

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 63 – 2011

PERSISTEN LAS TENSIONES EN EL SECTOR GAS Y SU IMPACTO SOBRE LA GENERACION ELECTRICA

Preparado por:

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

Bogotá, Octubre 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	PERSISTEN LAS TENSIONES EN EL SECTOR GAS Y SU IMPACTO SOBRE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	2
2.1	INTRODUCCIÓN	2
2.2	PRECIO EN BOCA DE POZO	3
2.3	OFERTAS COMERCIALES DE GAS DOMÉSTICO	6
2.4	TRANSPORTE DE GAS NATURAL	8
2.5	COMERCIO EXTERIOR	9
2.6	GASES NO CONVENCIONALES	11
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	12
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	12
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	12
3.1.2	<i>Demanda del Sistema</i>	12
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía</i>	13
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	14
3.1.5	<i>Vertimientos</i>	14
3.1.6	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible</i>	15
3.1.7	<i>Desviación del Despacho Real</i>	16
3.1.8	<i>Nivel de los Embalses</i>	17
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	18
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	18
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	19
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	19
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación</i>	20
3.2.5	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez</i>	21
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural</i>	22
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo</i>	22
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	23
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i>	23
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	24
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i>	25
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	26
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	26
3.3.6	<i>Índice de Lerner Mensual</i>	27
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro</i>	29
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	29
3.4.1	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas</i>	29
3.4.2	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	30
3.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	31
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	32
3.5.1	<i>Costo de Restricciones por Causa</i>	32
3.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	32
3.6.1	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i>	33
3.6.2	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	33
3.6.3	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	34
3.7	INDICADORES OPERATIVOS	34
3.7.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente</i>	34
3.7.2	<i>Eventos de Importantes del SIN</i>	35

Resumen Ejecutivo

En un reciente informe, el CSMEM mostró las tensiones que puede generar la insuficiencia de gas natural en el mercado de contratos eléctricos. En el presente documento se discute el impacto en la formación del precio de bolsa y eventualmente en las tarifas de transporte de gas natural. La percepción del Comité es que nuevamente se pueden estar gestando posiciones encontradas entre los eslabones de la cadena de gas que impidan un desarrollo armónico del sector gas, con fuertes implicaciones para el sector eléctrico. Se trata de un documento conceptual para discusión que se concentra en los siguientes 4 tópicos:

Precio de Boca de Pozo. Como resultado de la indexación del precio en boca de pozo con base en la evolución del precio externo de los sustitutos (y no del gas), actualmente el precio regulado del gas natural en el mercado doméstico está un 60% por encima del referente internacional. Este nivel no es eficiente en términos económicos bajo ninguna de las metodologías para fijación de precios de no transables y tiene por lo menos las siguientes consecuencias: genera rentas, presiona al alza el precio spot de la electricidad, resta competitividad a la industria colombiana (en gas y electricidad) e introduce riesgos a potenciales negocios de importación. Lo anterior es particularmente grave en un período en que se inicia la negociación de los contratos de suministro y el país se abre a la competencia con los TLCs.

Oferta Comercial de Gas. En este frente se detectan dos problemas. En primer lugar, se eliminó el consumo térmico de las prioridades de asignación de gas regulado (precisamente el más cercano a las térmicas de la Costa). Se reafirma una percepción, no demostrada con análisis costo beneficio, según la cual dada la volatilidad de la demanda térmica, es más eficiente respaldar la energía en firme con combustibles líquidos. En segundo lugar, el nuevo esquema de subastas para asignar la oferta de gas con precio no regulado, otorga libertad a los productores para fraccionar la oferta por campos y distribuir su capacidad entre firme e interrumpible. Bajo este modelo es posible que continúe un mercado con discriminación de precios y captura de la totalidad del excedente del consumidor. Mayores precios en las térmicas por su parte, impactan el precio de bolsa no solo de la planta que margina el precio, sino de toda la energía transada en la hora en que está marginando. Esta externalidad negativa traslada las rentas e ineficiencias del mercado de gas al eléctrico.

Tarifas de Transporte de Gas. Los expedientes tarifarios del transporte de gas natural se han presentado sin que exista certeza en los volúmenes de suministro con que contará el sector térmico. Si se excluye esta demanda de la base de remuneración de

los activos de transporte, se elevarán las tarifas de transporte con efectos negativos para el crecimiento del sector gas y con efectos sobre la viabilidad de la generación térmica con este combustible. En un escenario aún más complejo, el regulador, dadas las menores demandas, no reconoce en el “rate base” nuevas expansiones o inversiones ya ejecutadas. En este caso, además de los problemas de consistencia regulatoria (oportunisto) se congelan quizás por varios años, las expansiones en la red de gasoductos que como se mostró, tienen una capacidad insuficiente para atender las demandas pico.

Comercio Exterior. Se ha avanzado en la reglamentación de las exportaciones. No obstante, el CSMEM hace un llamado para que la renegociación del contrato con Venezuela, se pacte como interrumpible para liberar firmeza que permita amparar obligaciones de confiabilidad en las térmicas más eficientes de la Costa. En el caso de las importaciones, se plantea la importancia de que el estado en alianzas publico-privadas, o el regulador (recursos del cargo por confiabilidad), tomen acciones para reducir el riesgo de construcción de instalaciones para importar gas licuado. En ausencia de esta señal, los riesgos, costos de transacción y problemas de selección colectiva, pueden bloquear el desarrollo de este proyecto.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en los meses de agosto y septiembre, donde se reporta para septiembre un crecimiento de la generación del 4.7% con respecto al mismo mes del año anterior, crecimiento que sigue un ritmo muy similar al de la actividad económica en el país. Las exportaciones de energía eléctrica tanto a Venezuela como a Ecuador, aumentaron en agosto y septiembre, quizás motivadas por los bajos precios en el spot de Colombia.

Debido al fenómeno climático de la Niña, los aportes hídricos en agosto y septiembre se incrementaron respecto a los promedios históricos para estos meses, también los vertimientos fueron muy pequeños. Al final de septiembre el nivel agregado de los embalses correspondió al 81% de la capacidad útil; en comparación con septiembre de 2010, estas reservas fueron superiores en un 23.7%.

Se sostuvo la tendencia de precios bajos observada desde el primer trimestre del año; sin embargo, el comportamiento horario del precio se elevó con relación a julio y se aumentó significativamente la volatilidad en el precio de bolsa, sobre todo en horas de alta demanda.

A pesar del alto nivel alcanzado por el precio de bolsa en dos eventos de agosto y septiembre, éste nunca tocó el precio de escasez; además, el umbral del precio de escasez se ha venido elevando con el crecimiento en el precio del gas.

Porce III, a pesar de su inicio reciente en el mercado, parece cumplir una función importante en la formulación de estrategias de oferta para EPM. Tebsa y Termozipa, efectivamente marcaron el precio en un número importante de horas, lo que puede ayudar a entender el incremento en los precios en horas de alta demanda y el efecto del crecimiento en el precio del gas natural. Sorprende que Betania con un nivel de embalse alto marque precios en horas de alta demanda.

El comportamiento de las ofertas de las térmicas a gas parece haber cambiado con relación a lo observado en períodos anteriores; en efecto, la mayoría de las plantas ofertaron a precios competitivos, lo que podría explicarse por la abundancia de gas en el mercado secundario.

El poder de mercado, medido a través del índice de Lerner, muestra que en horas de demanda baja y media los agentes no contaron con la habilidad para aumentar significativamente los precios de mercado; sin embargo, en horas de demanda alta, algunos agentes ya muestran algún grado de poder de mercado, resultado que fue validado con los valores arrojados por el índice residual de suministro.

La magnitud de las reconciliaciones positivas, al igual que su costo, se han incrementando desde enero y están fundamentalmente asociadas con las restricciones eléctricas y el soporte de voltaje. En particular, el área Atlántico es dependiente de la generación de seguridad a nivel de 110kV en las centrales de Flores y Tebsa.

Se observa como los precios máximos del AGC se han mantenido alrededor de \$400/kWh, valor que no tiene relación con el precio de bolsa y presumiblemente podría indicar un comportamiento estratégico de algunos agentes.

Finalmente merece destacarse la falla operativa del 24 de septiembre en Guavio que conllevó a la pérdida de 1.200 MW de generación, ocasionando una caída en la frecuencia del SIN y la activación de la primera etapa del esquema de deslastre de carga.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Persisten las tensiones en el sector gas y su impacto sobre la generación eléctrica, b) Análisis de desempeño del MEM durante los meses de agosto y septiembre del 2011.

a) Persisten las Tensiones en el Sector Gas y su Impacto sobre la Generación Eléctrica

Se discute el impacto en la formación del precio de bolsa y eventualmente en las tarifas de transporte de gas natural. Aparentemente se pueden estar gestando posiciones encontradas entre los eslabones de la cadena de gas que impidan un desarrollo armónico del sector gas, con fuertes implicaciones para el sector eléctrico. La discusión que se concentra en: precio de boca de pozo, oferta comercial de gas, tarifas de transporte de gas y comercio exterior.

b) Análisis de Desempeño del MEM

Los indicadores que el CSMEM utiliza para analizar el desempeño del MEM están relacionados al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales, el servicio de regulación secundaria de frecuencia, el comportamiento operativo de los equipos de generación y transmisión y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante los meses de agosto y septiembre de 2011, un comportamiento que merece destacarse.

2 Persisten las Tensiones en el Sector Gas y su Impacto sobre la Generación Eléctrica

2.1 Introducción

La sequía 2009 – 2010 puso en evidencia las limitaciones de transporte y suministro que enfrentaba el sector de gas natural, para abastecer el parque térmico en períodos de máxima exigencia. Estas restricciones eran de público conocimiento desde años atrás, pero fue imposible coordinar las acciones de todos los agentes de la cadena y del estado para dar soluciones oportunas. Como resultado, el gas natural fue racionado a la industria manufacturera y varias térmicas tuvieron que generar con combustibles más costosos, a pesar de contar con contratos en firme de transporte y suministro, precisamente para responder ante estas coyunturas.

Después de este episodio, que significó una costosa intervención a las reglas del juego en los mercados de gas y electricidad, se creó un clima favorable de discusión. El Ministerio de Minas contrató un estudio con Frontier, la CREG inició una serie de estudios con expertos internacionales de primera línea y Naturgas preparó una consultoría liderada por Guillermo Perry. Estos estudios mostraban los problemas estructurales que genera la volatilidad de la demanda de las térmicas ante una oferta inflexible, tanto de producción como de transporte de gas natural.

Los estudios plantearon recomendaciones que en buena medida se acogieron en el Decreto 2730 de 2010. Acelerar la definición de las reglas de la explotación de gas no convencional, facilitar las exportaciones, crear mecanismos para viabilizar las importaciones de gas natural licuado, evaluar la posibilidad de crear infraestructura para almacenar gas en yacimientos agotados, homogenizar los contratos con señales de precio claras entre firme e interrumpible, crear una subasta transitoria para asignar el gas en firme disponible bajo un esquema eficiente, flexibilizar las restricciones a la integración vertical en gas y gas-electricidad, crear un gestor del mercado de gas que permita entre otras cosas ordenar el mercado secundario y optimizar el despacho considerando los requerimientos del eléctrico.

Además, ECOPETROL concretó sus proyectos de expansión de las plantas de tratamiento en el Pie de Monte Llanero y TGI concluyó las inversiones para expandir la capacidad de transporte tanto desde la Guajira como desde Cusiana. En medio de las

intervenciones, por otra parte, se encargó a XM el monitoreo del mercado de gas natural. Durante la crisis se contó con un excelente reporte de los consumos de gas y combustibles líquidos de las plantas térmicas y de los balances de gas. Pareció, durante un breve lapso de tiempo, que los problemas de armonía entre los distintos participantes habían quedado atrás y que el sector retomaría el impulso de cooperativismo que posibilitó la masificación del gas natural en las décadas anteriores.

La lectura hoy en día es la opuesta; se perciben nuevamente obstáculos para el crecimiento del mercado de gas y contingencias enormes en su relación con el MEM. El precio de suministro del gas regulado está por encima del referente en los mercados internacionales, las tarifas de transporte buscan su equilibrio eliminando la demanda térmica de gas de la base de remuneración y en consecuencia las inversiones para aumentar la capacidad pueden no ser reconocidas por el regulador, la reglamentación de los gases no convencionales no ha iniciado, la regulación no promueve en forma efectiva la ejecución y financiación colectiva de las instalaciones de importación, se mantiene una alta discreción de los productores en definir las reglas de comercialización y las cantidades y modalidades contractuales, la subasta de gas perdió el carácter de obligatoria y simultánea para toda la oferta de gas en momentos en que vencen la mayoría de los contratos vigentes de suministro, la homogenización de los contratos no contiene los incentivos que había propuesto el decreto inicial.

En este informe el CSMEM hace un llamado para no perder el impulso que tomó el sector de gas natural desde mediados de 2009 e inicios de 2010 y conjurar la gestación de una nueva crisis que impida un desarrollo armónico del gas natural y el sector eléctrico. Estas crisis, lo muestra la experiencia, toman años en resolverse. Es importante actuar rápidamente sobre cada uno de los puntos de gestión.

2.2 Precio en Boca de Pozo

A diferencia del petróleo, el gas natural en Colombia es un bien no transable ofertado en condiciones de competencia imperfecta¹. En ausencia de regulación, los productores elevan los precios al nivel de los sustitutos, extraen rentas, y los volúmenes transados son inferiores al óptimo de eficiencia económica. Bajo este diagnóstico, la literatura económica recomienda regular el precio. Esta fue la línea adoptada por el regulador en la génesis del nuevo mercado (Ley 142 de 1993) y se decidió mantener la regulación del precio que regía para el gas de la Guajira.

¹ Con excepción de las ventas a Venezuela que se rigen por un contrato bilateral asociado al precio doméstico y no al internacional.

Quienes diseñaron el mercado, sin embargo, preveían un desarrollo dinámico de la oferta en términos de volúmenes y número de participantes. Se estableció entonces que a medida que se desconcentrara la producción se migraría hacia un régimen de libertad de precios de suministro; esta libertad, en principio generaría los incentivos a los productores para acelerar los ritmos de exploración y de inversión para ampliar la capacidad de suministro y con ello, permitiría que el juego de oferta y demanda despejara libremente el precio en un nivel de eficiencia. Aunque cualquier medición del nivel de competencia a principios del siglo indicaría que el mercado aún no estaba suficientemente competido, el regulador para guardar consistencia, liberó el precio del gas de Cusiana.

Esta liberación sin embargo, se impuso bajo la condición de que se sobre especificara la capacidad de planta de tratamiento de gas (capacidad superior a la demanda esperada). La restricción mitiga el poder de mercado porque desplaza la curva de costo marginal hacia abajo y con ello el punto de optimización donde esta intercepta el ingreso marginal, lo que presiona los precios a la baja. En principio con excesos de capacidad y alta elasticidad precio, es la demanda quien determina las condiciones del mercado, a pesar de la concentración de oferta. De esta forma se asignó en contratos bilaterales el gas de Cusiana. En poco tiempo la demanda creció hasta agotar la disponibilidad de firmeza en esta fuente.

Posteriormente, el regulador estableció la obligatoriedad de ofrecer el gas mediante subastas. No obstante, el mecanismo implementado no parece mitigar el poder del vendedor porque permite el fraccionamiento de la oferta en varias subastas. De hecho, estas reglas facilitan la discriminación de precios; se vende en las primeras subastas el gas más caro a quien tenga la mayor disponibilidad a pagar; en las subastas sucesivas el precio se va reduciendo hasta agotar completamente el excedente al consumidor. Es decir, la regulación lejos de proteger a los compradores contra el poder de mercado, facilita su ejercicio por parte de los productores.

Otro tema en el debate es si el nivel del precio del gas de la Guajira corresponde a un nivel de eficiencia. Es claro que su nivel en el 2000 era bajo, si se considera que el gas de Cusiana se transó a un precio mucho mayor. No obstante, puesto que la fórmula de indexación está referenciada a la evolución de combustibles líquidos en el NYMEX y el precio del petróleo y sus derivados ha crecido mucho, en la situación actual el gas de la Guajira supera en un porcentaje importante el referente internacional. En efecto, con el auge en la explotación de gases no convencionales en Estados Unidos y otros países, la evolución del precio del gas natural en el mercado internacional se desvinculó completamente de la de los derivados del petróleo sustitutos. Por esta razón, el precio

Guajira en este semestre se encuentra en 5.81 USD/MBTU mientras el referente en Henry Hub se está transando a 3.63 USD/MBTU². El precio regulado es un 60% más alto que el referente internacional.

Esta situación no soporta un análisis de eficiencia económica. El costo de oportunidad del gas en el subsuelo colombiano se forma en el mercado internacional; para situarlo en este mercado, es necesario incurrir en los costos de licuefacción y transporte. Es decir, al precio internacional es necesario descontar los costos logísticos para calcular el costo de oportunidad de exportación del gas situado en el país. El referente de importación es irrelevante para la regulación, en la medida en que a ese nivel entra oferta externa y disciplina el mercado doméstico (haciendo abstracción de los compromisos contractuales).

Es claro entonces, que el gas regulado en boca de pozo está a un precio muy elevado con relación al referente de eficiencia económica y que se actualiza con base en un índice que ya no guarda relación con el costo de oportunidad del producto. Esto es grave por varias razones:

- Impacta al alza el precio de la energía eléctrica. El precio de oferta de las térmicas se estructura sobre un gas con un precio artificialmente elevado.
- Resta competitividad a la industria nacional al elevar el costo de la canasta energética en gas natural (energía calórica) y en electricidad (energía motriz). Esto es particularmente grave en el marco del TLC y una economía cada vez más expuesta a la competencia internacional.
- Dificulta las decisiones de inversión en infraestructura de importación. El descalce entre el precio doméstico y el internacional hace que la rentabilidad del negocio de importar sea tan volátil como la evolución de esta diferencia. Esto aumenta el riesgo de invertir en las instalaciones de importación, que constituyen un pilar de la estrategia de flexibilizar la oferta de gas para acoplar el sector a los requerimientos del parque térmico.
- Envía una señal errada del costo de oportunidad del combustible, en momentos en que se va a negociar la casi totalidad de los contratos de suministro para el futuro inmediato.

Desde esta perspectiva, la coyuntura actual es favorable para vincular el precio doméstico del gas natural a su referente internacional y ajustarlo con base en las variaciones de un índice basado en el precio del gas y no en el de sus sustitutos. Esta modificación regulatoria puede tener costos en los contratos vigentes con productores,

² LTO II cerró a USD 6.14 por MBTU y la Creciente a USD 3.75 por MBTU.

pero evita sostener a un plazo indefinido distorsiones de un precio vital para la competitividad y reduce el riesgo en la formulación de planes de negocio para estimular la oferta flexible de gas importado o almacenamientos. En efecto, si el precio del petróleo sufre una caída drástica, futuras importaciones perderían competitividad lo que podría conllevar a hundir costosas inversiones en instalaciones de importación.

2.3 Ofertas Comerciales de Gas Doméstico

El Decreto 2100 de 2011 modificó sustancialmente el planteamiento de comercialización del suministro de gas natural que había propuesto su antecesor, el Decreto 2730 de 2010. En efecto, se retornó a un esquema similar al de la Resolución CREG 95 de 2008 que permite fraccionar las ofertas por campos, eliminando el beneficio de contar con un precio único para el mercado; también eliminó la obligatoriedad de ofertar el gas en firme y obligar al gas no comprometido en subasta a transarse bajo la modalidad interrumpible a precios menores (lo que habría incentivado una oferta abundante en la subasta). A pesar de algunos ajustes recientes por parte de la CREG³, la regulación aún facilita la restricción de la oferta porque permite que el productor defina la modalidad contractual y libera completamente la venta de gas interrumpible. Finalmente, se desechó el esfuerzo por estandarizar los contratos. El nuevo esquema desde esta perspectiva, no está exento de discriminación de precios y extracción total del excedente del consumidor.

Para el gas regulado, el Decreto establece una lista de prioridades de contratación que favorece el consumo interno de los compresores, los mercados regulados que ya tienen contratos con esta fuente, otros mercados regulados, el GNV y las refinerías. Además de que racionar la oferta no es óptimo desde el punto de vista económico (pero inevitable ante el esquema de precios diferenciales en el mercado), sorprende que se de mayor prioridad al GNV y las refinerías, porque precisamente estos segmentos cuentan con la posibilidad de sustituir con otros combustibles en épocas de escasez. En el caso de las refinerías se trata además, de una variable estratégica que puede servir para crear condiciones de escasez de oferta, en la medida en que es una transacción interna del productor.

Definitivamente el sector termoeléctrico quedó al final de la lista de prioridades y posiblemente por fuera de la ecuación, presumiblemente por la premisa que se ha venido imponiendo desde la regulación del cargo por confiabilidad, según la cual dada

³ Resolución CREG 118 de 2011

la variabilidad de la demanda y los costos fijos de suministro y transporte de gas natural, el parque térmico debe operar con combustibles líquidos.

Esta es una generalización muy peligrosa que puede inducir a sobrecostos elevados en los dos sectores. Al eléctrico, porque implica que los precios que hoy en día se forman en el “spot” por plantas térmicas eficientes y localizadas cerca de los campos de gas, empezarán referenciarse en el costo marginal de utilizar combustibles líquidos, que puede estar dos o tres veces por encima del costo del gas. No se ha realizado un estudio que muestre que convertir la totalidad del parque que actualmente opera con gas a combustibles líquidos sea una solución eficiente para el país. Probablemente, para muchas de las plantas de bajo despacho y que enfrentan altos costos de transporte, este es el caso; pero sin duda para plantas como TEBSA y FLORES, que despachan energía un 60% de las horas del año y están activas en la formación de precios del mercado, la sustitución a líquidos impondría costos elevadísimos al sistema.

Conviene recordar que el mayor costo en estas plantas no solo encarece la energía que pagan los usuarios asociada a la capacidad de generación de estas unidades; si las plantas marginan en bolsa, el mayor precio se paga sobre toda la energía consumida en el país en dicha hora. De esta forma, las plantas infra marginales térmicas o hidráulicas, capturan rentas por la ineficiencia en la asignación del gas natural. Esta externalidad negativa, entre otras cosas, implica que los análisis de sustitución desde la perspectiva privada de cada generador, no necesariamente conducen al óptimo social en la asignación del gas natural.

Además, conviene recordar que el aporte de los combustibles líquidos durante el Niño pasado, con todos los esfuerzos que realizaron el sector público y privado, fue de cerca de 80 GBTUD en la fase más crítica, mientras el gas aportó más de 400 GBTUD en este mismo período. Con la información, infraestructura y arreglos logísticos evidenciados en el Niño anterior, es imposible afirmar que los líquidos permiten dar la confiabilidad por la que está pagando el mercado eléctrico. Es necesario reconsiderar esta visión del sector y analizar planta por planta cual es el óptimo social y de eficiencia económica en materia de sustitución.

Por otra parte, la salida del mercado de contratación de suministro en firme de gas natural por parte de las plantas de generación, también crea profundos desequilibrios en el mercado de gas. En efecto, si se excluye de la base de remuneración el volumen de gas contratado por este segmento, las tarifas de transporte de gas natural se incrementan considerablemente. Se conforma así un círculo vicioso porque con mayores tarifas de transporte, cada vez es menos rentable incurrir en los costos fijos de

firmeza en transporte para generar. De acuerdo con algunos generadores, actualmente los ingresos que reciben por cargo de confiabilidad ya se acercan o son insuficientes para cubrir el componente fijo de las tarifas de transporte. Excluir la demanda térmica completamente de la demanda de referencia para la fijación de cargos, genera un equilibrio sub óptimo en términos de eficiencia económica, en el cual se tienen tarifas mayores y una sub ocupación de los gasoductos. En contraste, el objetivo de política recomienda elevar al máximo la utilización de los tubos, para diluir los costos fijos entre un mayor volumen de gas. Este proceso es dinámico porque a mayores cargos de transporte menor es el consumo por parte de otros sectores, con lo cual se compromete la expansión del sector gas y la competitividad del sector real de la economía.

El reto entonces es diseñar un mecanismo no discriminatorio, sin cuotas racionadas en la asignación del gas natural. Se han planteado propuestas en esa dirección, tales como regular un único precio al productor (anclado en el precio internacional para reconocer su costo de oportunidad) y permitir que en una subasta única, donde se enfrente toda la oferta con toda la demanda, se despeje el precio de mercado. La diferencia entre el precio del mercado y el regulado constituiría una renta fiscal que se podría destinar, por ejemplo, a facilitar la financiación de la infraestructura que requiere la flexibilización del suministro para adaptar su uso al sector térmico. Sería conveniente analizar este tipo de soluciones para evitar un uso ineficiente de los recursos energéticos del país.

2.4 Transporte de Gas Natural

Como se mencionó en la sección anterior, si se excluye de la base de cálculo de la tarifa de transporte, la demanda térmica de aquellas plantas cuyo mejor combustible es el gas natural, es muy probable que se cristalice un escenario de subutilización de la infraestructura de transporte, aumenten las tarifas de este servicio (aún con ingresos constantes o decrecientes de los transportadores), se frene la expansión del sector de gas natural y se generen efectos no deseados en la formación de precios en el mercado eléctrico. Es claro que la eficiencia en la utilización de infraestructura donde cerca de un 80% del costo es fijo, no es compatible con la subutilización de los gasoductos.

El problema se puede agravar, dado que se plantea un escenario de reducción de demanda, si el regulador no autoriza incluir en la base de activos, inversiones anteriores o futuras de los transportadores. En este caso, el efecto de la salida del gas térmico no sólo afecta los cargos de transporte, sino la capacidad de transporte del

sistema, porque los transportadores van a retirar los activos no remunerados si ya invirtieron en ellos o a abortar los planes de inversión si aún no lo han hecho. Este escenario restringe completamente las opciones de volver a tener un desempeño vigoroso en los dos sectores.

La discusión parece un tanto hipotética pero no lo es; en el pasado ya se presentó la retirada de compresores (y la congelación de ampliaciones) en el gasoducto Ballenas-Barranca, porque no estaban incluidos en la base de activos a ser remunerados. Esta tensión entre el regulador y el transportador se prolongó el tiempo suficiente, para que el Niño pasado haya sorprendido al país con un gasoducto medular operando por debajo de su capacidad potencial, e incluso por debajo de los niveles contratados.

Desafortunadamente, la aprobación de tarifas de transporte está en curso y los agentes ya enviaron sus expedientes tarifarios, sin que se haya resuelto el nuevo escenario de contratación del suministro. Con este cronograma, los transportadores no tienen certeza sobre los volúmenes de gas de uso térmico en su red y el regulador puede entender que no se requieren las expansiones en caso de que este gas no se contrate. Nuevamente, se puede entrar en un círculo vicioso que afectaría profundamente los intereses del sector. Idealmente los cargos de transporte y sus requerimientos de expansión, se deben basar en una demanda que considere los flujos óptimos de gas para generación eléctrica, lo cual solo se puede definir tras conocer la asignación del suministro.

2.5 Comercio Exterior

Las exportaciones son muy convenientes para flexibilizar la oferta de gas natural en el mercado doméstico, si se destinan a atender clientes interrumpibles en el mercado externo. Se crea con estas operaciones, una base de demanda amplia y permanente que estimula la exploración y producción de gas natural, por una parte y permite re-direccionar los flujos hacia las plantas térmicas del mercado nacional en eventos hidrológicos críticos.

El Decreto 2100 de 2011 da libertad a la exportación, en un contexto de negociaciones bilaterales donde se pactan libremente los precios, sujeto a que se disponga de un nivel de reservas suficiente para atender el mercado interno (el Ministerio de Minas fijó en 8 años la relación producción/reservas), con la condición que en períodos de escasez el gas se destine al mercado doméstico y que los usuarios en este mercado paguen una compensación suficiente a los usuarios externos, para cubrir los mayores costos de consumir sustitutos. Se relajaron además algunas restricciones de

integración vertical, lo que en principio permite reducir los costos de transacción en que se incurre, cuando se deben coordinar productores y transportadores para llevar un proyecto exportador desde la fuente hasta el punto de consumo. Estas normas mantienen el contenido del Decreto 2730 de 2010 y pueden ser favorables al largo plazo.

En el corto plazo, no obstante, la prioridad es el manejo de las ventas de gas a Venezuela. Este contrato está por vencerse y si se pacta en condiciones interrumpibles, permite aumentar la oferta de gas con precio regulado, lo que a su vez amplía la opción de que las térmicas más eficientes de la Costa, puedan contar con cupos de firmeza que aseguren por lo menos su despacho medio. Como se ha reiterado en el informe, esta situación sería muy positiva para la formación de precios en el MEM.

Por otra parte, los clientes finales en Venezuela son, de igual forma, térmicas que disponen de instalaciones para consumir sustitutos líquidos a precios favorables. Desde este punto de vista, la compensación por interrumpir los despachos cuando aumente la demanda doméstica, no es tan elevada en el marco del Decreto 2100. Renegociar el contrato bajo estas características permitiría dar holgura al mercado doméstico de gas, relajar las condiciones de oferta en la bolsa eléctrica y sostener buenas relaciones comerciales con el país vecino.

No sobra recordar que durante el pasado Niño no se cumplieron las condiciones de entrega y no se reconoció el costo de oportunidad que esto acarreó. Por otra parte, con los hallazgos enormes en el Caribe venezolano, es probable que en unos años este país suministre volúmenes importantes de gas a Colombia. El Decreto y la regulación tratan también el tema de las importaciones; en esta materia se autorizan las integraciones entre generadores e importadores, lo que puede remover costos de transacción y evitar problemas propios de las decisiones colectivas. Por su parte el regulador autoriza a las térmicas, en forma individual, a soportar el cargo de confiabilidad en contratos con un agente comercializador importador. La regulación va en la dirección correcta pero puede resultar insuficiente para que se concreten estas inversiones.

En particular, los riesgos y costos asociados a las instalaciones de importación pueden ser muy elevados para que los afronte cada agente en forma individual. Las importaciones generan una serie de externalidades positivas como mitigar el poder de mercado de la producción de gas, dar flexibilidad a la oferta y otorgar un respaldo al cargo de confiabilidad, con mayores niveles de certeza que los que han caracterizado a

los combustibles líquidos y el mismo gas doméstico. Desde este punto de vista no suena descabellado que de alguna forma estos proyectos (Caribe y Pacífico), cuenten con apoyo del gobierno mediante la estructuración de una Alianza Público Privada (si un análisis beneficio costo valida su conveniencia), o cubrir parcialmente los costos y riesgos con recursos del cargo de confiabilidad.

El proyecto de importación enfrenta un riesgo elevado porque su mercado depende de la evolución regulatoria y las estrategias de los productores. Desde este punto de vista, si el Estado y/o el regulador no mitigan estos riesgos es probable que nunca se lleve a cabo.

2.6 Gases No Convencionales

El Decreto 2100 de 2011 exige a la ANH una rápida regulación en esta materia y permite que se integren térmicos y productores de gases no convencionales, lo que podría aumentar la oferta térmica en el mediano plazo. Por otra parte, da libertad a la negociación del gas natural obtenido con estos métodos. No obstante, preocupa que tras la aprobación del decreto aún se mantenga total incertidumbre sobre el tema. De acuerdo con varios estudios, Colombia cuenta con reservas importantes de gases no convencionales; mantener fuera del mercado estos recursos, no hace otra cosa que exacerbar el sentimiento de insuficiencia de gas y crear un ambiente de incertidumbre para las inversiones de expansión del sector de gas y el termoeléctrico.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante los meses de agosto y septiembre de 2011, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 1 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón, con gas y combustibles líquidos, hidráulica y total del sistema en GWh. La generación de energía para el año completo culminado en septiembre de 2011 creció al 4.69%, un ritmo muy similar al que de acuerdo con estimaciones preliminares, evoluciona la actividad económica en el país. Conviene recordar que este año la demanda de energía se había mantenido rezagada con respecto al PIB.

Se observa una caída importante en la generación a carbón y una reacción positiva de las térmicas a gas, así como un aumento importante de la generación con base en combustibles líquidos, la cual ocurre desde el mes de julio de 2011.

Tabla No 1

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	septiembre-10	agosto-11	septiembre-11	Variacion Agosto 11- Septiembre 11	Variacion Septiembre 10- Septiembre 11	Variacion Ultimo Año- Septiembre 11
Hidrica	3,741.40	3,702.60	3,826.15	3,796.19	-0.78%	2.53%	1.46%
Térmica	790.74	778.97	926.26	888.98	-4.03%	14.12%	12.42%
Gas	617.00	565.96	732.16	753.30	2.89%	33.10%	22.09%
Carbón	164.36	209.14	167.61	118.74	-29.16%	-43.23%	-27.76%
Fuel Oil-ACPM	9.46	3.87	26.49	16.94	-36.03%	337.40%	79.09%
Menores	283.27	226.51	245.73	231.15	-5.93%	2.05%	-18.40%
Cogeneradores	24.78	25.03	34.95	33.88	-3.07%	35.34%	36.71%
Total	4,850.43	4,733.35	5,033.34	4,955.39	-1.55%	4.69%	2.16%

3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 1 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento interanual para los meses de agosto y septiembre de 2011 fue de 4.3% y 3.8% respectivamente, los cuales reflejan el consumo ya normalizado de Cerromatoso y un incremento en la demanda regulada.

DEMANDA MENSUAL DEL SIN
Octubre 2008- Septiembre 2011

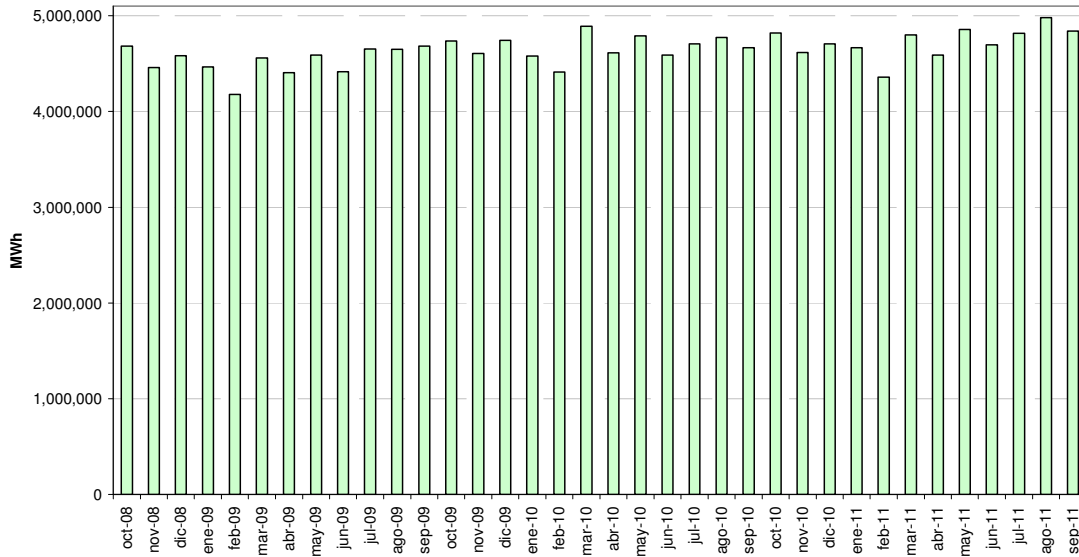


Gráfico No 1

3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

Exportaciones - Importaciones de Energía
Octubre 2008-Septiembre 2011

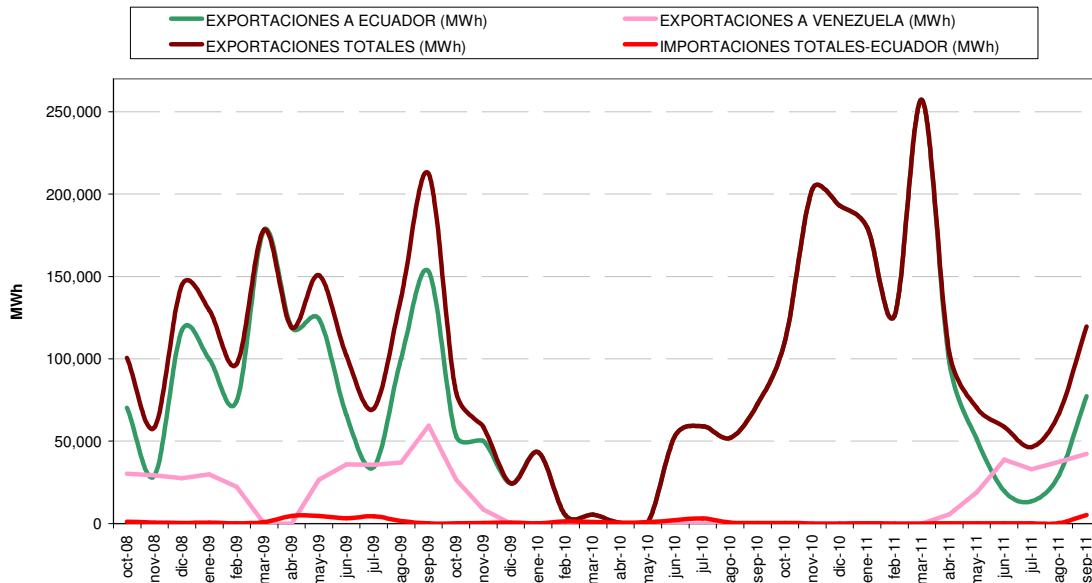


Gráfico No 2

El gráfico No 2 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. En agosto y septiembre aumentaron las ventas de energía eléctrica tanto a Venezuela como a Ecuador, quizás motivadas por los bajos precios en el spot de Colombia.

3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 3 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

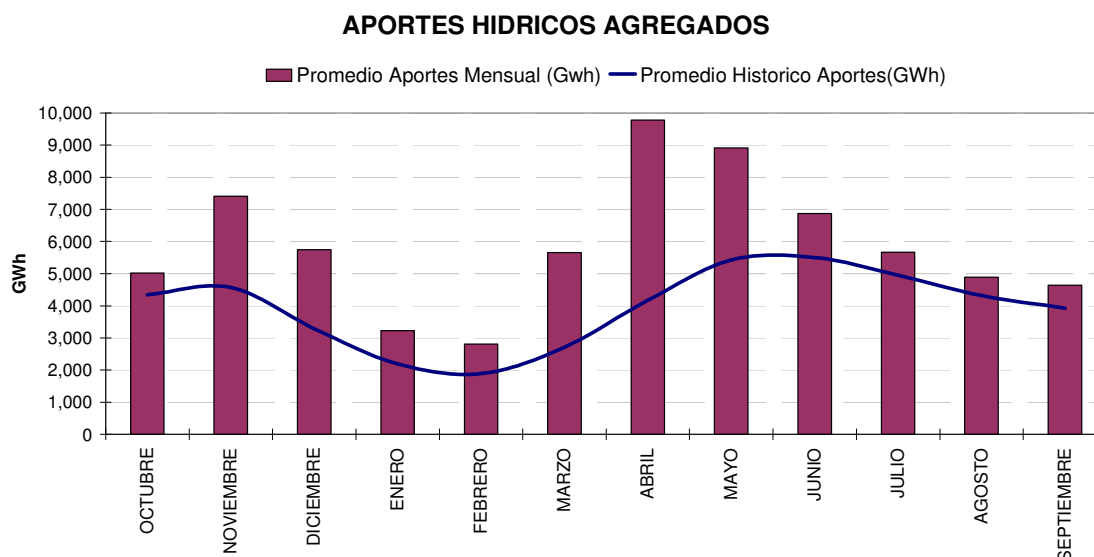


Gráfico No 3

En agosto y septiembre se presentaron aportes hídricos de 4.909 y 4.640 GWh respectivamente, los cuales representan un incremento respecto a los promedios históricos para estos meses, producto del fenómeno climático de la Niña.

3.1.5 Vertimientos

El gráfico No 4 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. En agosto los vertimientos fueron muy pequeños y en septiembre ocurrieron en Antioquia y Boyacá, pero en volúmenes moderados con relación a los registros de los meses anteriores.

**Vertimientos Mensuales
Octubre 2010 a Septiembre de 2011**

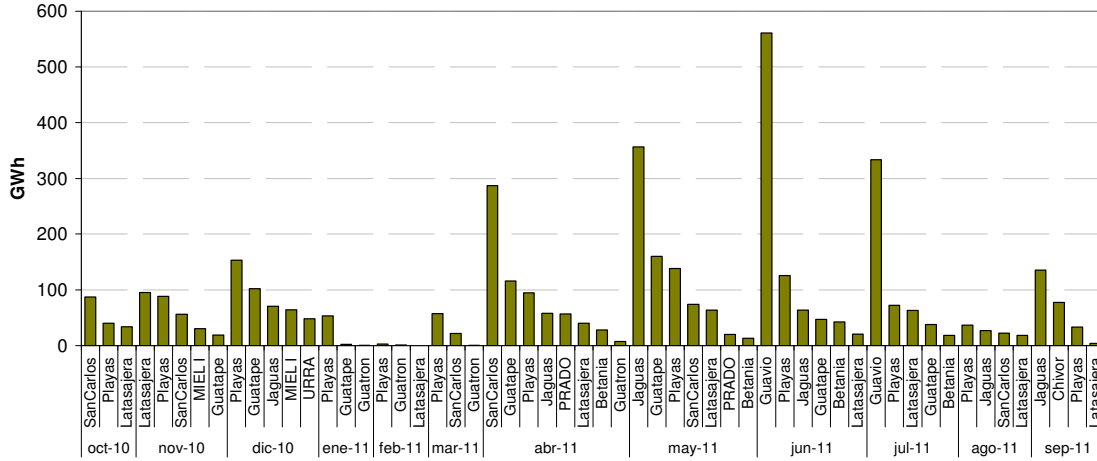


Gráfico No 4

3.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL
Octubre 2006 - Septiembre 2011**

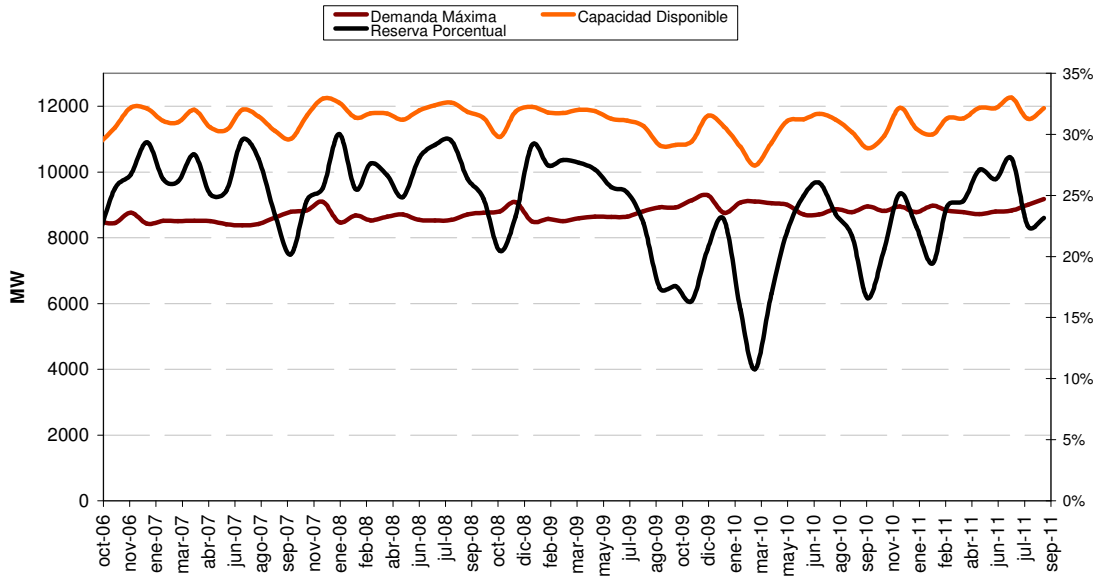


Gráfico No 5

El gráfico No 5 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema, contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual.

En agosto y septiembre la demanda máxima de potencia fue 9.003 y 9.176 MW respectivamente, correspondiendo a un incremento respecto a los meses precedentes; consecuentemente para estos meses disminuyeron la disponibilidad comercial y los márgenes de reserva. El margen de reserva aún se sitúa por debajo de los promedios de 27% registrados entre 2006 y 2009, a pesar de la entrada en operación de Flores IV y Porce III.

3.1.7 Desviación del Despacho Real

Los gráficos número 6-a y 6-b presentan a nivel horario y para el mes de septiembre, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el re-despacho menos la generación real del SIN.

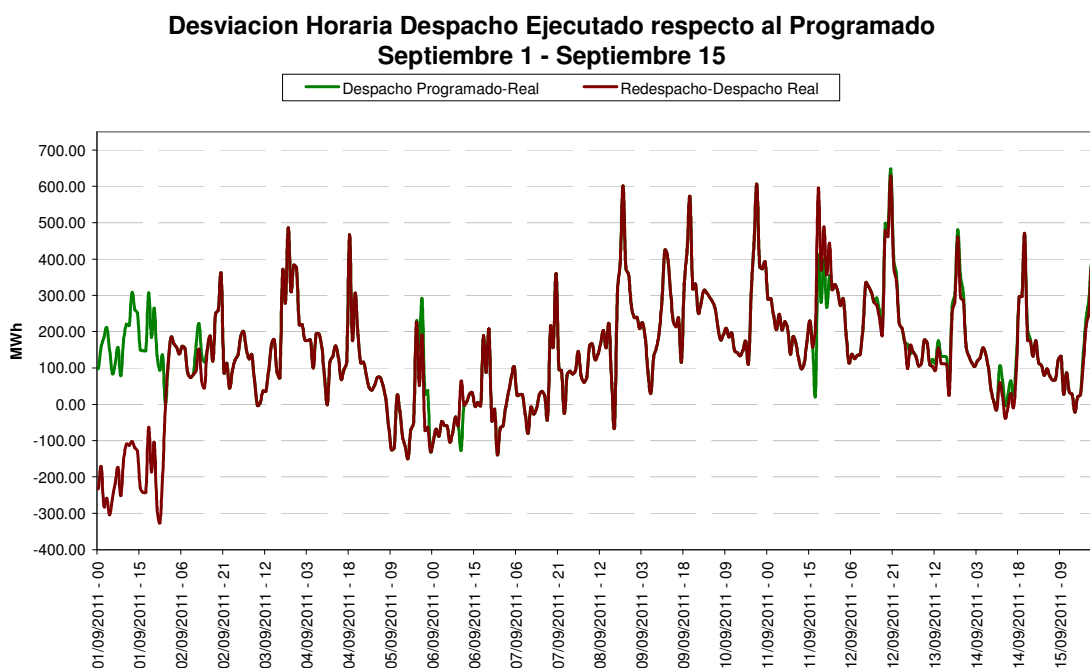


Gráfico No 6-a

En términos generales, las desviaciones del despacho programado y el re-despacho con respecto al despacho real ejecutado fueron positivas; se observa un componente periódico que aleja las previsiones de los despachos efectivos, de máxima amplitud coincidente con la hora de máxima demanda. Sería interesante analizar estas variaciones periódicas para incorporar una nueva variable en la programación, que elimine los sesgos y la correlación serial entre el programa y la ejecución del despacho.

Desviación Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado Septiembre 16 - Septiembre 30

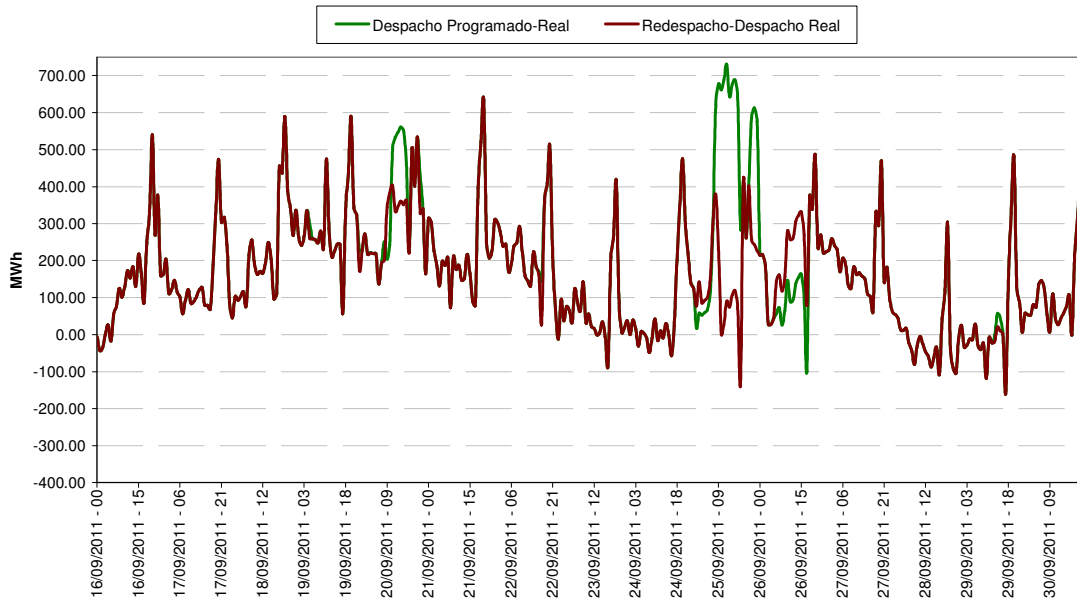


Gráfico No 6-b

Si se exceptúa el primer día de septiembre, las desviaciones del despacho presentaron oscilaciones horarias entre +700 y -100 MWh, que sobrepasan de lejos un error de predicción de demanda del orden de 5%.

Llama la atención el día 1 de septiembre durante las 24 horas de operación, donde la desviación del despacho programado osciló entre 100 y 300 MW, mientras que la desviación del re-despacho osciló entre -100 y -300 MW. Esta situación no es normal, puesto que una contingencia operativa sobre el despacho programado se re-despacha con una generación de similar magnitud a la que se afectó en el despacho programado, tal que las desviaciones del despacho y del re-despacho son de magnitud similar e igual signo, como lo indican los gráficos en la mayoría de las horas de operación.

Desviaciones diferentes para el despacho programado y el re-despacho también ocurrieron los días 20, 25 y 26 de septiembre. De éstas, sobresalen las del día 25, donde presumiblemente el re-despacho efectuó una corrección de la predicción de la demanda, o equivalentemente en el despacho de unidades, del orden de -600 MW.

3.1.8 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 7 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; al final de septiembre el nivel de los embalses correspondió al 80.9% de la capacidad útil, equivalente a 12.767 GWh. En comparación con septiembre de 2010, estas reservas fueron superiores en un 23.7%, producto de los altos aportes que se presentaron por el fenómeno climático de La Niña.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de septiembre Antioquia presentó 91.0%, Oriente 88.8%, Caribe 70.5%, Centro 63.0% y Valle 55.3%. El embalse del Peñol terminó en 94.9%, Esmeralda en 96.2% y Guavio 94.6%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 7 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 6 meses.

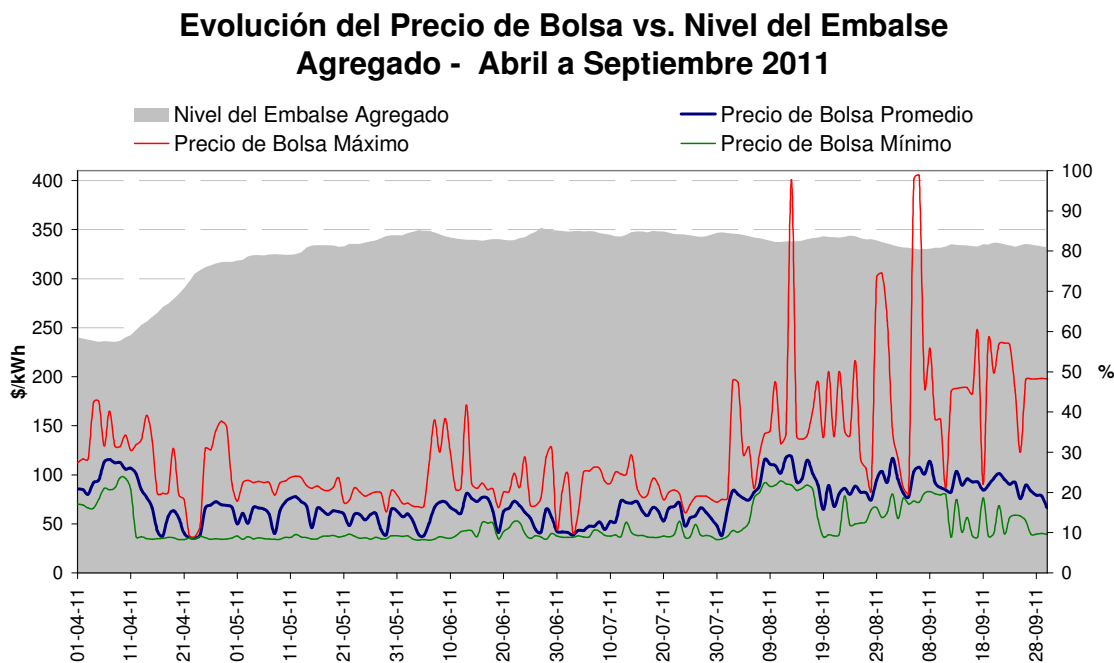


Gráfico No 7

En agosto y septiembre se sostuvo la tendencia de precios bajos observada desde el primer trimestre del año, atribuible en gran parte a las altas hidrológicas y al nivel de los embalses que han caracterizado el 2011. No obstante, en los dos últimos meses aumentó significativamente la volatilidad en el precio de bolsa, sobre todo en horas de

alta demanda; de hecho, el precio alcanzó la barrera de \$400/kWh en dos ocasiones y el precio mínimo fue \$38.59/kWh.

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 8 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

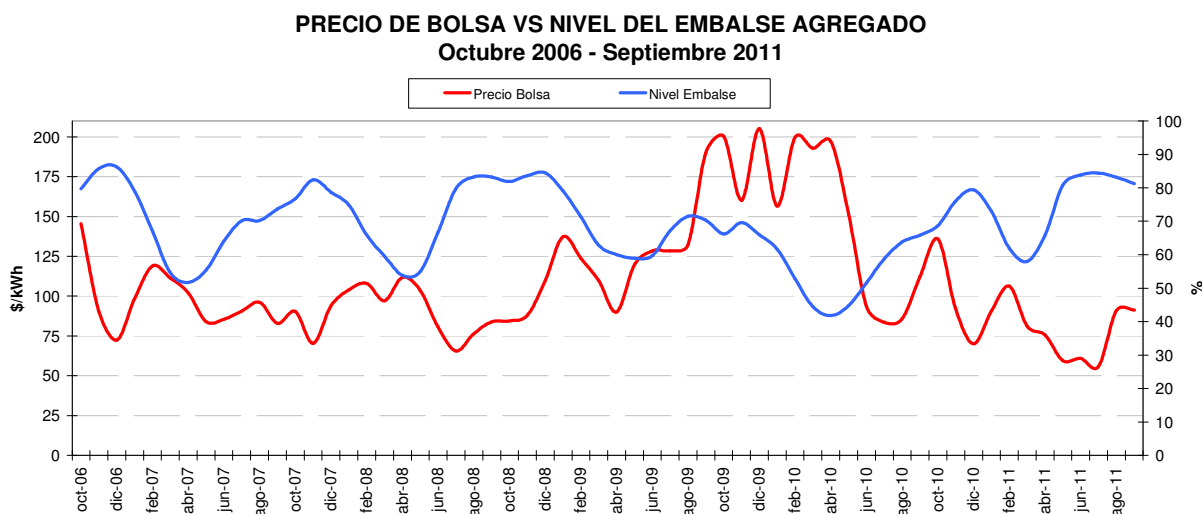


Gráfico No 8

El gráfico ilustra claramente la relación inversa entre el precio de bolsa y el nivel agregado de los embalses.

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 9 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. La trayectoria del precio de bolsa en el 2011 constituye una envolvente inferior de los registros de esta variable para la década anterior. Este comportamiento muestra que en condiciones de abundancia de agua, el mercado es competido y los agentes carecen del poder necesario y suficiente para elevar los precios por encima del costo de oportunidad del recurso.

Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

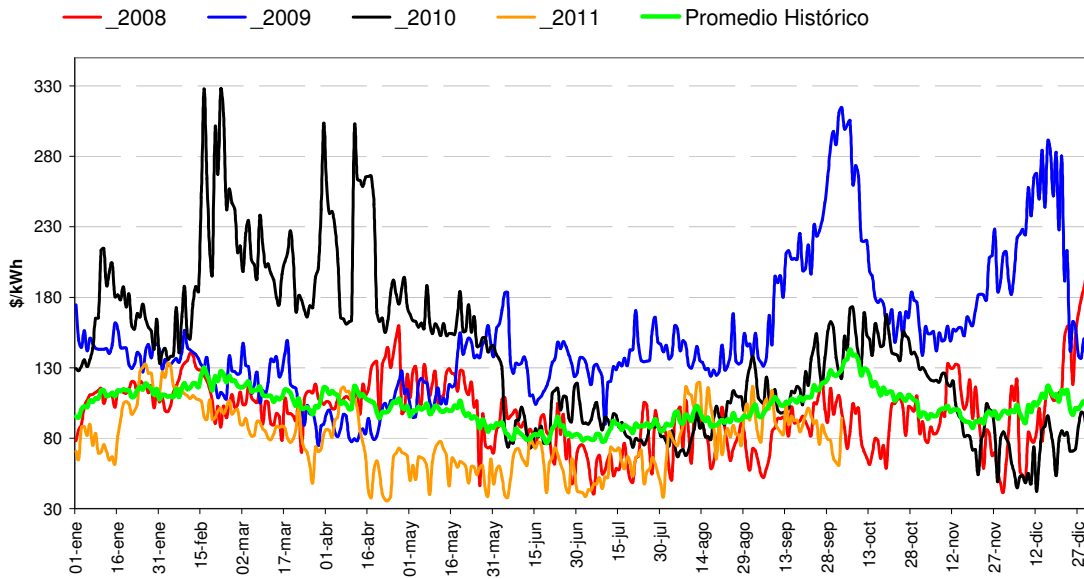


Gráfico No 9

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

Precio de Bolsa Horario vs Generación

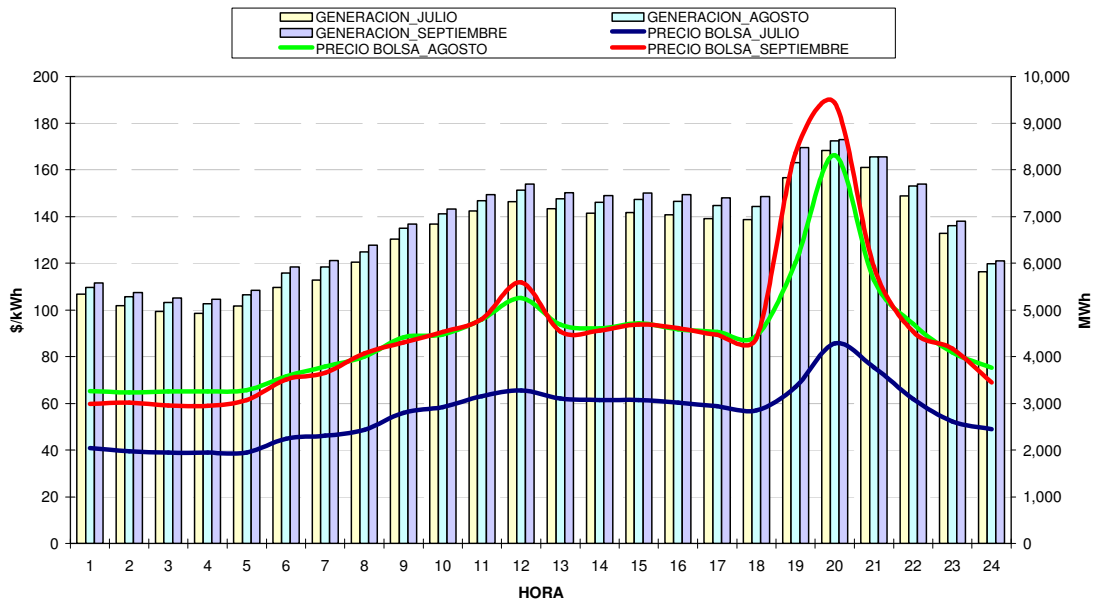


Gráfico No 10

El gráfico No 10 presenta el promedio mensual de los precios de bolsa para cada una de las 24 horas del día, contra la generación promedio horaria en MWh, ocurrida en los últimos tres meses.

El comportamiento horario del precio efectivamente confirma que en agosto y septiembre, el promedio de precios en bolsa se elevó sustancialmente con relación a julio, pero sobre todo el incremento observado en las horas de mayor consumo (más del doble), el cual tuvo su mayor efecto en septiembre. También se observa como para todas las horas del día, la generación horaria aumentó en agosto con relación a julio y a su vez en septiembre respecto a agosto.

3.2.5 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 11 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses.

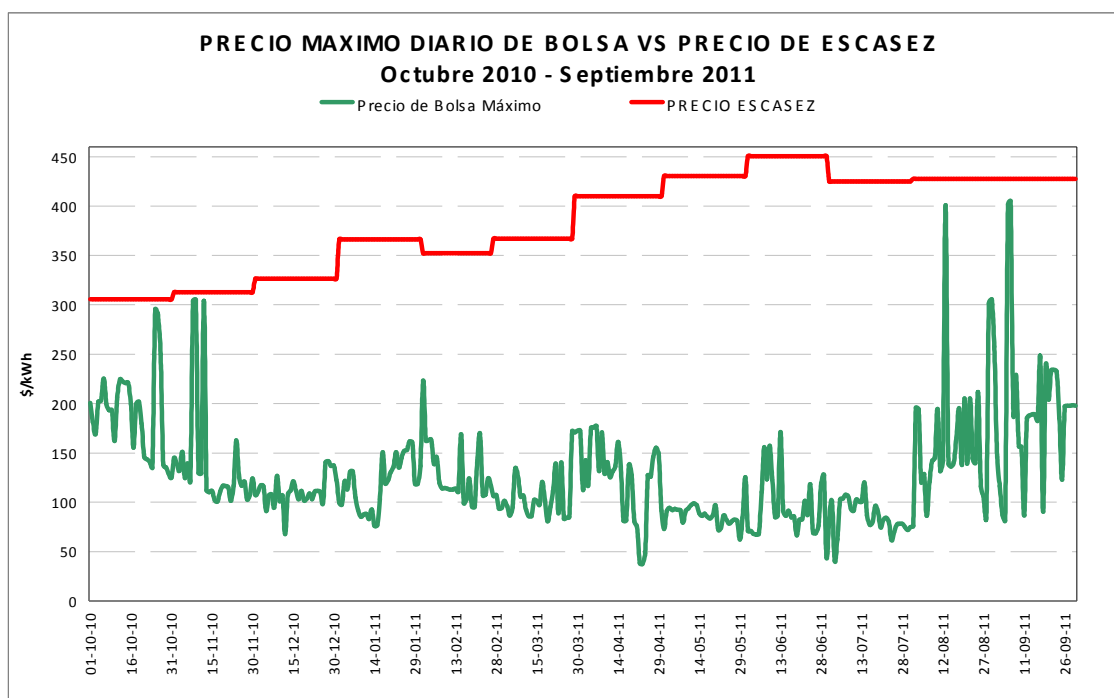


Gráfico No 11

A pesar del alto nivel alcanzado por el precio de bolsa en los dos eventos de agosto y septiembre, éste nunca alcanzó el precio de escasez. Lo anterior se debe a que el umbral del precio de escasez se ha venido elevando con el crecimiento en el precio del

gas. Es interesante constatar que la bolsa nunca supera este límite, independientemente de las condiciones que enfrente.

3.2.6 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 12 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

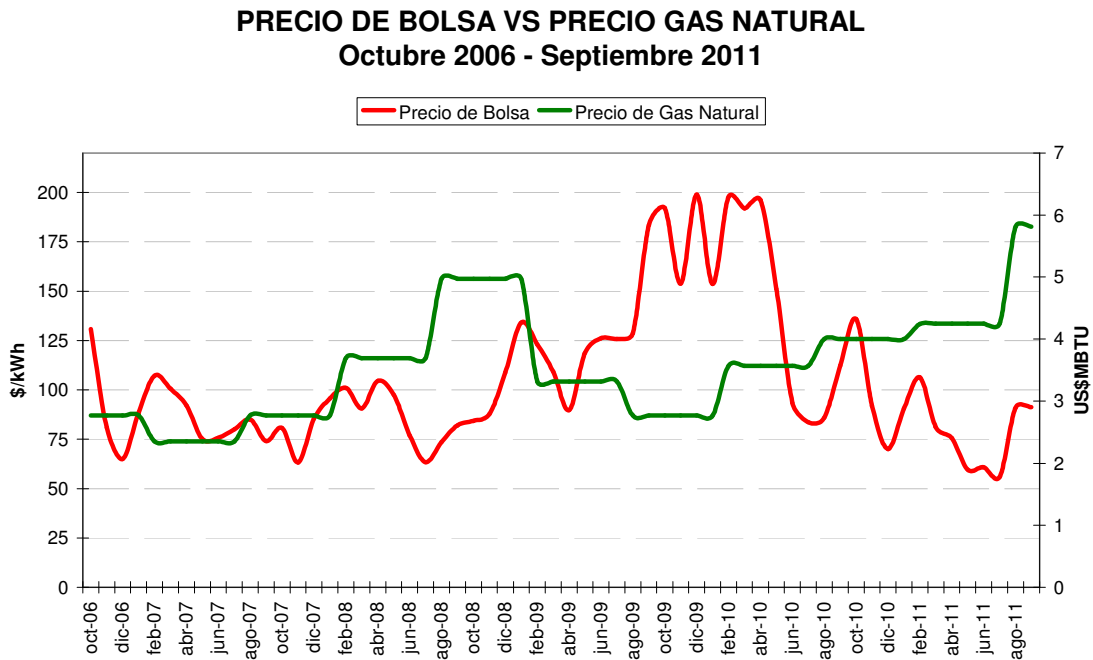


Gráfico No 12

En agosto se reajustó drásticamente el precio del gas regulado de la Guajira, por el comportamiento del precio del petróleo y los índices del Nymex, alcanzando un máximo histórico y situándose por encima del precio internacional (ver sección 2.2). Este incremento podría tener alguna relación con las alzas en los niveles y volatilidad de los precios “spot” de la energía, en horas de demanda alta.

3.2.7 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo

El gráfico No 13 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos seis meses.

**PRECIO DE BOLSA VS GENERACIONES POR TIPO
Abril - Septiembre 2011**

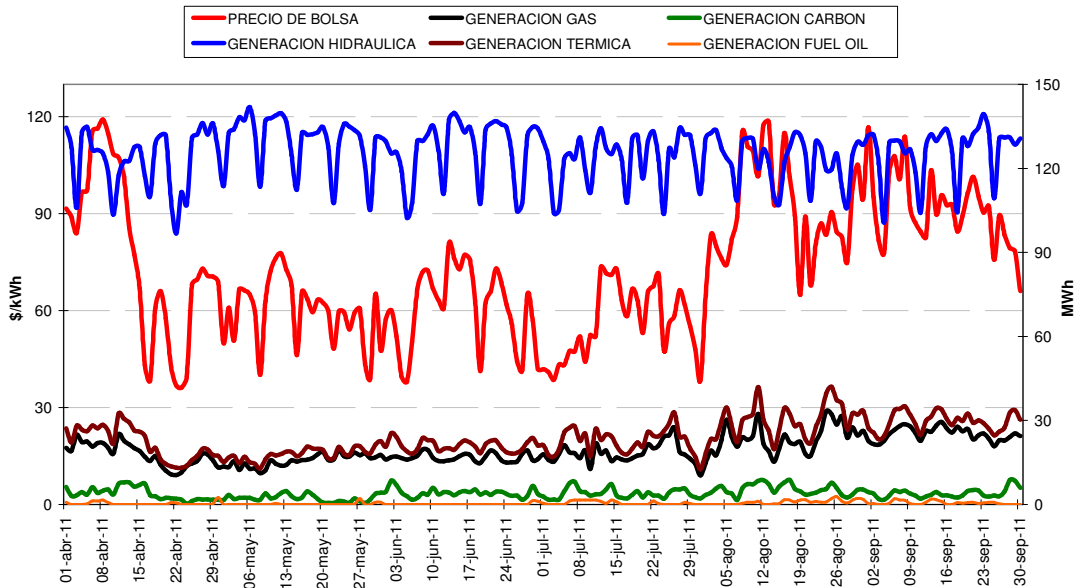


Gráfico No 13

La generación térmica a gas, como se mencionó anteriormente, tuvo un repunte en los últimos meses, con relación a los registros anteriores en el año. El carbón, en contraste ha cedido terreno.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 14 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio de bolsa.

En los últimos meses las coincidencias entre ofertas y precio de bolsa no han estado particularmente concentradas en un solo agente; además se observa una rotación entre las firmas que despejaron el mercado en un mayor número de horas.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Octubre 2010 a Septiembre de 2011**

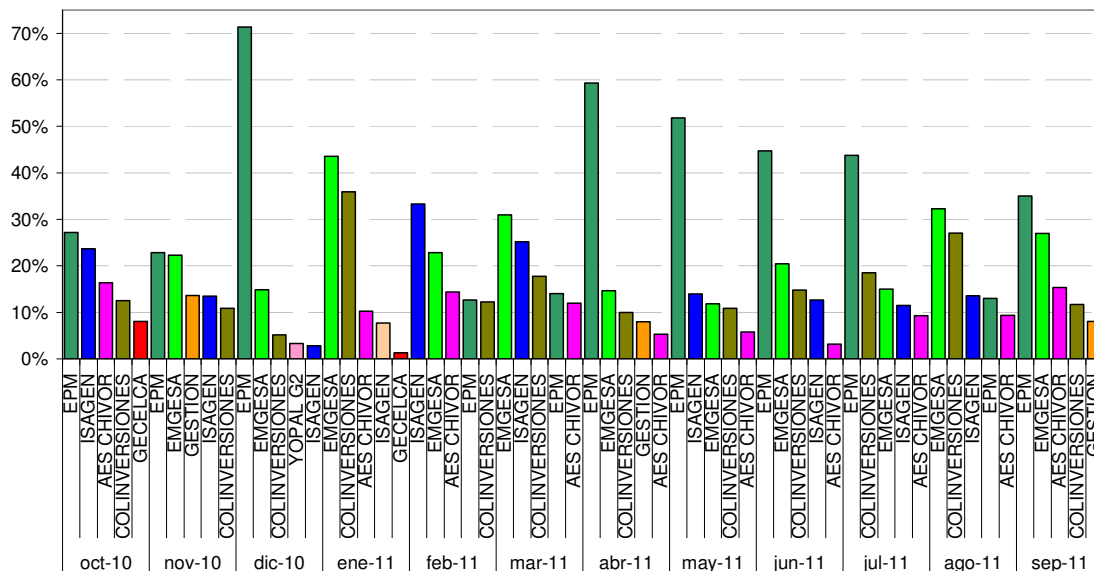


Gráfico No 14

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio
Abril - Septiembre 2011**

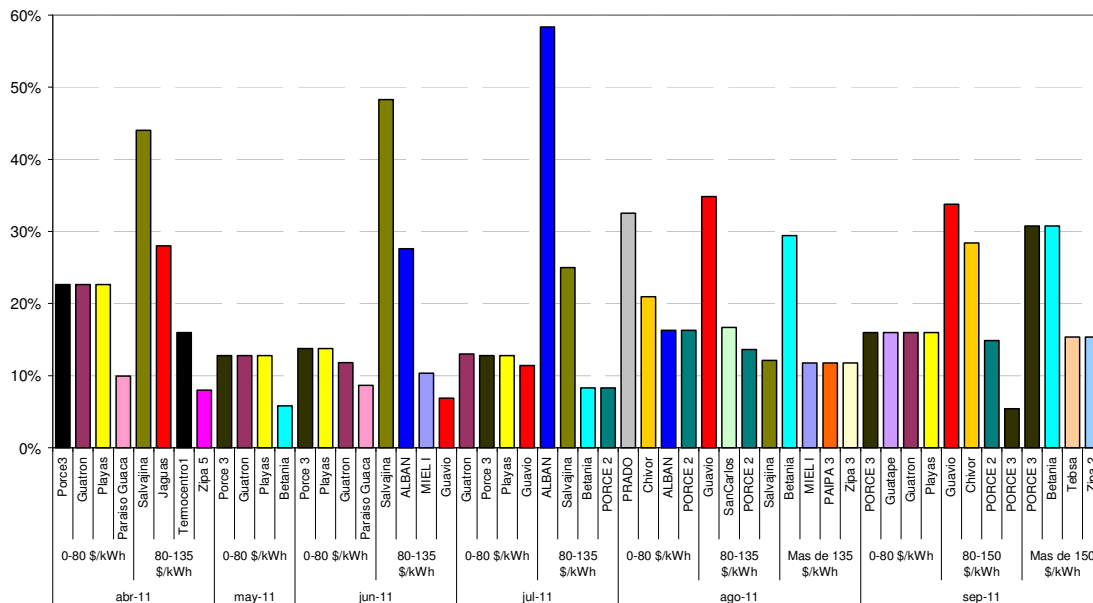


Gráfico No 15

El gráfico No 15 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

El análisis de coincidencias por plantas muestra que Porce III, a pesar de su inicio reciente en el mercado, parece cumplir una función importante en la formulación de estrategias de oferta para EPM. Tebsa y Termozipa, efectivamente marcaron el precio en un número importante de horas, lo que puede ayudar a entender el incremento en los precios en horas de alta demanda y el efecto del crecimiento en el precio del gas natural. Finalmente sorprende que Betania, con embalse de baja regulación, marque precios en horas de alta demanda.

3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

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

Se constata que los vertimientos de las plantas en Antioquía no guardan ninguna relación con su estrategia comercial, pues todas las plantas que tuvieron que desperdiciar el recurso ofertaron sistemáticamente al mínimo precio permitido por la regulación, no ocurre lo mismo con Guavio, quien a pesar de los niveles elevados de embalse (94.6%) ofertó a precios altos por períodos prolongados. En todo el período Betania y Calima, con niveles de embalse cercanos a su máximo, presentaron ofertas elevadas para evitar su despacho.

El comportamiento de las ofertas de las térmicas a gas parece haber cambiado con relación a lo observado en períodos anteriores; en efecto, la mayoría de las plantas ofertaron a precios competitivos, incluso algunas por debajo de \$100/kWh. Este comportamiento, muy sano para el mercado que venía de soportar retenciones financieras de capacidad durante muchos meses, puede explicarse por la abundancia de gas en el mercado secundario. No obstante, es posible verificar el incremento en los precios de oferta para plantas como Tebsa que elevó el promedio de \$155/kWh a \$190/kWh, tras el aumento del precio del gas regulado. En el caso del carbón se observan ofertas relativamente altas, presumiblemente por un aumento en el costo del combustible.

En el mes de septiembre la disponibilidad de Jaguas y Playas fue 50% y 65% respectivamente, durante tres semanas Zipa 2 estuvo fuera de servicio y la disponibilidad de Chivor fue 87.5%, durante dos semanas del mes la disponibilidad de Tasajero fue 0%, Termocentro 50%, Betania 70% y San Carlos 80%, Miel con nivel de embalse en 38.3% tuvo disponibilidad del 60% la última semana del mes.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 16 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total, y el precio de escasez, para los últimos 2 años.

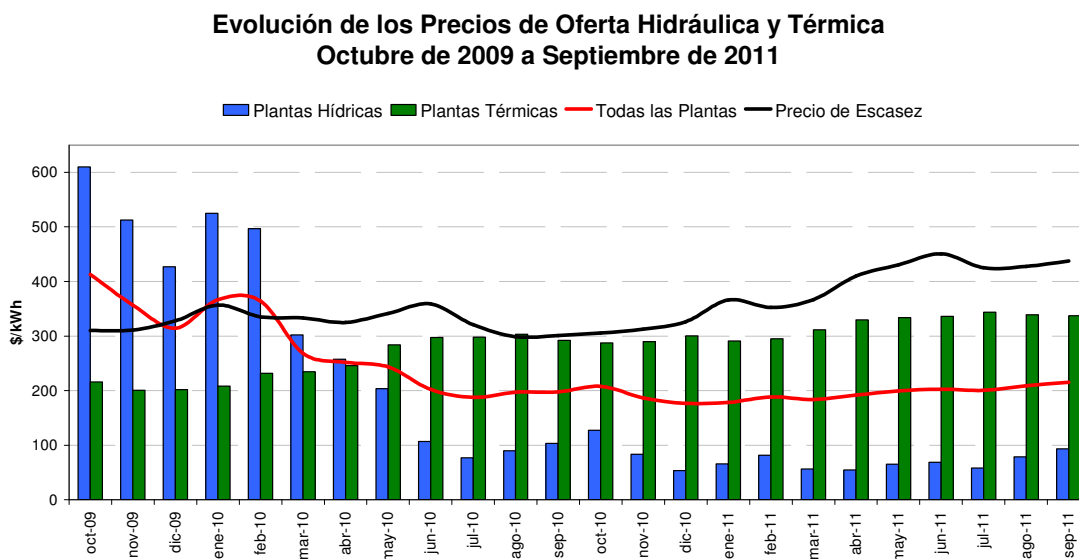


Gráfico No 16

En septiembre el promedio de las ofertas hidráulicas subió, a pesar de los niveles de embalse elevados y los aportes hidrológicos por encima del promedio. El promedio de la oferta en las plantas a carbón se incrementó ligeramente y fue compensado por una disminución en las plantas a gas, lo cual mantuvo la oferta térmica constante.

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 17 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

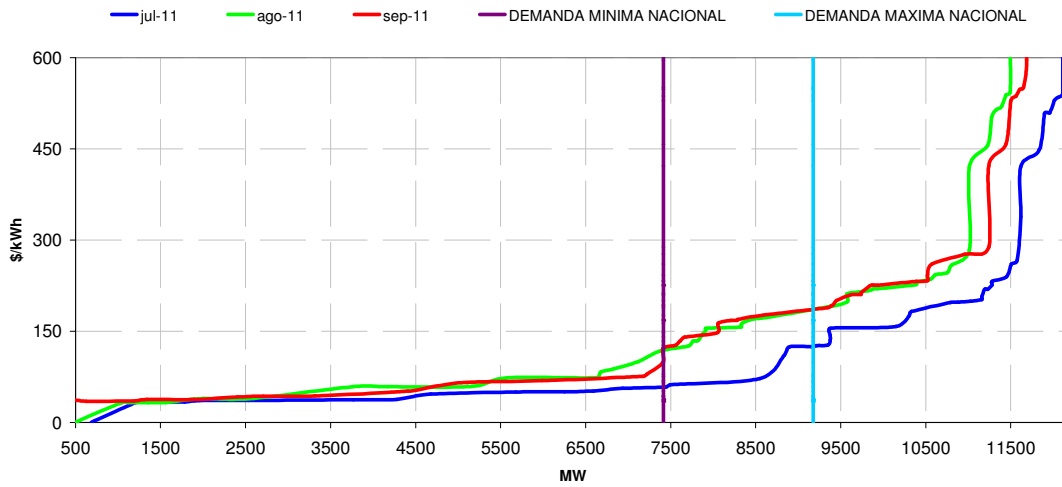


Gráfico No 17

Se observa un desplazamiento importante hacia arriba entre julio y los dos últimos meses. Esto puede estar explicado por el precio de oferta mayor en algunas hidráulicas, en las térmicas de carbón y en algunas térmicas a gas.

3.3.6 Índice de Lerner Mensual

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta Abril 2010-Septiembre 2011

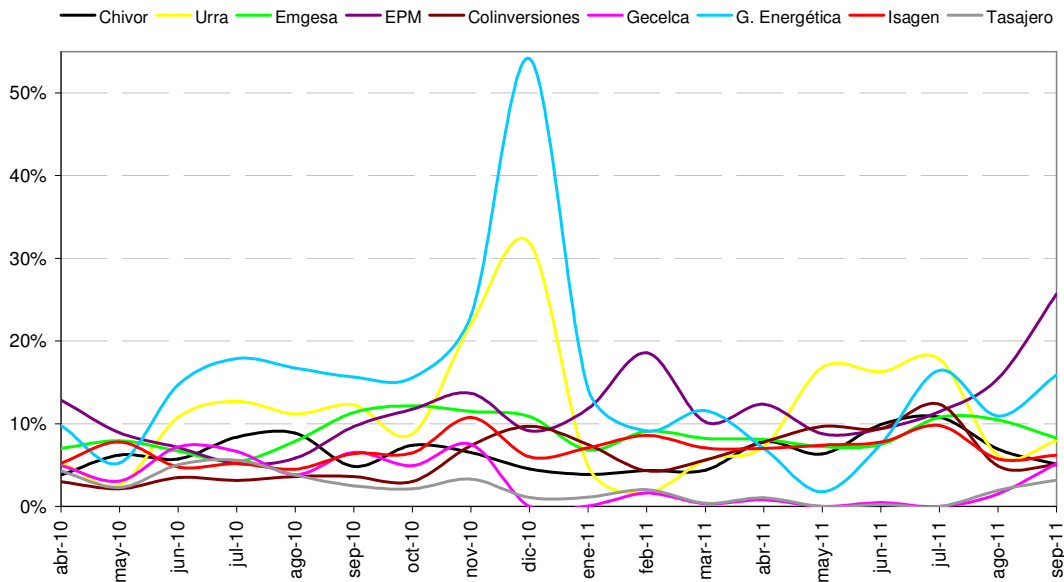


Gráfico No 18-a

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media
Abril 2010-Septiembre 2011**

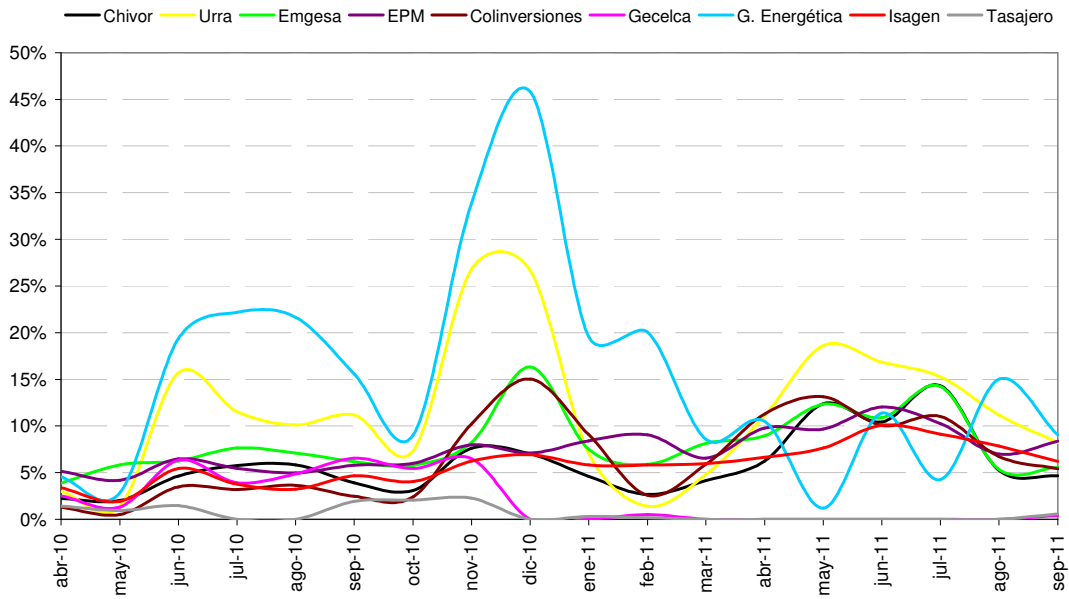


Gráfico No 18-b

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja
Abril 2010-Septiembre 2011**

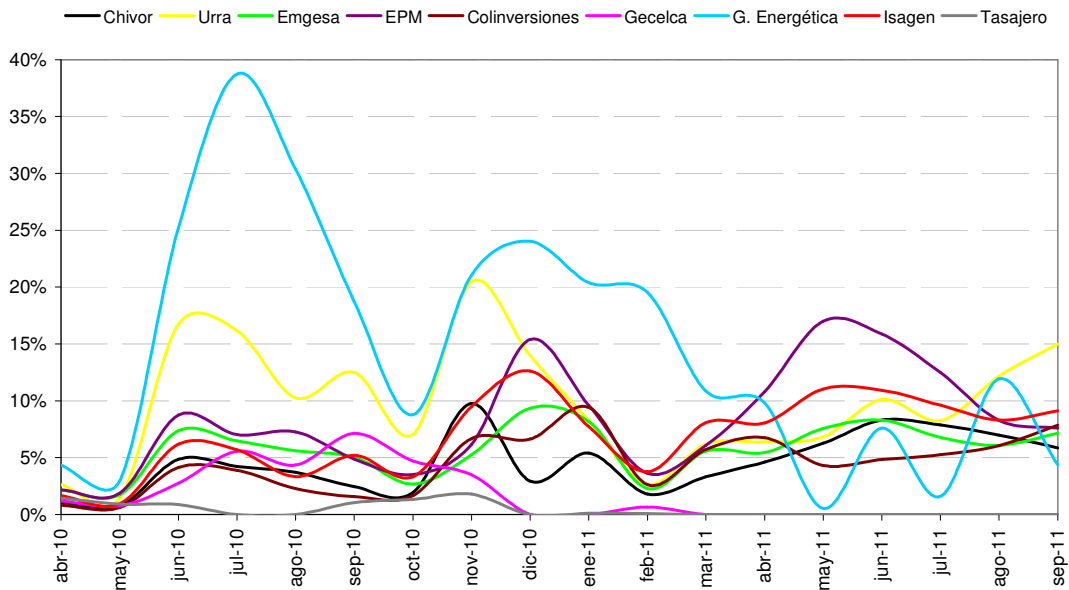


Gráfico No 18-c

Los gráficos No 18-a, 18-b y 18-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja, en los últimos diez y ocho meses.

El poder de mercado, medido a través del índice de Lerner, muestra que en horas de demanda baja y media los agentes no contaron con la habilidad para aumentar significativamente los precios de mercado. Sin embargo, en horas de demanda alta, algunos agentes ya muestran algún grado de poder de mercado.

3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 19 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta en los últimos diez y ocho meses. El gráfico valida en este caso la presencia de poder de mercado para EPM.

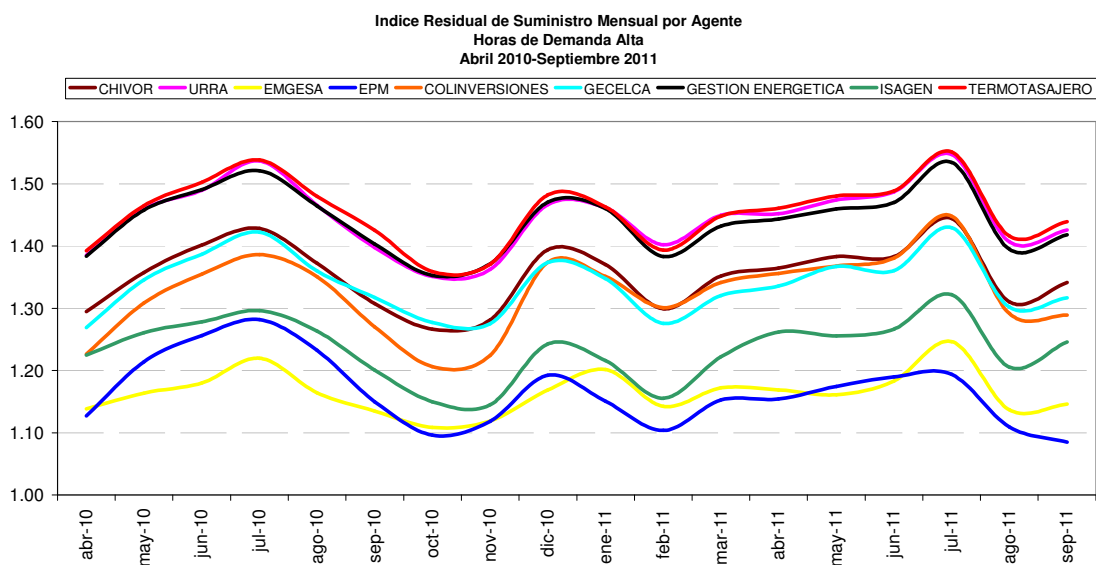


Gráfico No 19

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 20 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.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Abril - Septiembre 2011

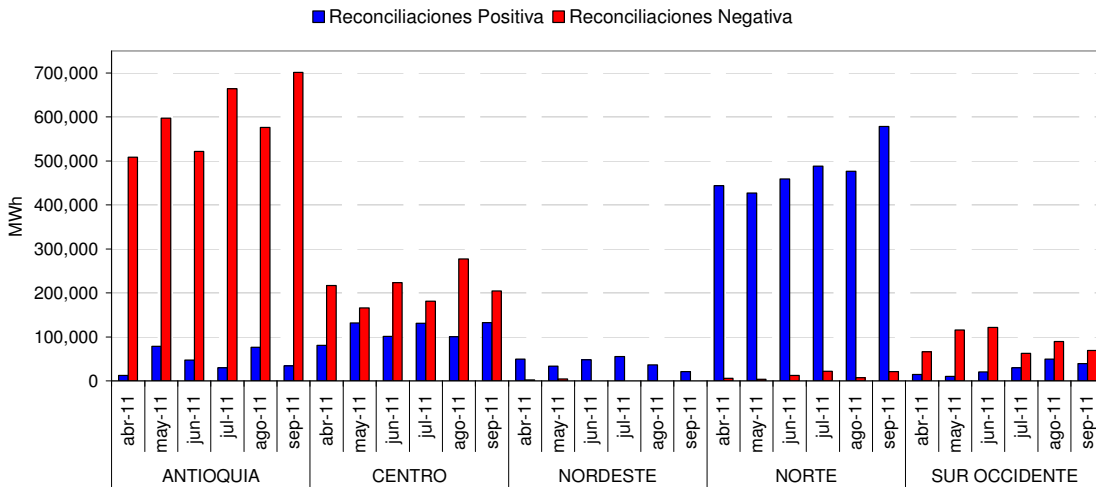


Gráfico No 20

Se observa un incremento importante de las reconciliaciones, tal que las positivas crecieron en las zonas Norte y Centro y las compensaciones con negativas ocurrieron en las zonas Antioquia y Centro.

3.4.2 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 21 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas
Octubre 2007 - Septiembre 2011

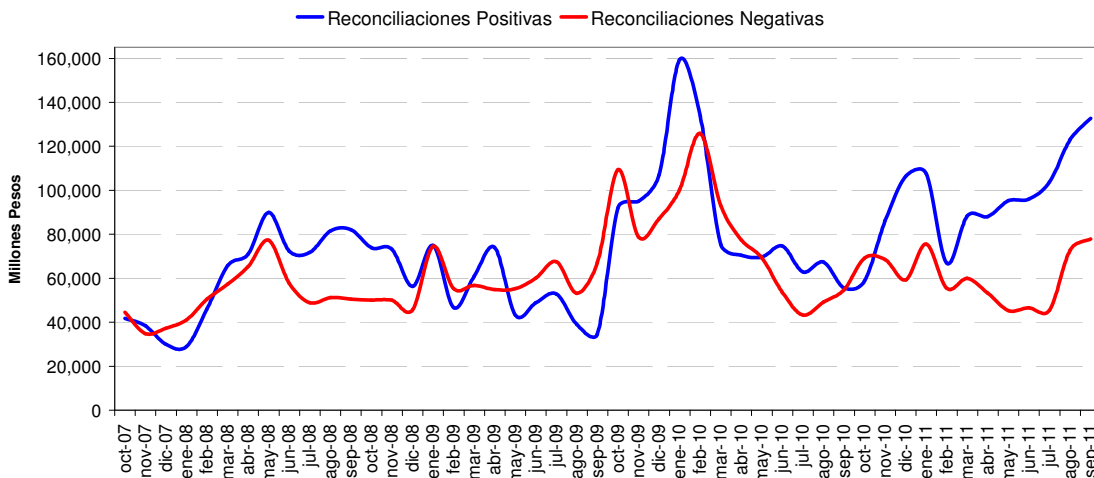


Gráfico No 21

El costo total al igual que la magnitud de las reconciliaciones positivas se han incrementando desde enero, lo cual refleja el incremento de las restricciones operativas en el SIN.

No obstante que la magnitud de las reconciliaciones positivas fue superior en diciembre de 2010 con respecto a septiembre de 2011, en éste mes su costo total sobrepasó el de diciembre, indicando el aumento de precio de la generación fuera de mérito.

3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 22-a y 22-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 seis meses.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas
Abril - Septiembre 2011

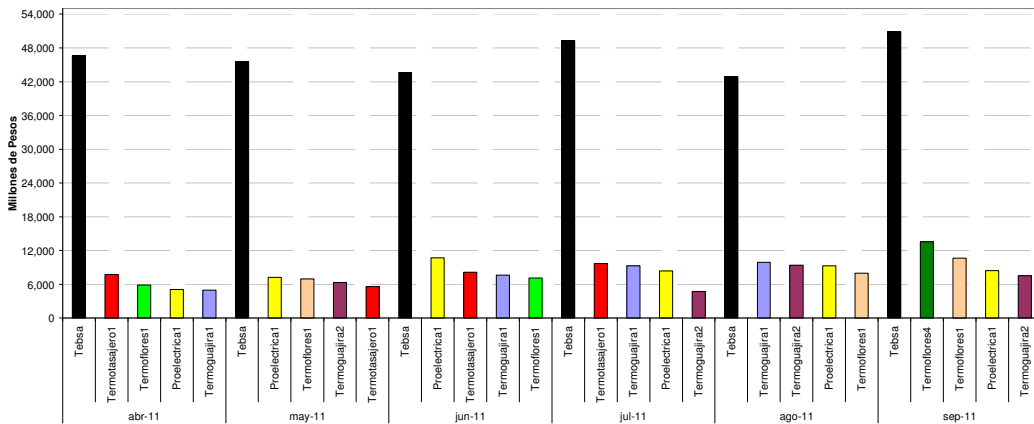


Gráfico No 22-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas
Abril - Septiembre 2011

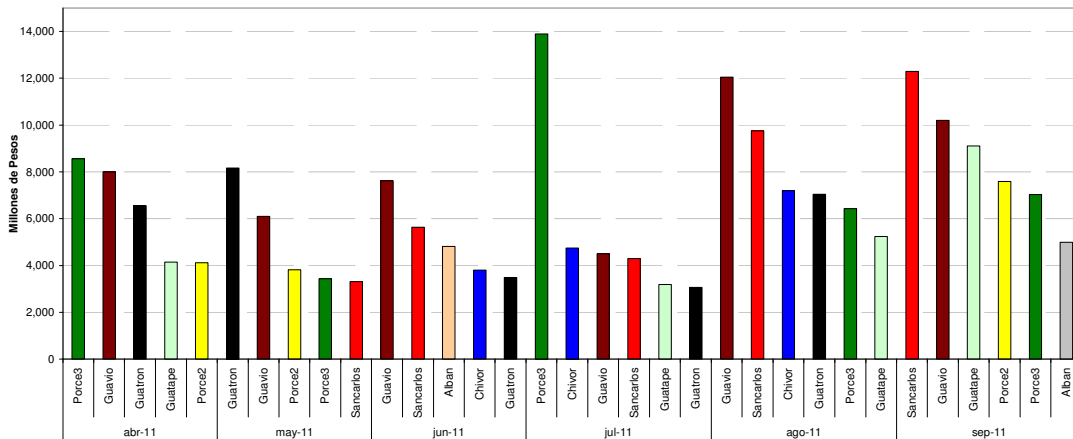


Gráfico No 22-b

Tal como se mencionó en el informe No 62 del CSMEM, el área Atlántico es dependiente de la generación de seguridad a nivel de 110kV en las centrales de Flores y Tebsa y requiere un nuevo punto de inyección desde el STN. Esto se refleja en el gráfico 22-a, donde la mayor participación del costo de las reconciliaciones positivas ocurrió en Tebsa y Flores (4 y 1).

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo de Restricciones por Causa

El gráfico No 23 presenta el costo mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema, identificadas por tipo de causa, en los últimos tres años.

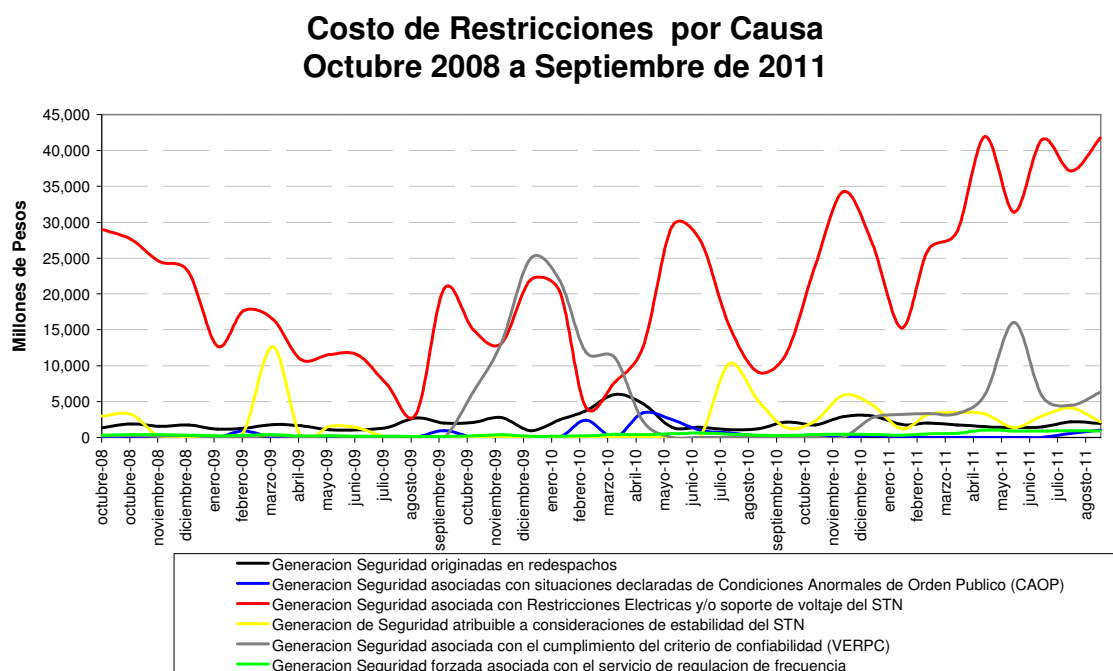


Gráfico No 23

Se observa como el costo de las restricciones debidas a generaciones de seguridad asociadas con las restricciones eléctricas y el soporte de voltaje, ha venido incrementándose desde comienzos del 2011 y son la causa principal de las restricciones del SIN.

3.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

El gráfico No 24 presenta a nivel diario, el valor promedio y el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC), y el precio promedio de Bolsa, en \$/kWh, para los últimos 24

meses. Se observa como los precios máximos del AGC se han mantenido alrededor de \$400/kWh, valor que no tiene relación con el precio de bolsa y presumiblemente podría indicar un comportamiento estratégico de algunos agentes.

3.6.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA
Octubre de 2009 a Septiembre de 2011

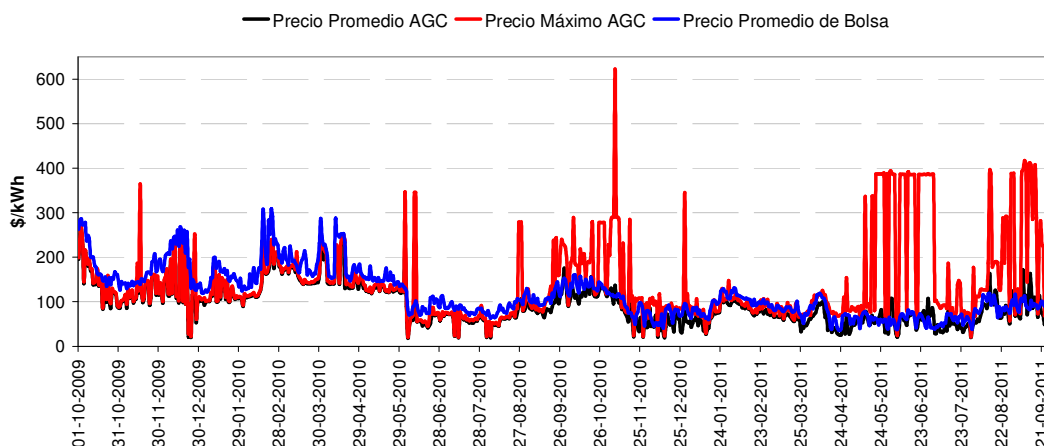


Gráfico No 24

3.6.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 25 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC
Octubre de 2010 a Septiembre de 2011

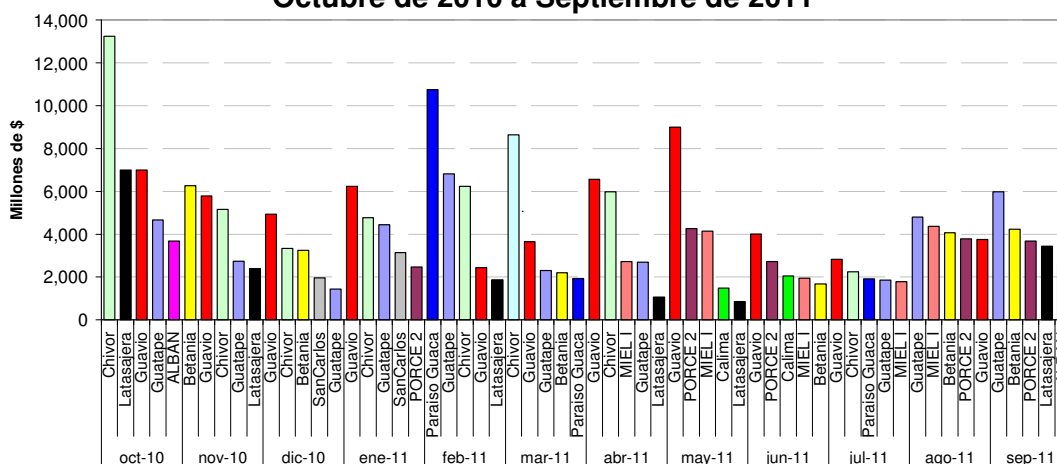


Gráfico No 25

3.6.3 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 26 presenta para el último mes y para cada planta del SRSF, el valor porcentual de la holgura (HO) programada para AGC en el mes y el valor porcentual del pago recibido por la planta con respecto al costo total del servicio del sistema en el mes.

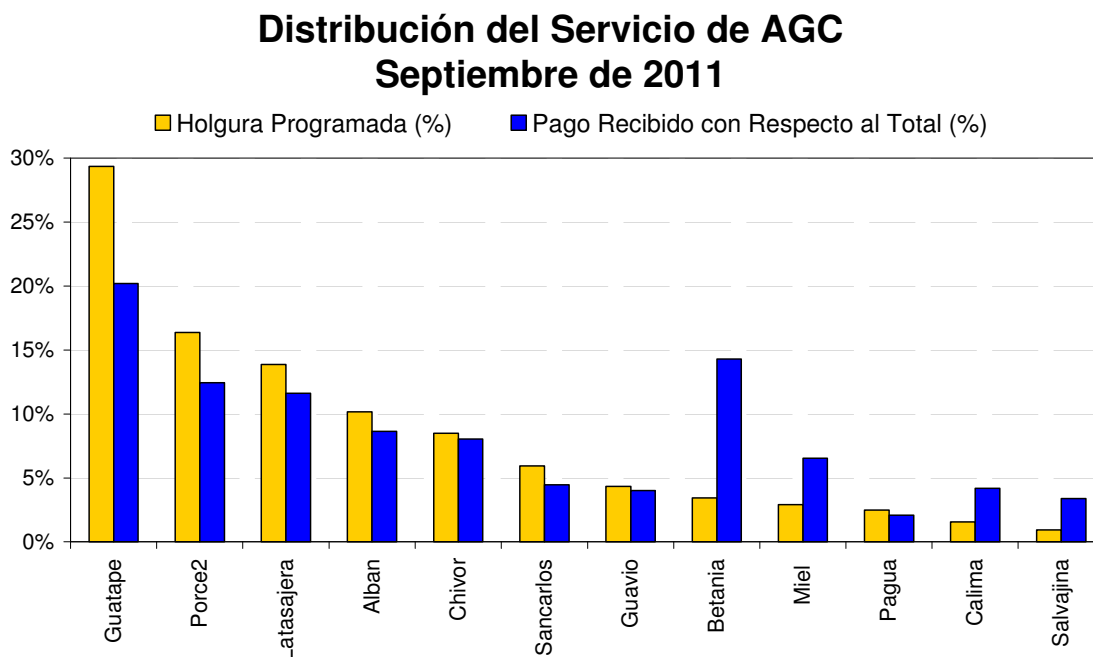


Gráfico No 26

En septiembre Betania, Miel, Calima y Salvajina recibieron remuneraciones porcentuales superiores a la cantidad de servicio de AGC suministrado.

3.7 Indicadores Operativos

3.7.1 Mantenimientos de Generación por Agente

El gráfico No 27 muestra el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

Merece destacarse que en agosto, en EPM se presentó un número muy significativo de consignaciones por fuera del plan de mantenimiento, de otra parte en septiembre tanto

Isagen como EPM incrementaron en forma considerable las consignaciones de emergencia.

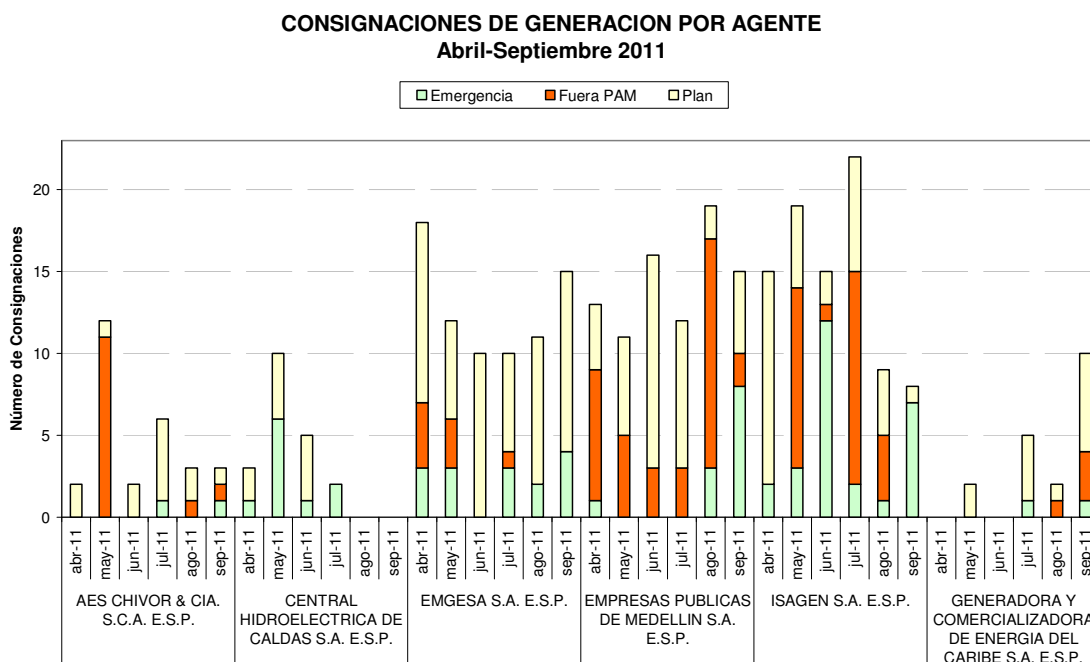


Gráfico No 27

3.7.2 Eventos de Importantes del SIN

El 24 de septiembre en la hora 17 se produjo una falla en Guavio que conllevó a la pérdida de 1.200 MW de generación, ocasionando una caída en la frecuencia del SIN y la activación de la primera etapa del EDAC, deslastrando un total de 471 MW: 267 MW en el sistema Colombiano, 134 MW en el Ecuatoriano y 70 MW en el Venezolano.