cobertura contractual es suficiente para cubrir los despachos previstos por MPODE en los escenarios medios de mayo y junio de 2009 excepto a principios de 2011. No obstante, este generador enfrentaría restricciones de suministro a partir del segundo semestre de 2009 si se materializa un escenario extremadamente alto asociado al fenómeno del Niño.

Si bien en el análisis de XM no se evidencia un racionamiento, los despachos de plantas eficientes como Tebsa se verían acotados en el despacho, lo que implica que aunque no se incurra en riesgos de racionamiento los precios del mercado se equilibrarían en un nivel muy superior que en un escenario en que este agente no enfrentara restricciones de suministro.

Actualmente, Gecelca está comprando gas interrumpible para despachar por encima del límite que le imponen sus contratos en firme. Esta práctica, que es muy favorable para el mercado, muy seguramente no constituirá una opción en periodos de sequía prolongada porque los otros agentes utilizarán el gas vinculado a sus contratos en firme, con lo cual no quedarán excedentes disponibles par transar en interrumpible.

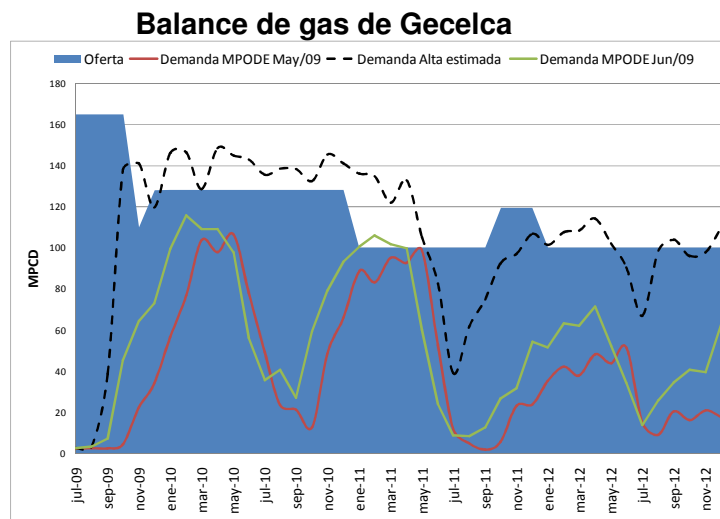


Gráfico No 8

2.2.4.2 Proeléctrica

De acuerdo con la información contractual recibida de la SSPD Proeléctrica cuenta con una cobertura más que suficiente para atender la demanda bajo los pronósticos de

despacho del MPODE, incluso en el escenario alto. La disponibilidad de gas, sin embargo, solo cubre un horizonte de un año. A partir de mediados de 2010 estas plantas, si no logran renegociar sus niveles actuales de contratación, se verán obligadas a generar con combustibles líquidos lo que, obviamente, encarece los precios a que ofertan en el mercado.

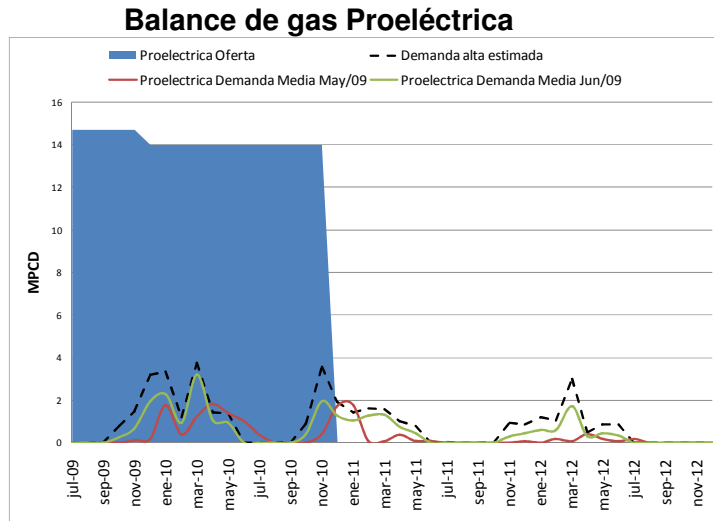


Gráfico No 9

2.2.4.3 Termocandelaria

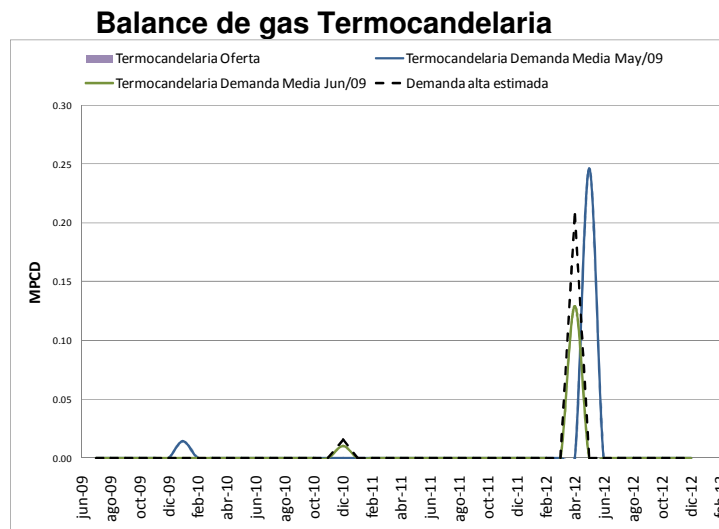


Gráfico No 10

Actualmente, Termocandelaria no cuenta con contratos de suministro. En este sentido, este agente solo podrá mitigar los eventuales problemas de escasez de reservas hídricas en el evento de un Niño con base en combustibles líquidos que son mucho

más costosos y enfrentan dificultades logísticas para sostener la generación durante un periodo prolongado. Obviamente el agente está respondiendo por obligaciones de energía en firme y por lo tanto internaliza la necesidad de trazar las estrategias de logística para generar en situaciones extremas.

2.2.4.4 Termocentro

Termocentro cuenta con gas más que suficiente para cubrir la demanda prevista en las simulaciones del MPODE. En este caso la contratación de suministro supera la capacidad efectiva de transporte y, por esta razón, presumiblemente, el modelo le asigna niveles muy bajos de despacho. En un escenario de hidrologías muy críticas en el inmediato futuro sería importante encontrar algún mecanismo de swap que permitiera situar el gas amparado bajo este contrato a las plantas más eficientes de la costa de tal forma que se elimine el cuello de botella en el tubo Ballenas-Barranca y se permita una mayor generación de las térmicas más eficientes de la costa.

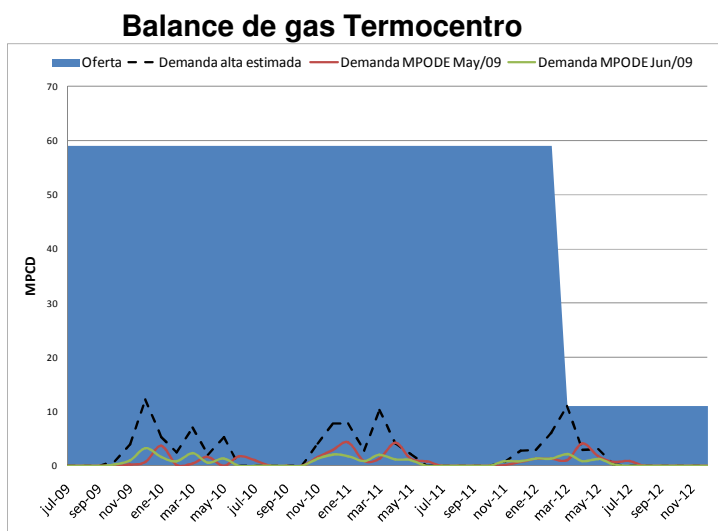


Gráfico No 11

2.2.4.5 Termoflores

Termoflores³ cuenta con apenas un 33% de cobertura de suministro de gas natural en firme constante en el horizonte analizado. Esta capacidad parece adecuada para enfrentar las demandas esperadas por el MPODE en el próximo año pero se torna insuficiente a partir de finales de 2010 incluso en el escenario medio de acuerdo con las estimaciones de junio realizadas por XM. En el escenario alto, la planta no

³ Se agruparon todas las plantas de Colinversiones incluida Merrieléctrica.

alcanzaría a cubrir ni siquiera la mitad de los requerimientos del sistema. La diferencia tan marcada entre la simulación realizada en mayo y la de junio, es que ésta última contempla la entrada en operación de Flores 4 a finales de 2010. Esta planta, dada su eficiencia, saldría despachada con frecuencia si se solucionan los faltantes de suministro de gas en firme.

Balance de gas Termoflores

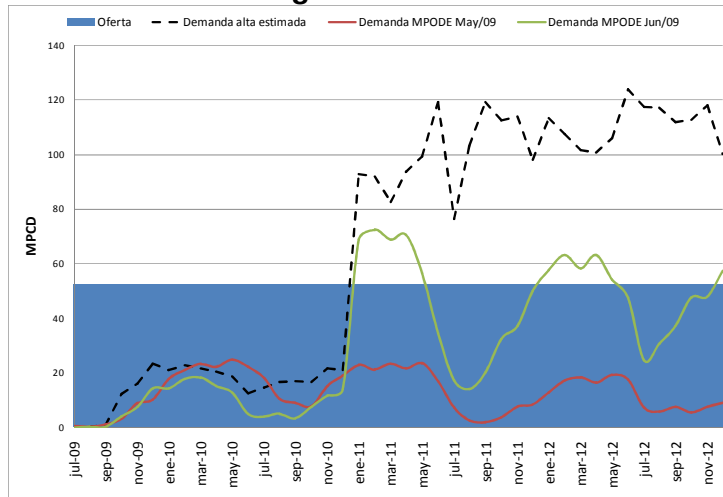


Gráfico No 12

2.2.4.6 Termosierra

Balance de gas Termosierra

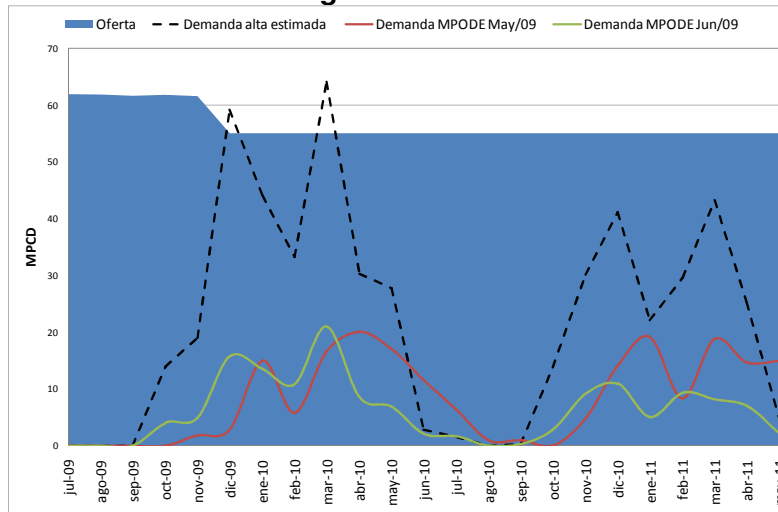


Gráfico No 13

El análisis para Termosierra es similar al de Termocentro en el sentido en que la planta cuenta con gas suficiente pero está restringida en la práctica y en las simulaciones del MPODE por la capacidad de transporte en el gasoducto Ballenas-Barranca. Por lo

anterior, no se prevén faltantes de gas excepto en el escenario alto construido por el CSMEM a partir del alto para esta zona en el MPODE. En efecto, bajo este escenario la planta no podría atender los requerimientos a finales de 2009 y en el primer trimestre de 2010. Esta situación, probablemente, no se presentaría si el gasoducto entre la costa y el interior se hubiese expandido bajo los cronogramas trazados en el pasado.

2.3 Recomendaciones

El CSMEM ve la necesidad de que se trace un plan de contingencia que permita mitigar los efectos que tendría la eventual ocurrencia del fenómeno del niño sobre la confiabilidad de suministro del sistema y el nivel de precios. Desafortunadamente, en caso de presentarse el fenómeno la única solución es incrementar la disponibilidad efectiva del parque térmico, lo que a su vez, depende de las condiciones de suministro y transporte de gas natural. En esta materia el país lleva casi una década en la cual se han planteado soluciones para mejorar las restricciones de suministro y transporte, que no se han concretado en proyectos que eliminen efectivamente los cuellos de botella identificados tiempo atrás. En particular aún no se expandió la capacidad del gasoducto Ballenas – Barranca, ni la capacidad de producción en Cusiana que cuenta con reservas suficientes para atender la demanda del país (total nacional) en un horizonte de aproximadamente 11 años.

Como lo mencionó el CSMEM en un informe anterior, la contratación del gasoducto Ballenas-Barranca no se resuelve como cualquier otro conflicto entre vendedores y compradores de infraestructura. Normalmente los primeros amplían la capacidad para honrar los contratos o se exponen a demandas si no lo hacen. En el caso del sector eléctrico los compradores de capacidad de transporte (generadores) no necesariamente se perjudican ante el incumplimiento del contrato por parte del vendedor porque la restricción en el flujo de gas eleva los precios generales en la bolsa y con ello la remuneración que puede recibir el agente considerando conjuntamente todos sus recursos. En la solución a este problema, que en principio se resuelve a mediados del próximo año, deben intervenir el regulador, porque la expansión debe ser correctamente remunerada, y el Ministerio de Minas (UPME), responsable del planeamiento del sector. Además para evitar estos conflictos es necesario implementar un sistema de penalidades que desincentive al transportador a incumplir con las condiciones pactadas.

Algo similar ha ocurrido con la expansión de capacidad de Cusiana. Este proyecto se ha anunciado desde hace varios años y sin embargo los productores no han incluido el

gas incremental que producirían estas expansiones (210 MPCD incluyendo Cusiana y Piedemonte) en las declaraciones de disponibilidad de suministro en firme hacia el futuro exigidas por el Ministerio de Minas. El retraso en la entrada de estos proyectos ha limitado, como se expuso en este informe, la disponibilidad comercial de plantas térmicas vitales en el esquema de despacho del país, ha encarecido el gas y minimizó el potencial de expansión de térmicas en el marco de las subastas de Cargo por Confiabilidad.

Es imperativo monitorear hacia el futuro la expansión del gasoducto Ballenas-Barranca, la entrada en operación de la ampliación de los campos de gas del piedemonte llanero y el cumplimiento de los cronogramas para la entrada de Flores 4 y Porce III. Se debe además verificar si Venezuela está siguiendo el cronograma inicialmente establecido para la construcción del gasoducto que transporta este recurso desde el oriente del aquel país. Si efectivamente se materializa un Niño durante 2009 es necesario acudir a soluciones de más corto plazo. En particular, se podría:

- Crear un mecanismo de carácter inmediato y transitorio que asegure la realización de swaps en la contratación de suministro cediendo capacidad en firme de los generadores del interior hacia los de la costa en volúmenes equivalentes al diferencial entre la capacidad del gasoducto Ballenas-Barranca y los contratos en firme de las plantas del interior. Se debe buscar una medida que remunere de manera adecuada a los agentes que ceden temporalmente estos contratos.
- Implementar las recomendaciones del estudio, sobre la logística en el manejo de combustibles líquidos para alimentar las plantas térmicas. Se debe evaluar el número de días que cubre la capacidad de almacenamiento de cada planta y los periodos necesarios para reabastecer sus depósitos. Con esta información es posible optimizar los despachos de tal forma que se explote al máximo el aporte de combustibles líquidos en caso de una hidrología extrema y persistente.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de mayo de 2009, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	mayo-08	abril-09	mayo-09	Variación Mayo 09- Abril 09	Variación Mayo 09- Mayo 08	Variación Mayo09- Promedio Ultimo Año
Hídrica	3734.32	3,319.56	3595.26	3,598.49	0.09%	8.40%	-3.64%
Térmica	588.90	934.12	656.14	893.95	36.24%	-4.30%	51.80%
Gas	418.97	633.96	459.66	586.41	27.58%	-7.50%	39.97%
Carbón	168.06	300.10	196.48	307.53	56.52%	2.48%	82.99%
Menores	262.68	251.45	263.07	229.17	-12.88%	-8.86%	-12.76%
Cogeneradores	4.59	2.24	3.85	3.92	1.91%	74.79%	-14.61%
Total	4591.31	4,507.37	4522.87	4,730.08	4.58%	4.94%	3.02%

En mayo de 2009 la generación eléctrica del SIN creció 4,9% con respecto al mismo mes del año anterior, no obstante la generación hidráulica creció 8.4% restando espacio para la generación térmica que presentó una disminución de 4.3%.

3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 14 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

Mayo, por primera vez en el último año, mostró aportes al sistema por debajo de los promedios históricos. Esta situación ha incidido en el bajo nivel agregado de los embalses, particularmente en los situados en la vertiente oriental de la cordillera oriental; en contraste las lluvias en Antioquia, han mantenido promedios cercanos a los históricos. Aún cuando la reducción de aportes en un solo mes no debería alertar al mercado, el anuncio de una probabilidad elevada de Niño hace necesario trazar un plan de contingencia para evitar situaciones de racionamiento o una dinámica alcista en los precios.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

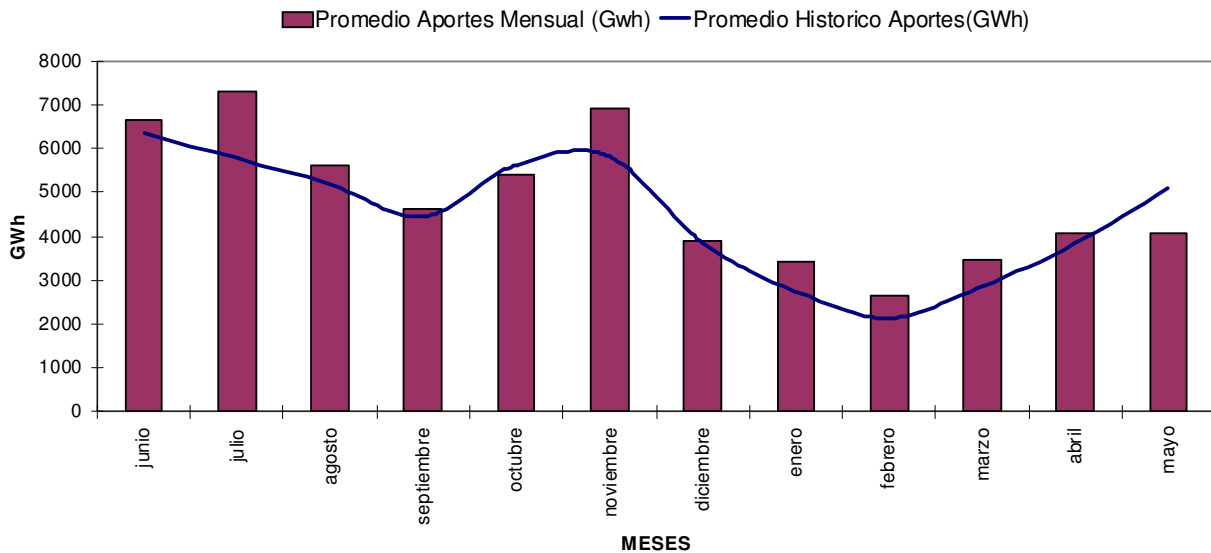


Gráfico No 14

3.1.3 Nivel de los Embalses

El gráfico No 16 presenta el nivel agregado de los embalses del SIN en los últimos seis meses, los cuales corresponden a la estación de verano. Se observa que de diciembre de 2008 a mediados de marzo de 2009, el nivel agregado descendió de 90% a 60% y a partir de esa fecha el nivel se estabilizó, terminando el mes de mayo en 57%.

Respecto a los embalses de los principales generadores, se destaca la reducción constante en los niveles de embalse de Guavio y Chivor durante todo el año hasta alcanzar niveles críticos, sobretodo en esta última planta; en contraste, los embalses del occidente han podido generar y recuperarse a un ritmo normal. Guatape, el embalse más grande del país, presenta reservas de casi 100% de su capacidad.

3.1.4 Vertimientos

El gráfico No 15 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

Como un resultado normal de la reducción en las lluvias, los niveles de vertimientos se redujeron considerablemente a magnitudes que se pueden considerar marginales.

**Vertimientos Mensuales
Junio de 2008 a Mayo de 2009**

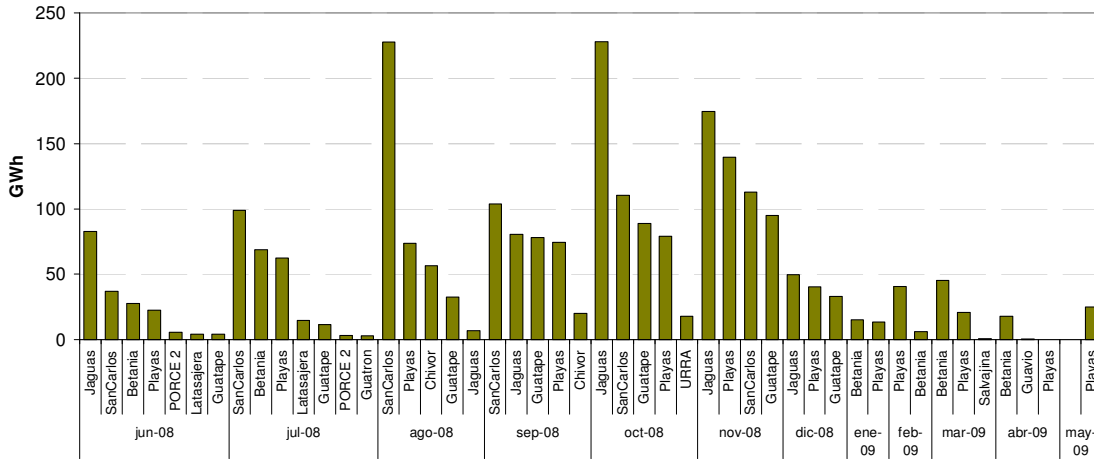


Gráfico No 15

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

**Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse
Agregado - Diciembre de 2008 a Mayo de 2009**

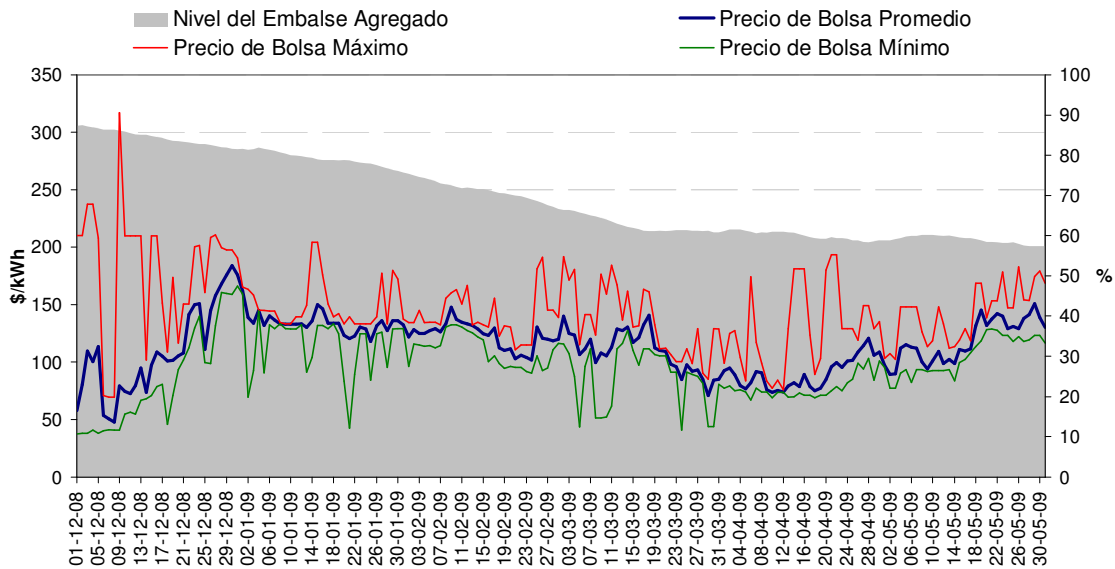


Gráfico No 16

El gráfico No 16 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario, para los últimos 6 meses.

Desde mediados de mayo, los precios del spot presentaron un aumento significativo que los llevó alrededor de los \$140/kWh en promedio. Por otra parte, la diferencia de precios entre horas de baja y alta demanda se redujo con respecto al comportamiento que presentaron los precios en el mes de abril de 2009.

3.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 17 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses y los compara para estos mismos meses, con los valores promedios históricos y los valores de los dos años anteriores, a precios constantes del año 2009.

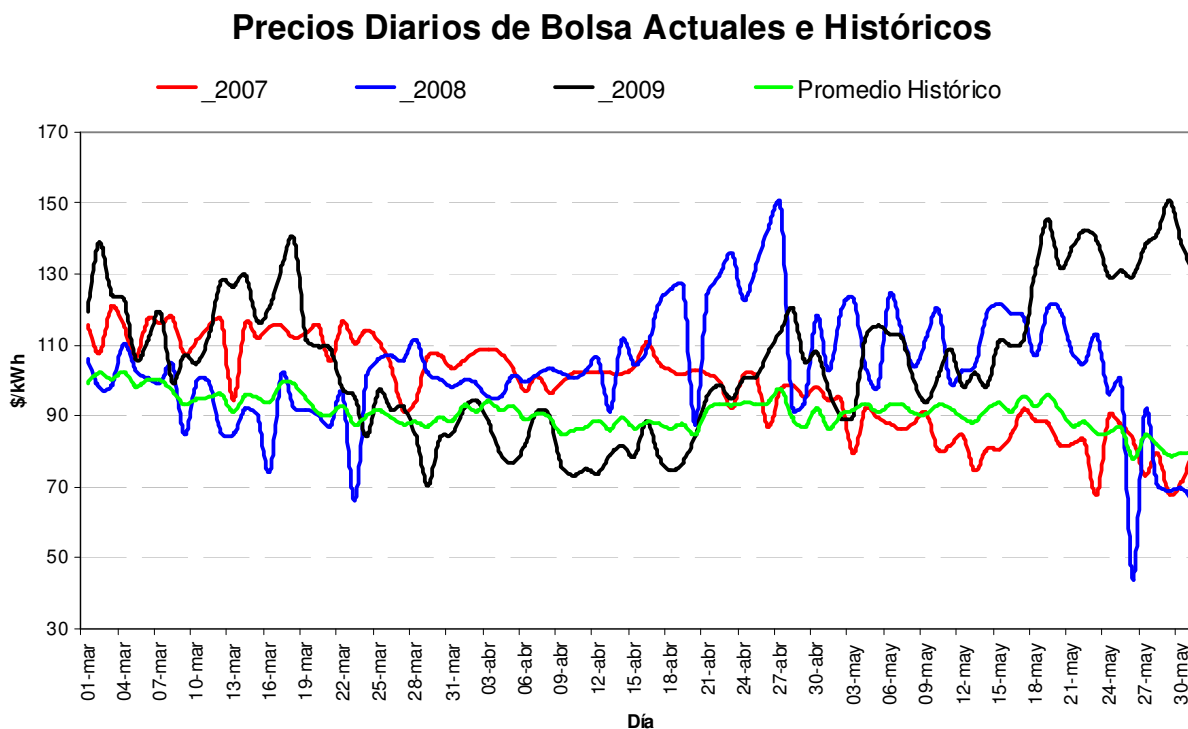


Gráfico No 17

Como consecuencia de los bajos aportes hídricos y el nivel agregado de los embalses del SIN, los precios en mayo, nuevamente, tras el relativo descenso en marzo y abril, volvieron a ubicarse bien por encima de los registros históricos y de los promedios de los últimos años que eran de por si elevados.

Los precios alcanzaron promedios de \$140/kWh hacia finales de mayo lo que parece excesivo ante la reducción de aportes en una zona del país. Esta reacción del mercado, como se ha venido sosteniendo, tiene su origen en la inelasticidad de la curva de oferta y en consecuencia, el poder de mercado que perciben los agentes.

3.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

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

Se observa que en mayo la distribución de precios se desplazó a la derecha con un patrón bimodal, con precios cercanos a \$100/kWh en la primera moda y \$130/kWh en la segunda. En horas de alta demanda se observa una frecuencia elevada de precios por encima de \$150/kWh.

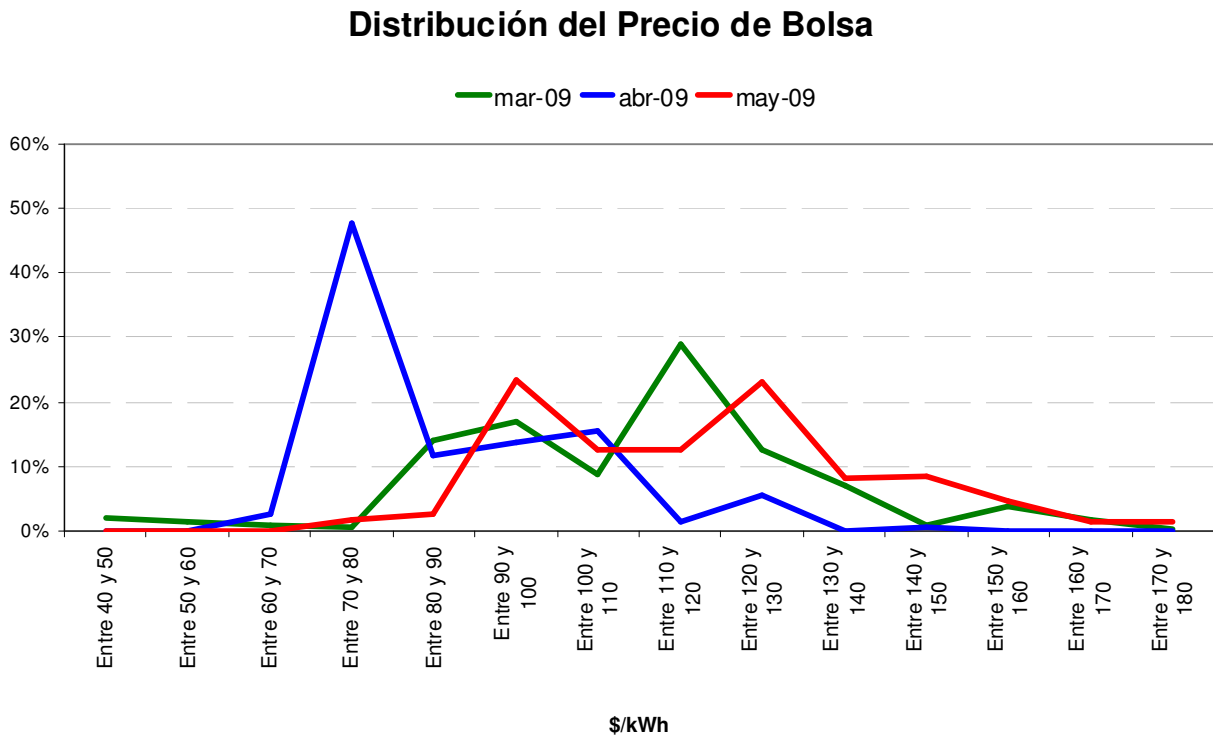


Gráfico No 18

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 19 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

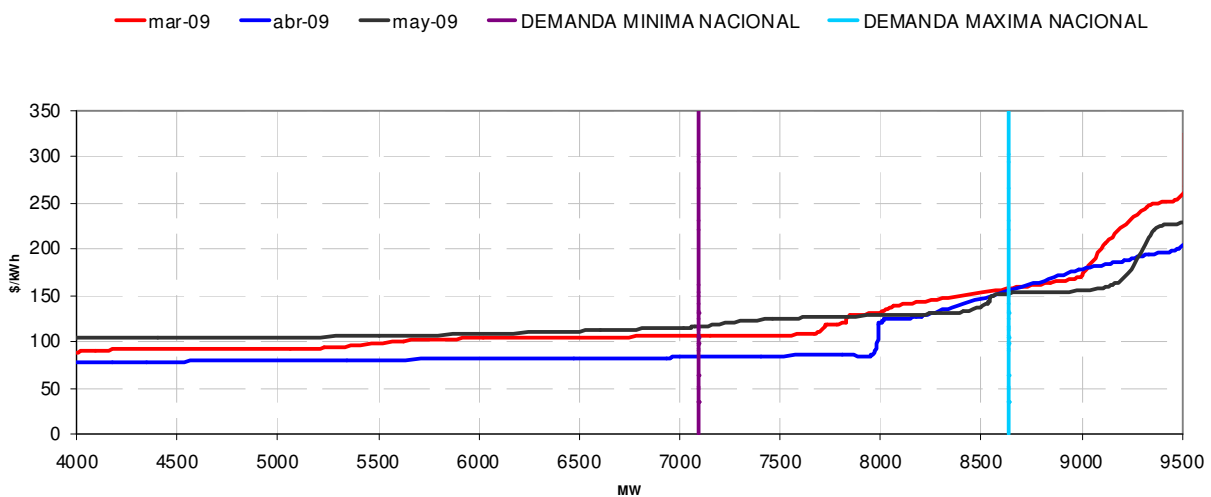


Gráfico No 19

La oferta en mayo se hizo muy inelástica para rangos de demanda muy alta (por arriba de los 9 Gw). No obstante, el aumento en precios tan marcado se explica por un desplazamiento hacia arriba de toda la curva de oferta, en los rangos bajos de consumo y hasta los rangos medios. Sorprende que el aumento en los precios de oferta se haya dado indiscriminadamente entre todos los agentes. En el caso de las plantas hidráulicas de la cordillera oriental, parece razonable que sus ofertas hayan aumentado para mantener las reservas en sus embalses; sin embargo, no ocurre lo mismo para los generadores de Antioquia que cuentan con niveles elevados en sus embalses.

3.3.2 Índice de Lerner

Los gráficos 20-a, 20-b y 20-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio

de la demanda residual, sin considerar los niveles de contratación de los agentes, para los periodos de demanda baja, media y alta, en los últimos doce meses.

El índice de Lerner no aumentó en mayo y por el contrario presentó una pequeña disminución para niveles de carga media y alta; por lo tanto se podría pensar que el poder de mercado individual se mantuvo en niveles bajos.

El índice no se modificó para considerar la curva de demanda residual sin descontar el nivel de contratación, porque el desplazamiento de la oferta se dio en forma generalizada para todos los agentes. Mientras se logra contar con la información necesaria para “limpiar el índice de Lerner”, se seguirá aproximando la medición de poder de mercado con el inverso de la elasticidad de la demanda residual, sin considerar niveles de contratación.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

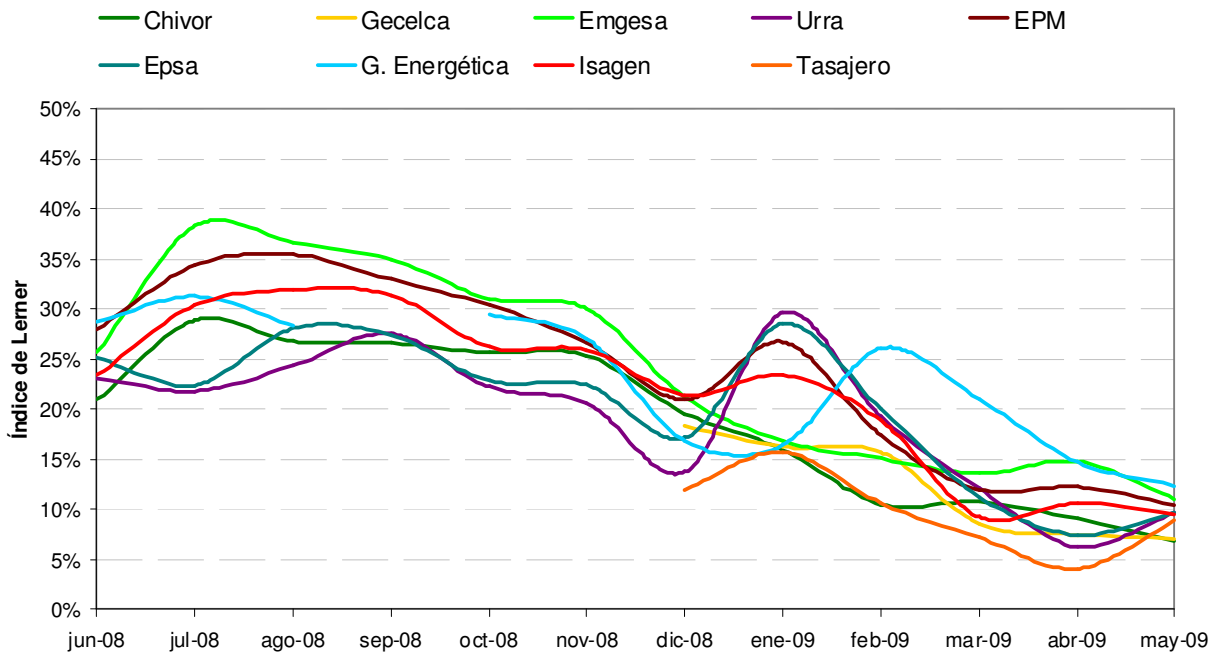


Gráfico No 20-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

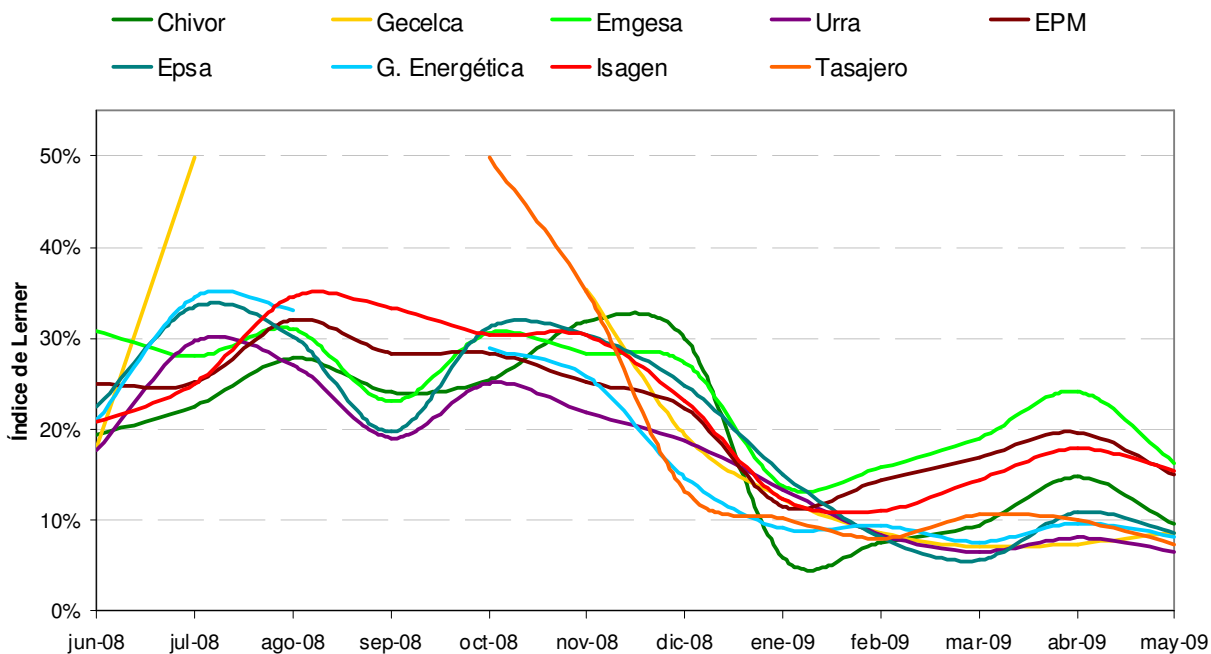


Gráfico No 20-b

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

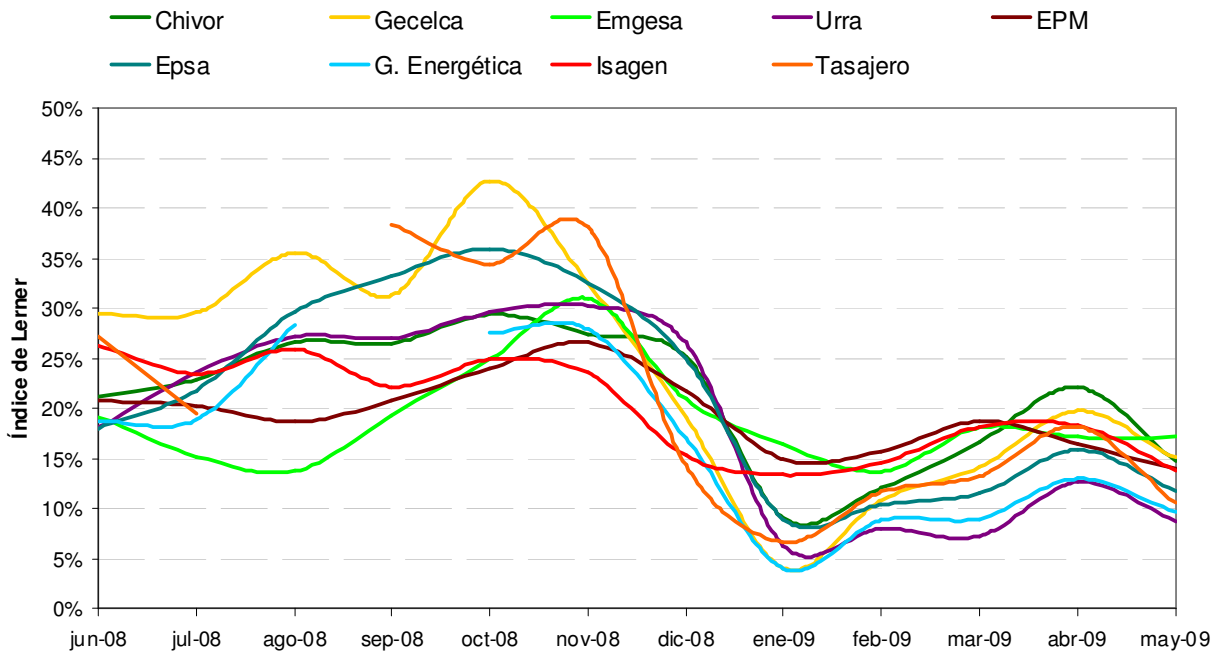


Gráfico No 20-c

3.3.3 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 21 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.

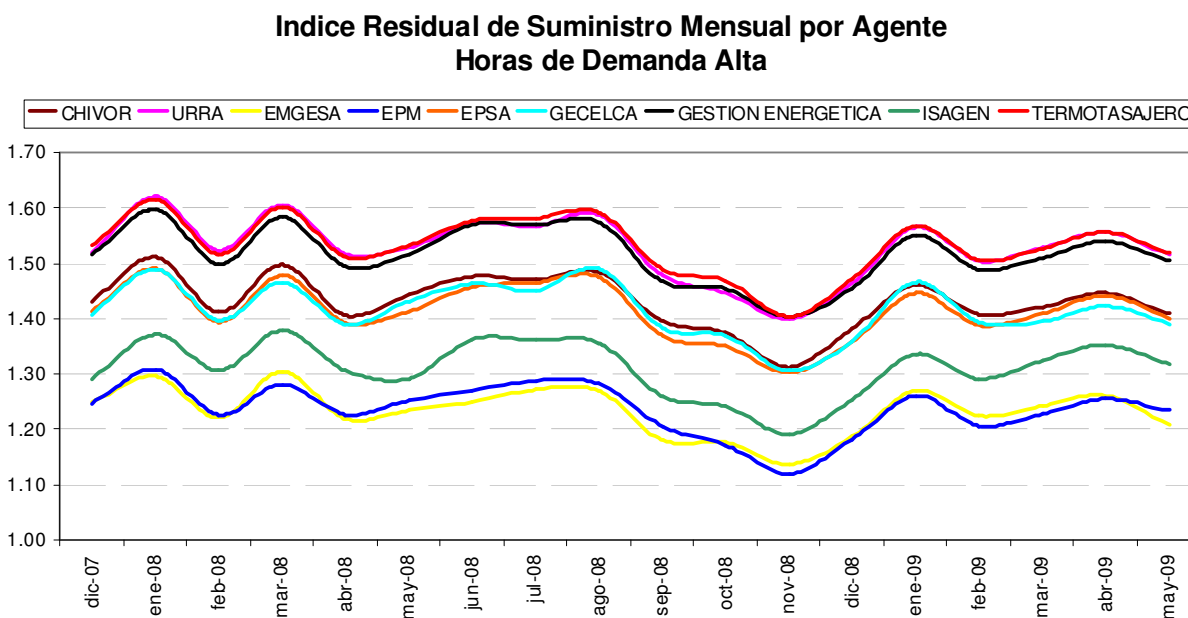


Gráfico No 21

El índice residual de suministro en el periodo de demanda alta se mantiene con valores superiores a 1.2. De importancia resulta el índice para Emgesa que siendo muy próximo a 1.2 refleja la existencia de poder de mercado, corroborando así para esta empresa los resultados del índice de Lerner en demandas media y alta, los cuales siendo próximos al 18% corresponden a los mayores del mercado.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 22 presenta a nivel mensual, el precio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

Precio de Reconciliación Positivas vs Precios de Bolsa Junio 05 - Mayo 09

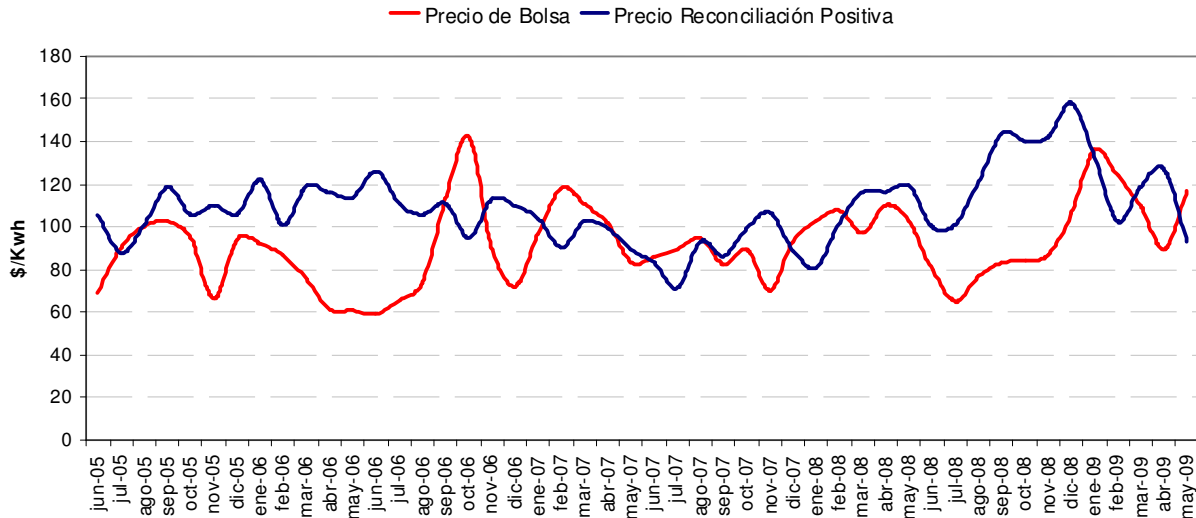


Gráfico No 22

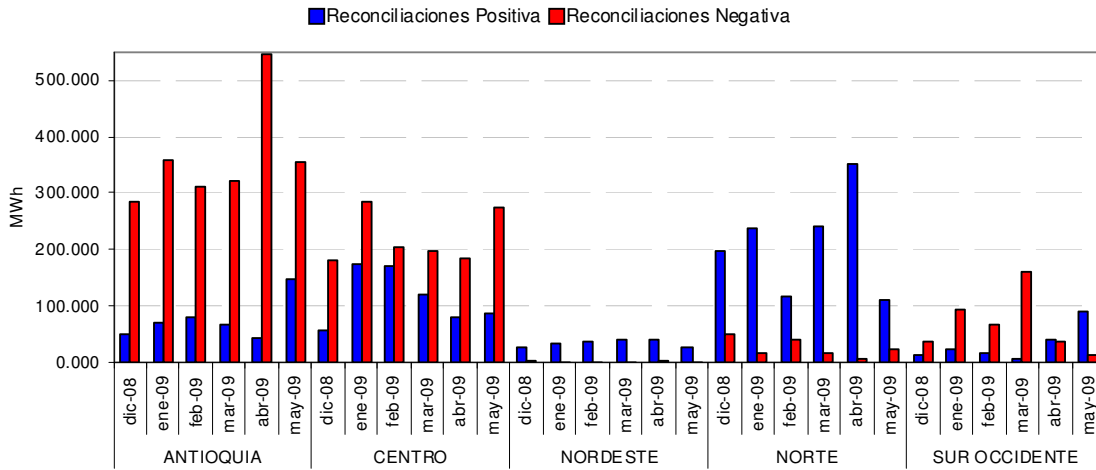
Después de haber alcanzado un precio record de \$160/kWh, en mayo el precio promedio de las reconciliaciones positivas presentó valores por debajo de los \$100/kWh, similares a los ocurridos en enero y junio del 2008.

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico 23 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

En mayo de 2009 la magnitud de las reconciliaciones (MWh) positivas en la zona Norte disminuyó considerablemente, en contraposición, parte de esta disminución se compensó con aumentos importantes en la zonas Antioquia y Suroccidente. De otro lado, las reconciliaciones negativas se disminuyeron sustancialmente en Antioquia y crecieron en la zona Centro.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Diciembre 2008 - Mayo 2009



Nota. La reconciliación negativa incluye la responsabilidad comercial del AGC.

Gráfico No 23

3.4.3 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 24 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Diciembre 2008 - Mayo 2009

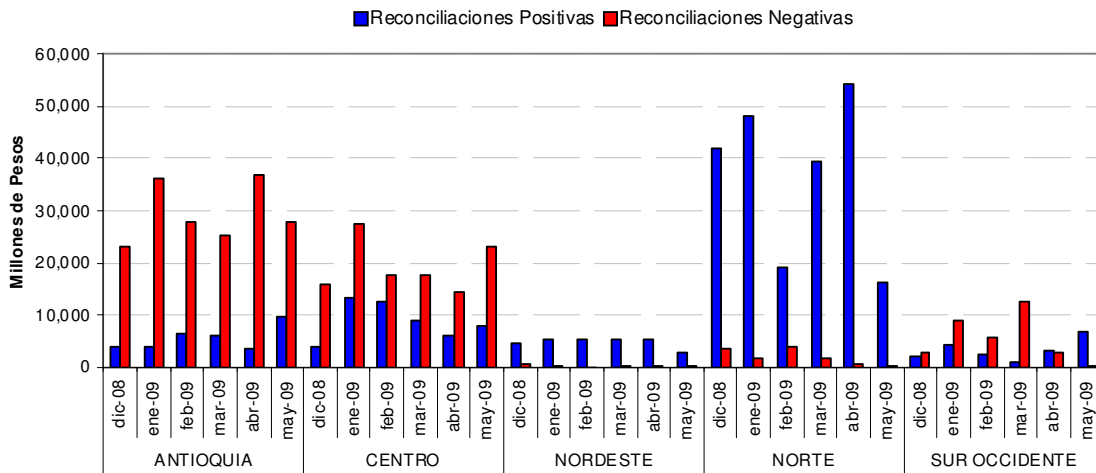


Gráfico No 24

El costo de las reconciliaciones positivas y negativas fundamentalmente refleja el mismo comportamiento ya mencionado de la magnitud de estas reconciliaciones. Se destaca la gran reducción del costo de las reconciliaciones positivas en la zona Norte.

3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 25-a y 25-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

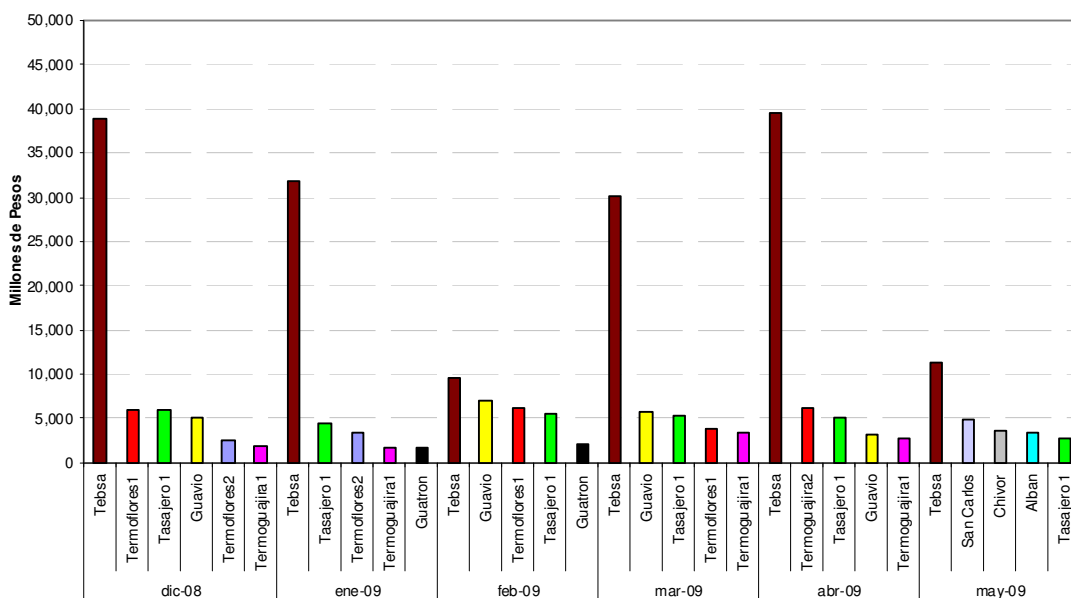


Gráfico No 25-a

Consistente con el comportamiento del costo de las reconciliaciones positivas y negativas en las zonas operativas, la reducción en las reconciliaciones positivas de la zona Norte se produjo en la central Tebsa. De otra parte, el incremento de los costos de las reconciliaciones negativas de la zona Centro se produjo en Chivor y Paraíso-Guaca, y la disminución en Antioquia se concentró en San Carlos.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

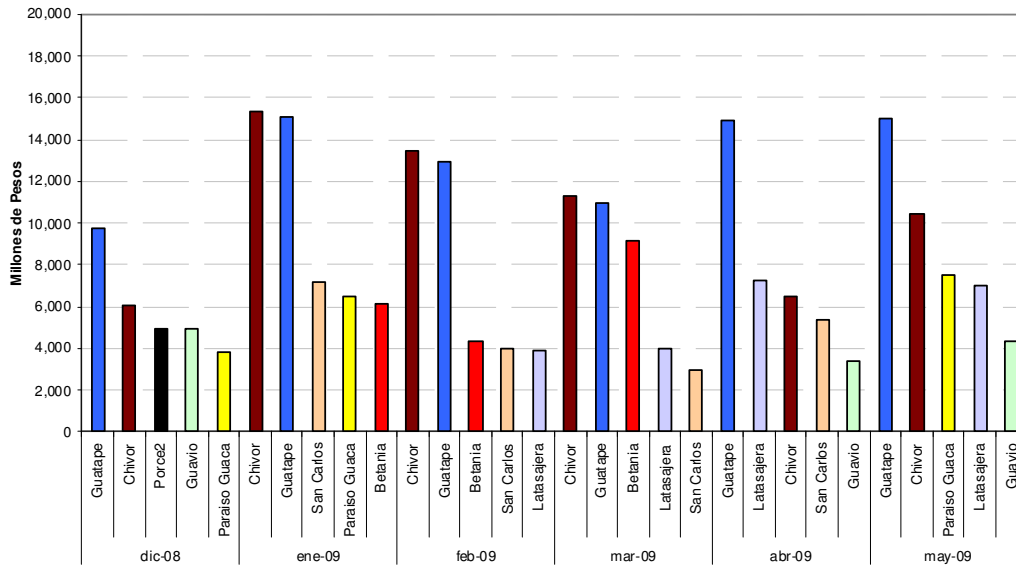


Gráfico No 25-b

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

Costo Total de restricciones Para el Sistema
Septiembre 2006 - Mayo 2009

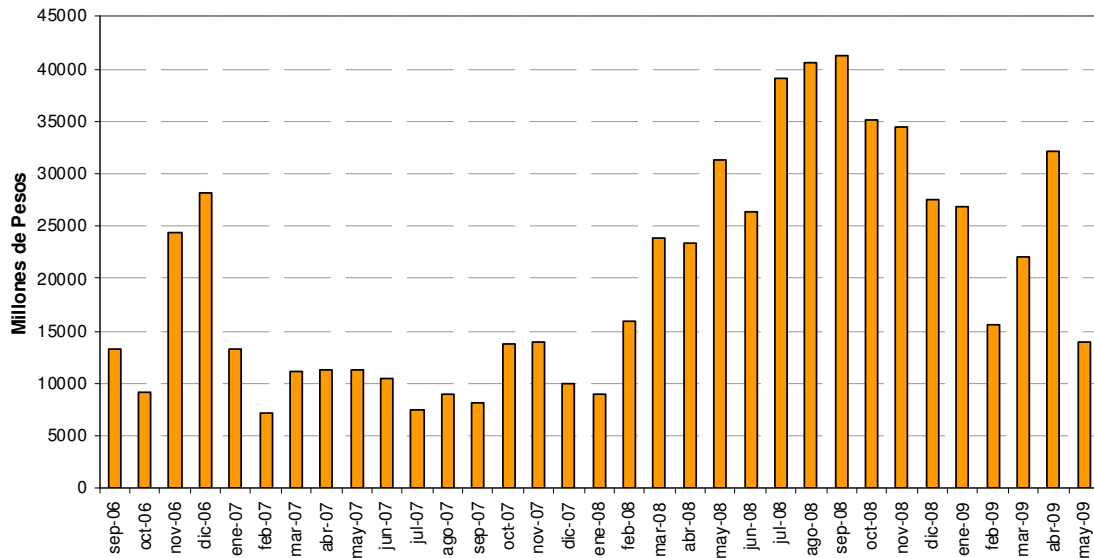


Gráfico No 26

El gráfico No 26 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

El costo de restricciones en el SIN en mayo se redujo a \$14.000 millones de pesos, como resultado fundamentalmente de las reducciones en magnitud y costo de las reconciliaciones positivas de la zona Norte.

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 27 presenta a nivel mensual la evolución de la composición de bolsa vs contratos y el total (bolsa más contratos), como porcentaje de la demanda para el sistema total, para un periodo de tres años.

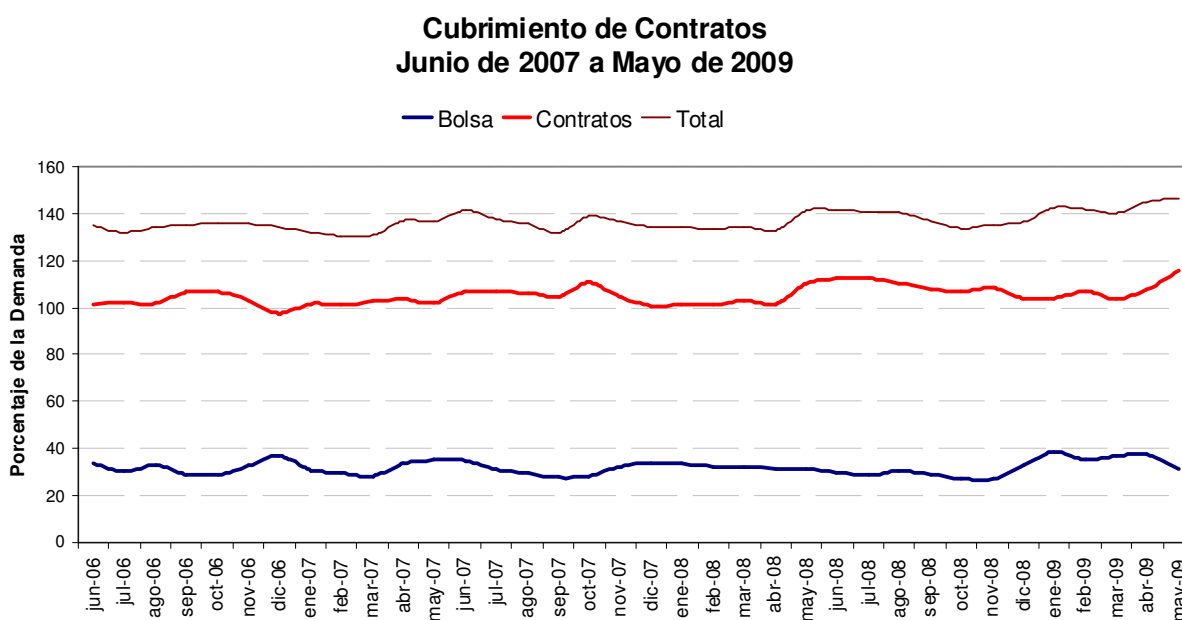
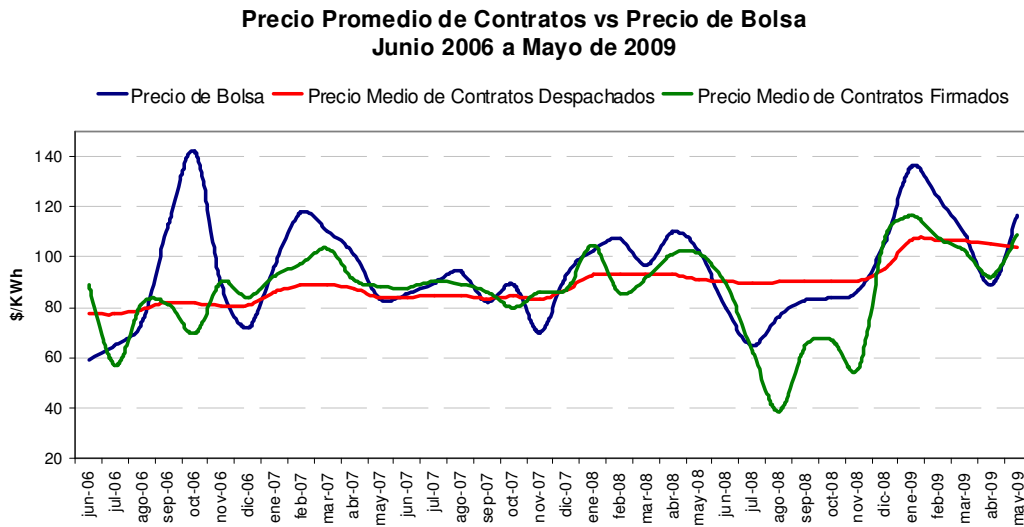


Gráfico No 27

Se observa como en mayo de 2009, el cubrimiento de la demanda con contratos llegó a valores próximos al 120%, mientras la demanda transada en bolsa se redujo a valores cercanos al 30%.

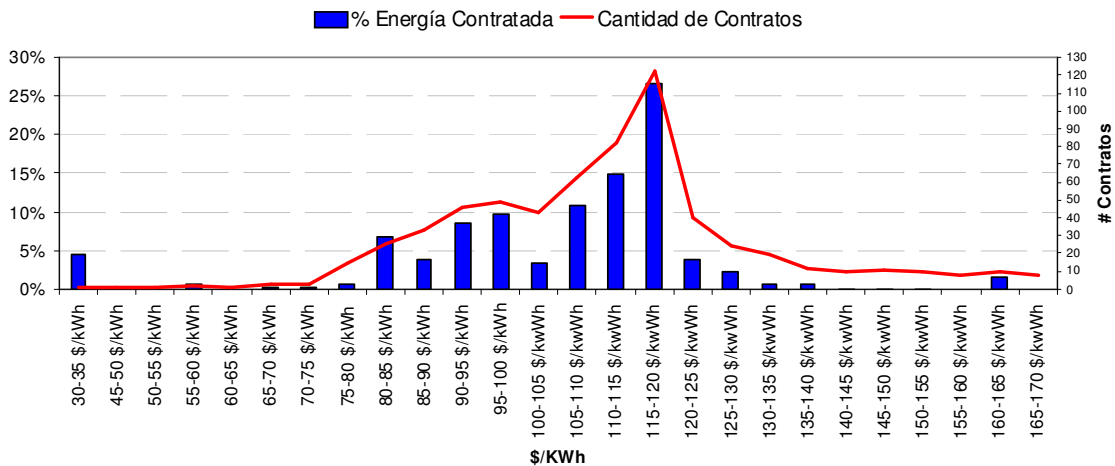
3.6.2 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 28 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes, vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años.



3.6.3 Distribución del Precio de Contratos

**Distribución del Precio de Contratos
Mayo de 2009**



El gráfico No 29 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de abril de 2009, en intervalos de \$5/kWh.

En mayo de 2009, los precios de los contratos presentaron un comportamiento muy similar al de abril, con la mayor concentración en el rango de 115 a 120 \$/kWh, correspondiendo este precio al 28% de la energía transada en 120 contratos despachados.

3.6.4 Contratos Vigentes por Agente

El gráfico No 30 muestra para los principales agentes del sistema, el número de contratos vigentes mensuales, para los últimos 12 meses.

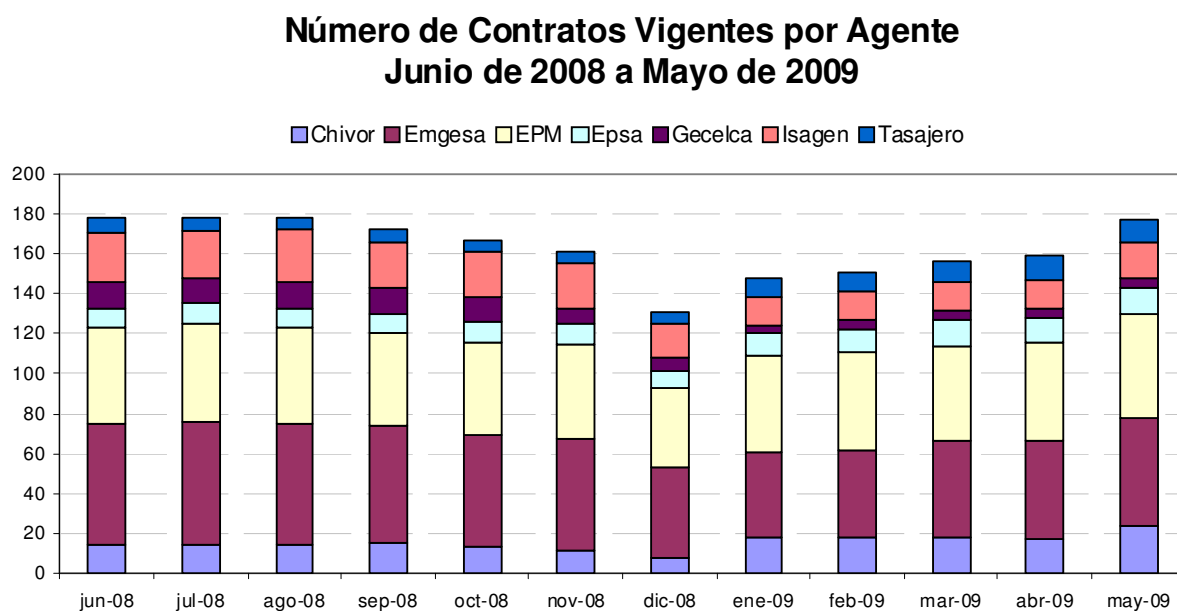


Gráfico No 30

En mayo de 2009, se produjo un aumento en el número de contratos vigentes para suministro de energía, aumento que ocurrió principalmente en Chivor, Emgesa e Isagen.

3.6.5 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 31 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, vs el precio de Bolsa, para los últimos 3 años.

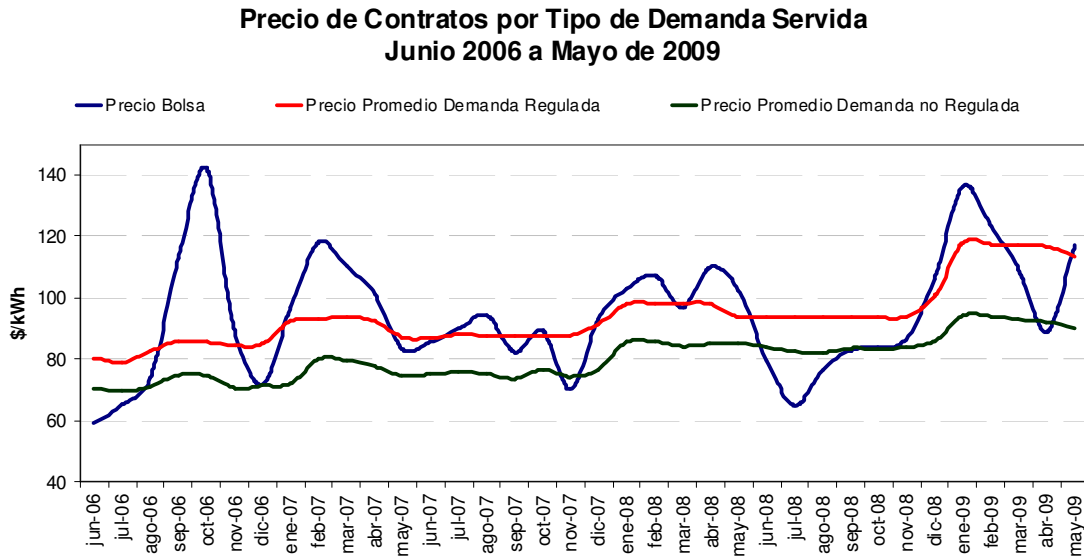


Gráfico No 31

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Costo del servicio de RSF y Holgura Programada

El gráfico No 32 presenta a nivel diario el costo del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia SRSF en pesos, el valor de las compras de energía en bolsa y el valor diario de la holgura programada para AGC (HO), en MWh-día.

Costo del Servicio de RSF y Holgura Programada Diciembre de 2007 a Mayo de 2009

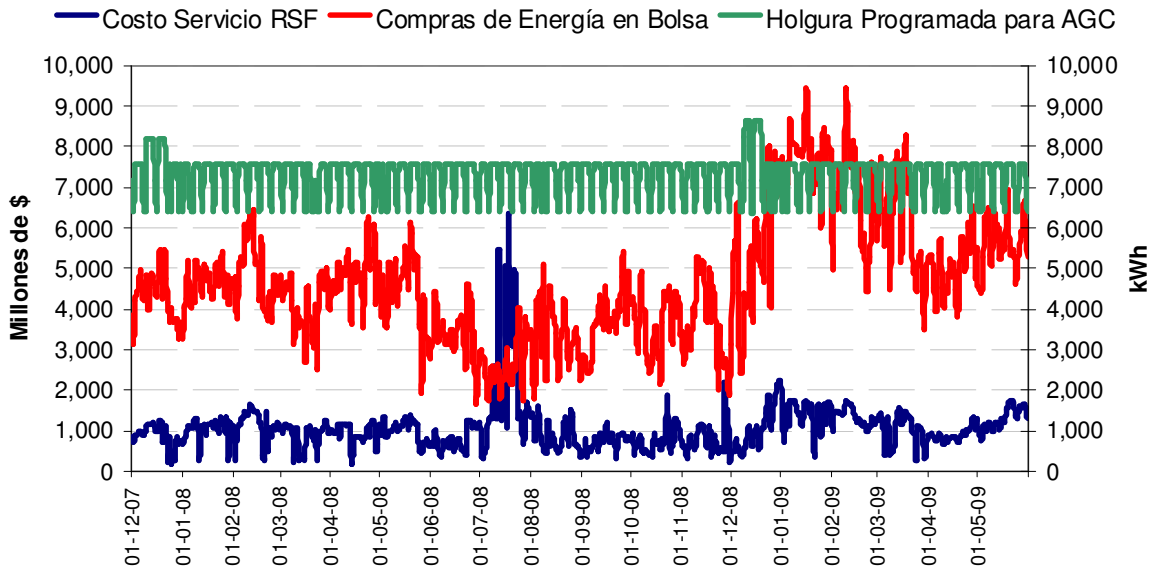


Gráfico No 32

3.7.2 Servicio de AGC por Empresa

Servicio de AGC por Agente Junio 2008 de 2007 a Mayo de 2009

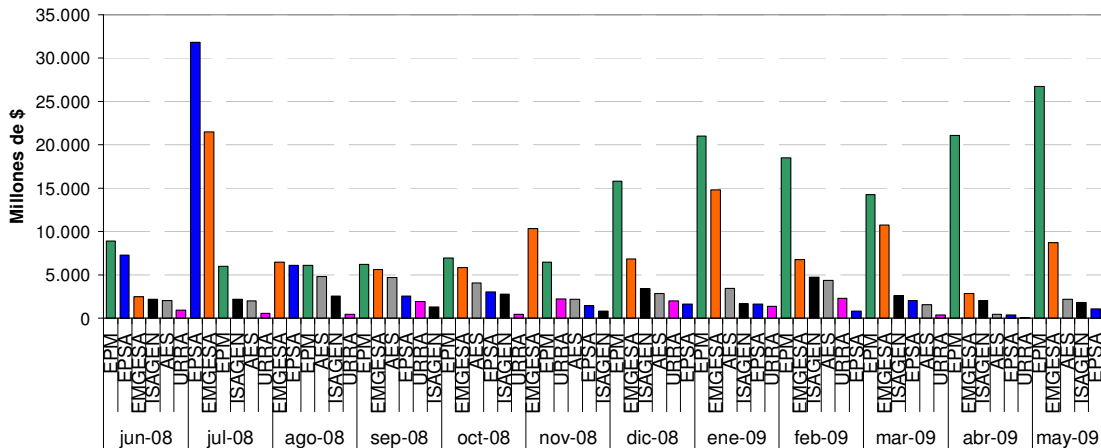


Gráfico No 33

El gráfico No 33 presenta para cada mes del último año, el valor en pesos del servicio de AGC apilado por empresas.

3.7.3 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 34 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

Valor del AGC Mensual Junio de 2006 a Mayo de 2009

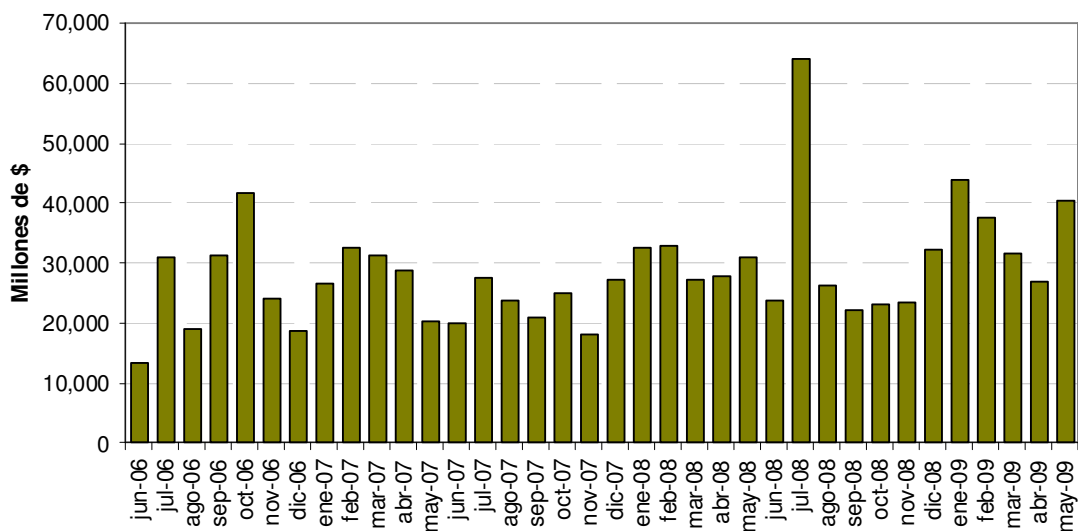


Gráfico No 34