

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 60 – 2011

ABASTECIMIENTO ADECUADO DE GAS NATURAL

UN TEMA SIN RESOLVER

Preparado por:

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

Bogotá, Julio 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD DEL GAS NATURAL	2
2.1	ABASTECIMIENTO	2
2.1.1	<i>Gas Natural Convencional</i>	2
2.1.2	<i>Gas Natural no Convencional</i>	3
2.1.3	<i>Importación de Gas Venezolano.....</i>	4
2.1.4	<i>Importación de GNL.....</i>	4
2.1.5	<i>Almacenamiento</i>	5
2.2	TRANSPORTE.....	6
2.3	EXPERIENCIAS DEL NIÑO 2009-2010	6
2.4	SUMINISTRO DE GAS PARA LAS PLANTAS TÉRMICAS	7
2.4.1	<i>Antecedentes</i>	7
2.4.2	<i>Contratación del Gas a Corto Plazo</i>	8
2.4.3	<i>Respaldo con Líquidos del Cargo por Confiabilidad</i>	8
2.4.4	<i>Utilización de GNL.....</i>	10
2.5	REFLEXIONES	10
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	13
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	13
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	13
3.1.2	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía.....</i>	13
3.1.3	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	14
3.1.4	<i>Vertimientos.....</i>	15
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	15
3.1.6	<i>Desviación del Despacho Real</i>	16
3.1.7	<i>Nivel de los Embalses</i>	18
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>	20
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	21
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	21
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	22
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	23
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.....</i>	27
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	29
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	29
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas</i>	30
3.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	30
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	31
3.5.1	<i>Generación Diaria Fuera de Mérito.....</i>	31
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito</i>	32
3.5.3	<i>Costo Total Mensual de Restricciones.....</i>	33

3.6	MERCADO DE CONTRATOS.....	34
3.6.1	<i>Magnitud de Cubrimiento de Contratos</i>	34
3.6.2	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa</i>	34
3.6.3	<i>Distribución del Precio de Contratos</i>	35
3.6.4	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	36
3.6.5	<i>Porcentaje de Demanda Futura Contratada</i>	36
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	37
3.7.1	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i>	37
3.7.2	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	38
3.7.3	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	38
3.8	INDICADORES OPERATIVOS.....	39
3.8.1	<i>Mantenimientos de Generación</i>	40
3.8.2	<i>Mantenimientos de Generación por Agente</i>	41
3.8.3	<i>Mantenimientos de la Red de Transmisión</i>	41
3.8.4	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente</i>	42
3.8.5	<i>Consignaciones de Emergencia en Generación y Transmisión</i>	43

Resumen Ejecutivo

Este informe presenta un análisis de la situación de abastecimiento y confiabilidad del gas natural para las plantas térmicas del MEM, dentro del contexto del suministro de gas para todos los sectores de la economía colombiana. Después del desarrollo exitoso y la penetración del gas natural a toda la economía colombiana, independientemente que su fuente sea nacional o importada, es absolutamente necesario tomar las medidas del caso para asegurar su abastecimiento confiable.

Respecto a las posibles importaciones de gas natural licuado – GNL para la atención de la demanda, se considera que esta es una responsabilidad de todos los agentes que conforman la demanda del gas natural y no es exclusiva solamente de los agentes térmicos. Una alternativa conveniente para asegurar el abastecimiento de gas de las plantas térmicas, son los contratos de firmeza condicionada mediante interrupción de las exportaciones, contemplada en el Decreto 2100 y en los contratos vigentes de exportación.

El Decreto 2100 de 2011, no resuelve el problema de abastecimiento de gas natural para las plantas térmicas, pues en caso de presentarse una condición de racionamiento programado de gas que pueda afectar el suministro de electricidad, muy seguramente llevaría de nuevo al gobierno nacional, a cambiar intempestivamente la prioridad definida de asignación del gas.

El incremento de la participación de la componente hidráulica en la expansión del SIN, está revirtiendo el esfuerzo realizado en el pasado por el sector eléctrico, para lograr un sistema hidrotérmico balanceado, disminuyendo la confiabilidad del sistema y aumentando la volatilidad de los precios de la electricidad.

Otro tema analizado es la creciente sustitución de gas natural por combustibles líquidos para soportar la ENFICC (Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad) de las plantas térmicas, situación que compromete la confiabilidad del abastecimiento de electricidad, debido a la deficiente infraestructura y logística existente para el suministro de combustibles líquidos. Cálculos preliminares muestran que para cubrir la proyección de demanda, se requerirían plantas térmicas utilizando combustibles líquidos para marginar en el mercado de contratos, que implicarían la escasez de contratos de energía eléctrica en el mediano plazo y además un incremento importante en las tarifas de electricidad.

La alta dependencia de los combustibles líquidos para la generación térmica mencionada anteriormente, pareciera estar mostrando la necesidad de un cambio de tecnología para la expansión del parque generador. Si esto es cierto, deben darse las señales regulatorias adecuadas para lograr dicho cambio tecnológico y al mismo tiempo, asegurar en lo posible a las plantas térmicas existentes, el abastecimiento adecuado de gas.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de junio, donde se reporta una reducción de la generación eléctrica de 2.7% respecto a la del mismo mes del 2010, explicable en parte por la salida a mantenimiento de Cerromatoso.

Las exportaciones de energía a Ecuador cayeron drásticamente en mayo y junio sobre un pico observado en los meses de marzo y abril, en contraste, en los últimos meses se ha dado un repunte en las ventas a Venezuela.

En junio se cumple un año superando el promedio histórico de los aportes hídricos, correspondiendo los meses de marzo, abril y mayo de 2011 a los máximos históricos de tales meses, en los últimos 30 años. Como resultado de los mayores aportes hídricos al SIN, se registraron vertimientos considerables y el nivel del embalse agregado al final de junio alcanzó el 85.1% de la capacidad útil, muy por encima del nivel que suelen gestionar los generadores hidráulicos para esta época del año.

Los aportes hídricos y un gran número de embalses a capacidad plena sostuvieron los precios de bolsa muy cerca del mínimo establecido por regulación; durante junio el precio máximo fue \$171/kWh y el precio mínimo \$33.29/kWh. De otra parte, el precio de escasez se ha venido incrementado, jalado por el alza en los precios del petróleo y el precio del gas.

EPM reportó el mayor porcentaje de coincidencias con el precio de bolsa con un índice de 45% que se puede calificar como elevado, este hecho es consistente con el nivel de los embalses ya que la empresa cuenta con tal cantidad de recursos que la alternativa a no generar es verter el agua; en otras palabras el costo de oportunidad con que estructuran sus ofertas es cero. Cuatro agentes: EPM, Emgesa, Colinversiones e Isagen en forma conjunta marcaron el precio de bolsa el 93% del tiempo.

Las plantas que reportaron volúmenes elevados de agua vertida, sostuvieron estrategias de oferta consistentes: precios cercanos al mínimo, constantes durante todo el período. A pesar de la reforma regulatoria que reconoce los costos de arranque y

parada independientemente de los marginales, varias de las térmicas continúan con su estrategia de ofertar por encima de los costos variables de generación, este comportamiento es inofensivo en la coyuntura actual de abundancia de agua, pero afecta el desempeño del mercado en condiciones normales.

La función de oferta presenta un sector completamente inelástico en el rango de consumo entre 8 y 8.5 GWh, en principio en este segmento hay alguna oportunidad de explotar poder de mercado, sin embargo el índice de Lerner descarta cualquier posibilidad de poder de mercado, ya que los niveles son muy bajos para crear preocupación por eventuales problemas de eficiencia asignativa en el desempeño del MEM.

Respecto a la energía contratada, el 65% se transó en el rango entre \$125/kWh y \$140/kWh, los precios para la demanda regulada y la no regulada permanecieron en los mismos niveles de los meses anteriores, manteniéndose también la diferencia de \$30/kWh entre ellos. Contrario a lo que ocurre con el buen nivel de contratación de la demanda no regulada para los próximos años, la demanda regulada está contratada al 80% en el 2012 y solo al 20% en el año 2013.

Desde mediados de mayo, el precio máximo del AGC se ha ubicado próximo a \$400/kWh y en junio nuevamente ocurrieron desbalances importantes entre el porcentaje del servicio de AGC suministrado por algunos agentes, con respecto al porcentaje de la remuneración total del servicio recibida por ellos.

Finalmente, este reporte incluye algunos indicadores nuevos relativos al comportamiento de la generación real horaria respecto al despacho programado y a los mantenimientos de los equipos de generación y transmisión del SIN.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Abastecimiento y confiabilidad del gas natural y b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de junio del 2011.

a) Abastecimiento y Confiabilidad del Gas Natural

El CSMEM analiza la situación de abastecimiento y confiabilidad del gas natural para las plantas térmicas del MEM, dentro del contexto del suministro de gas para todos los sectores de la economía colombiana.

Otro tema analizado es la creciente sustitución de gas natural por combustibles líquidos para soportar la ENFICC de las plantas térmicas, situación que compromete la confiabilidad del abastecimiento de electricidad.

b) Análisis de Desempeño del MEM

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

2 Abastecimiento y Confiabilidad del Gas Natural

2.1 Abastecimiento

2.1.1 Gas Natural Convencional

Actualmente en Colombia existen 45 millones de hectáreas adjudicadas por la ANH de área exploratoria de gas natural convencional. En particular, en la cuenca Caribe costa afuera que tiene unos recursos estimados entre 11 y 35 TPC, Ecopetrol está explorando en asocio con Chevron, Petrobras, Equion, ONGC y Repsol. En la cuenca del Piedemonte con recursos estimados entre 2 y 5 TPC, Ecopetrol explora en asocio con Talisman, Hocol, Lukol, Repsol y Total. Esta exploración incluye trabajos de sísmica y la perforación de 3 pozos en plataforma continental en el año 2011 y 4 pozos costa afuera para el 2012.

De acuerdo con información presentada por Ecopetrol¹, las reservas totales del país en el año 2009 ascendieron a 8.46 TPC, correspondientes a 4.73 TPC probadas, 2.88 TPC probables y 0.85 posibles. Según estimaciones de Chevron², las reservas probadas al final del año 2011 descenderán a 4.0 TPC.

En cuanto a la capacidad de producción, ésta alcanzó al final del 2010 los 1.101 MPCD, la cual se ha incrementado a 1.207 MPCD, gracias a la entrada de Cusiana LTOII (70 MPCD) y Gibraltar (36 MPCD). Para el 2012 se cuenta con la entrada adicional de 140 MPCD de Cupiagua I. En el año 2010 el consumo nacional alcanzó 906 MPCD y se exportaron a Venezuela 155 MPCD.

Según la proyección de demanda de la UPME, con un crecimiento promedio anual del 4% y teniendo en cuenta la declinación de la producción en los pozos existentes, con las reservas actuales y si no ocurre ningún descubrimiento importante, el país se autoabastecería solamente hasta el año 2017³; lógicamente esta afirmación no tiene en cuenta la alta probabilidad de ocurrencia de un Niño en el periodo 2012 - 2017, la cual requeriría volúmenes adicionales importantes de gas en ese evento.

¹ Ecopetrol, “Visión Ecopetrol Mercado de Gas Natural”, Javier Gutiérrez, Congreso Naturgas, Cartagena, Abril 14 de 2011.

² Chevron, “Perspectivas y Futuro del Gas Guajira”, ANDEG, Bogotá, Junio 2 de 2011.

³ Op cit 1.

Las exportaciones de gas a Venezuela y la reducción del factor Reservas/Producción que se estima para los próximos años, han incentivado sustancialmente la exploración de gas en campos tanto en la plataforma continental como costa afuera. Estas circunstancias son propicias para la inversión en la industria, ya que aseguran un mercado para las reservas que se descubran y un tiempo de retorno adecuado para la inversión.

2.1.2 Gas Natural no Convencional

Recientemente en Colombia se han comenzado a incluir en la canasta energética, las reservas de gas no convencional, que consideran: el gas de esquisto, el gas asociado al carbón y los hidratos de metano. Es importante mencionar que todavía no existen reglas de juego definidas para la exploración y desarrollo de estos gases.

Gas de Esquisto

El gas de esquisto (shale gas) es gas natural compuesto básicamente por metano y se encuentra contenido en una roca común llamada esquisto. Esta formación es rica en materia orgánica y es la fuente del gas así como de su almacenamiento, del cual se extrae por fracturación hidráulica. La creciente utilización de este gas en los Estados Unidos ha potencializado este energético, aumentando su participación en la oferta total del gas y reduciendo los precios a menos de la mitad.

En Colombia se cuenta con reservas estimadas entre 10 y 31 TPC, las cuales se consideran de bajo riesgo exploratorio y cuentan con una localización favorable para el mercado⁴. Ecopetrol en asociación con Petrobras y Nexen están llevando a cabo la comprobación del potencial del Valle Medio del Magdalena; por su parte Nexen lleva a cabo perforaciones preliminares en Sueva y Chiquinquirá y en asocio con Petrobras en Villa Rica⁵.

Gas Asociado al Carbón

Es el gas contenido en camas de carbón; en Colombia las reservas se encuentran localizadas en la zona norte, principalmente en los yacimientos del Cerrejón y de la Drumont y se estiman entre 1.0 y 7.5 TPC⁶. No obstante que hace varios años se ha

⁴ Op cit 1.

⁵ Nexen, “Nexen Shale Gas Development. Policy & Regulatory Experience in British Columbia”, Congreso Naturgas, Cartagena, Abril 14 de 2011.

⁶ Op cit 1.

venido analizando la utilización y comercialización de este recurso, a la fecha no se conocen planes concretos a este respecto.

Hidratos de Metano

Este gas consiste en hielo sólido formado por una mezcla de agua y gas natural, se presenta en los sedimentos de las rocas en regiones frías o a bajas temperaturas y altas presiones, donde los hidratos forman estructuras físicas estables. Las reservas en Colombia se estiman superiores a los 430 TPC⁷.

2.1.3 Importación de Gas Venezolano

Existe el compromiso de Venezuela de revertir las importaciones de gas natural a Colombia a partir del año 2012, sin embargo, a pesar que ya existe el gasoducto para tal fin, no cuenta con las estaciones compresoras y por tanto esta opción no es viable a corto plazo.

En relación a los recientes descubrimientos de 7 TPC muy cerca de Maracaibo, este gas suplirá fundamentalmente la industria y el sector termoeléctrico del occidente venezolano; por lo tanto, sus excedentes tienen como mercado natural a Colombia, aunque esta opción no es confiable en el corto plazo debido a la incertidumbre de la fecha del desarrollo de las reservas encontradas.

2.1.4 Importación de GNL

La opción de importar gas natural licuado y su regasificación es viable para atender la demanda pico del sector de generación térmica a gas durante los fenómenos del Niño y para respaldar el suministro del país equilibrando la oferta y demanda a largo plazo. Su consideración requiere la definición urgente de una serie de aspectos tales como: licencias ambientales, operación de puertos, esquema societario y ajustes regulatorios requeridos.

Existen dos tecnologías para regasificación del GNL: la planta de regasificación “on shore” con terminal fijo en tierra y el buque flotante de almacenamiento y regasificación. Esta última tecnología es más rápida de instalar y más económica en el corto plazo, consiste en un mismo buque que recibe, almacena y regasifica el GNL, tiene exigencias portuarias menores, el tiempo de implementación puede ser de 3 años,

⁷ Op cit 1.

frente a 6 años que toma el desarrollo de la terminal en tierra, aunque el buque disminuye la flexibilidad operativa por razones de almacenamiento y regasificación.

Ecopetrol realizó un estudio de prefactibilidad de un proyecto de terminal de importación y regasificación de GNL en Colombia⁸, considerando las dos tecnologías (terminal on shore y buque regasificador), en cuanto a la ubicación se consideraron Cartagena, Buenaventura, Santa Marta y Puerto Bolívar, se analizaron diferentes alternativas de suministro de GNL de Trinidad y Tobago, Nigeria, Egipto, Qatar, Perú, Australia Indonesia y Malasia. La evaluación llevó a escoger a Cartagena y Buenaventura como los terminales más adecuados.

Para un terminal “on shore” con capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ y 850 MPCD de emisión de gas, se requiere una inversión de alrededor de US\$1.000 millones de dólares tanto en Cartagena como en Buenaventura y unos costos anuales de operación de aproximadamente US\$33 millones.

El buque regasificador con una capacidad de almacenamiento de 138.000 m³ y 500 MPCD de emisión de gas, requiere una inversión de US\$44 millones en Cartagena o Buenaventura y unos costos anuales de operación de aproximadamente US\$86 millones.

El precio del gas a la entrada del sistema nacional de transporte – SNT, compuesto por la suma de los costos de licuefacción, transporte y regasificación, tiene un valor promedio para el periodo 2010-2030 de US\$ 6.64/MBTU, con valores extremos entre 6.5 y 7.7 para el puerto de Cartagena y entre 7.1 y 8.8, para el terminal ubicado en Buenaventura.

2.1.5 Almacenamiento

El Decreto 2100 del 15 de Junio del 2011 considera las inversiones requeridas para asegurar la confiabilidad del servicio y el almacenamiento subterráneo de gas natural en campos de hidrocarburos; en cuanto a las inversiones requeridas, la CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio de gas natural y en un plazo no superior a un año el MME y la ANH deberán evaluar conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural.

⁸ Ecopetrol, “Reunión de Clientes, Gerencia de Gas”, Boris Villa, 11 de Noviembre de 2010.

2.2 Transporte

En cuanto a la capacidad de transporte de gas, es importante mencionar que en los últimos doce meses TGI llevó a cabo la ampliación del gasoducto Ballenas – Barranca de 190 MPCD a 260 MPCD, mediante la instalación de compresores adicionales y la ampliación para la evacuación de 70 MPCD de Cusiana LTO2.

Adicionalmente, Transoriente debe poner en operación próximamente el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga con capacidad de 36 MPCD y TGI aumentar la capacidad de transporte del pie de monte para evacuar los 140 MPCD de Cupiagua.

No obstante las ampliaciones mencionadas, la confiabilidad del sistema de transporte de gas sigue siendo limitada por el hecho de ser un sistema radial, sin rutas alternativas en situaciones de emergencia, donde además, dada la geología colombiana se generan riesgos que pueden afectar seriamente el sistema de transporte, como ha ocurrido anteriormente.

La resolución CREG 126 de 2010 definió cargos fijos y variables para el transporte de gas de acuerdo al factor de utilización, de tal forma que factores menores del 50%, conllevan a que el cargo fijo se incremente considerablemente; sin embargo la resolución CREG 79 de 2011 modificó la anterior, permitiendo cargos variable y fijo libres, dependiendo del transportador.

2.3 Experiencias del Niño 2009-2010

El sector gas enfrentó el Niño 2009-2010 con problemas institucionales, de abastecimiento, de limitaciones de transporte y de confiabilidad, los cuales habían sido detectados con mucha anticipación. Dichos problemas llevaron a que bajo la condición de generación forzada de todas las plantas térmicas decretada por el gobierno, solamente las plantas térmicas de la Costa tuvieron un adecuado abastecimiento de gas natural, debido principalmente a las restricciones existentes para transportar gas hacia el interior del país, lo que implicó la necesidad de utilizar combustibles líquidos en las plantas del interior con posibilidad de generación dual.

El Niño 2009-2010 demostró la gran vulnerabilidad que tiene el SIN al suministro de gas; específicamente, durante ese periodo el promedio diario de generación total térmica alcanzó 80 GWh/día frente a 93 GWh/día de ENFICC total térmica en la vigencia 2009-2010, esta limitación en la entrega de energía firme ocurrió debido a las

deficiencias en la infraestructura de suministro y transporte de gas y combustibles líquidos. Termoemcali y Termovalle demostraron que con la logística adecuada, los combustibles líquidos son respaldo del sistema.

Cuando hay escasez de recursos hidráulicos, el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SIN depende en un 50% de los recursos térmicos y de éstos el 84% de la energía firme térmica es cubierta por plantas que pueden funcionar con gas y/o líquidos y el 16% restante con plantas a carbón. En el Niño, los agentes térmicos respaldaron el sistema eléctrico y sus plantas térmicas generaron en forma continua, demostrando que son “demanda esencial” para el país.

Los agentes térmicos que realizaron sus inversiones teniendo en cuenta la presencia ocasional del Niño para optimizar sus rentas esperadas, consideran que con la intervención del gobierno, sus ingresos fueron reducidos en forma significativa.

2.4 Suministro de Gas para las Plantas Térmicas

2.4.1 Antecedentes

El desarrollo del sector gas en Colombia ha sido acelerado y exitoso, con una penetración muy alta en los sectores residencial, industrial y vehicular. En buena parte el desarrollo de la infraestructura de gas natural a nivel nacional, fue posible gracias a la construcción de un importante parque termoeléctrico a gas, tanto en la Costa Atlántica como en el interior del país, compuesto por las centrales de Flores, Tebsa, Merrilectrica, Paipa, Termosierra, Termocentro, Termodorada, Termovalle, Termoemcali y Candelaria, con un total aproximado de 2.000 MW. Adicionalmente el pago del take or pay del 25% por parte de los generadores térmicos, alimentó de recursos el sector de gas natural con montos del orden de \$20.000 millones al año por planta.

De otra parte es importante mencionar que el desarrollo de las plantas del interior se dio con base en el suministro de gas del campo de Opón, campo que inesperadamente no respondió a las expectativas de producción que se tenían de él, cambiando radicalmente el suministro para estas plantas y poniéndolas a depender del gas Guajira con punto de entrega en Barrancabermeja. Contractualmente y pocos meses después de haber firmado los contratos de suministro con Ecopetrol, la falla de Opón ocasionó un faltante de gas muy importante, que obligó al cambio de los contratos existentes, reduciendo la capacidad de energía firme de las plantas térmicas.

Desde el inicio de la operación del MEM, la generación térmica ha demostrado ser un factor fundamental de respaldo y complemento a los recursos hidráulicos, para asegurar la confiabilidad del SIN, no solo bajo condiciones de escasez de recursos hidráulicos, sino también en la operación normal del sistema eléctrico.

2.4.2 Contratación del Gas a Corto Plazo

Si bien es cierto que a partir del año 2012 Ecopetrol tendrá gas disponible por el vencimiento de contratos y la entrada de Cupiagua, con cantidades que oscilan a groso modo entre 300 y 400 GBTUD⁹, dependiendo del año en que ocurra el suministro, las reglas definidas por el Decreto 2100 del MME de Junio 15 de 2011, dejan a las plantas térmicas al final del proceso de contratación del gas, lo cual vuelve incierta la posibilidad de obtener gas para estas plantas, obligando a tomar decisiones de respaldo del cargo por confiabilidad con combustibles líquidos, para poder llegar a tiempo a cubrir las OEF de diciembre de 2012 en adelante.

También el Decreto define el último lugar del proceso de asignación del gas de precio regulado de Guajira, para la demanda térmica. De otra parte, la opción del gas de precio libre de los campos del interior del país, no es viable para las plantas térmicas de la Costa, debido a los costos de transporte.

Teniendo en cuenta que las exportaciones de gas podrán ser limitadas por decisión del gobierno, cuando se pueda ver comprometido el abastecimiento de la demanda nacional de gas para consumo interno, el CSMEM considera que una alternativa conveniente para las plantas térmicas son los contratos de firmeza condicionada mediante interrupción de exportaciones.

2.4.3 Respaldo con Líquidos del Cargo por Confiabilidad

Teniendo en cuenta la evolución de la ENFICC térmica para las vigencias 2011-2014 mostrada en la tabla No 1, es claro que existe una tendencia en la cual se está sustituyendo gas natural como combustible de las plantas térmicas, por combustibles líquidos, con una dependencia que incrementa los combustibles líquidos del 36% en la vigencia 2011-2012, a 70% en la vigencia 2013-2014. Esta situación es un contrasentido, porque de llegar a darse, estaríamos incentivando la utilización de combustibles líquidos para brindar un abastecimiento confiable de electricidad, cuando es conocido que no existe la infraestructura y logística necesaria para cubrir este

⁹ Op cit 1.

crecimiento estimado de combustibles líquidos y además, implicaría un incremento importante en las tarifas de electricidad.

Tabla No 1

ENFICC TERMICA COMBUSTIBLE DE RESPALDO						
Periodo	Gas		Carbón		Líquidos	
	GWh/día	%	GWh/día	%	GWh/día	%
2011-2012	41.4	42	21.8	22	35.1	36
2012-2013	29.11	29	24.89	24	48.48	47
2013-2014	6.4	6	24.9	24	74.6	70

Fuente: XM, "La Política Energética y sus Efectos Esperados en el Mercado Eléctrico", Acolgen, Mayo 2011

Cálculos preliminares llevados a cabo por el CSMEM y teniendo en cuenta la ENFICC de los nuevos proyectos que incentivó el mecanismo del cargo por confiabilidad, incluidos Porce IV (suspendido) y Termocol, muestran que la ENFICC total sin incluir la participación de los combustibles líquidos, no alcanzaría para cubrir toda la proyección de demanda eléctrica estimada por la UPME para el escenario medio, en el año 2012¹⁰. En consecuencia, plantas térmicas utilizando combustibles líquidos, parecen ser necesarias para marginar en el mercado de contratos.

Esta situación de presentarse, ocasionaría que no se encuentre oferta de contratos de energía eléctrica en el mediano plazo, lo cual sería crítico en la demanda regulada a partir del año 2013, ya que actualmente solo está contratada al 20%¹¹. Los contratos de generación térmica con base en combustibles líquidos, estarían en el rango entre \$240/kWh y \$440/kWh, dependiendo del Heat Rate, la localización de la planta y el tipo de combustible.

De otra parte, como se mencionó anteriormente, los contratos de gas para las plantas térmicas en su gran mayoría vencen a partir del año 2012; de no renovarse, se reducirá la ENFICC soportada con gas en los próximos años (ver tabla No 1). Así mismo, si los balances oficiales de gas (oferta/demanda) se hacen realidad, a partir del 2014 no será posible sostener los niveles actuales de ENFICC a gas; una simulación del CSMEM ajustando el ENFICC con gas a la disponibilidad esperada para el parque térmico¹², muestra como a pesar de la entrada de nuevos proyectos de generación hidráulica, el

¹⁰ CSMEM, Escenarios Probables de Desempeño del Mercado de Corto Plazo y el de Contratos de Largo Plazo", 4ª Jornada de Generación, Acolgen, Mayo de 2011.

¹¹ Véase gráfico No 28.

¹² Op cit 10.

balance se rompería y los líquidos sustitutos tienen que cumplir el papel central. Estas simulaciones se realizaron con cantidades de energía anual, sin embargo, al analizar la capacidad de respuesta para atender picos del SIN, el problema es mucho mayor.

2.4.4 Utilización de GNL

A mediano plazo la incertidumbre existente respecto al adecuado abastecimiento de gas natural para las plantas térmicas, ha llevado a que en el Decreto 2100 de 2011 se contemple la construcción y puesta en operación de terminales de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado, colocando la responsabilidad fundamental de su desarrollo en cabeza de las plantas térmicas.

Debido a las expectativas de desarrollo de reservas o de nuevos hallazgos de gas natural, debe analizarse cuidadosamente el alto riesgo de encallamiento de los activos en los proyectos de importación de GNL, además de otros aspectos cruciales que no se han abordado, como son las licencias ambientales, la operación de los puertos, el esquema societario y los ajustes regulatorios requeridos para su viabilidad y para coordinar las condiciones del mercado de GNL con el marco regulatorio en el país.

De otra parte, análisis preliminares como el mencionado en el numeral 2.1.4, no están arrojando resultados positivos en materia de factibilidad técnica, económica y de entrada en servicio, para ser realizados de manera exclusiva por los generadores térmicos.

Además, la regulación prevé la posibilidad de que las plantas puedan respaldar sus OEF con combustibles distintos al declarado, entregando los contratos de suministro de combustibles hasta un año antes del inicio del período de vigencia de la OEF, es decir hasta noviembre de 2011, para las obligaciones de la vigencia 2012-2013. Esta situación, dada la incertidumbre en el suministro de gas natural, podría forzar a las plantas a hacer inversiones en infraestructura de líquidos para cubrir dicha vigencia. Así, las plantas que desarrollen proyectos con importaciones de GNL, pero que deban convertirse a líquidos en la transición 2012-2013, incurrirían en una doble inversión y en mayores costos hundidos.

2.5 Reflexiones

- Después de dos décadas exitosas de desarrollo y penetración del gas natural a toda la economía colombiana, independientemente que la fuente del gas natural sea nacional o importada, es absolutamente necesario tomar las medidas del

caso para asegurar el abastecimiento confiable de este combustible a todos los sectores que lo demandan.

- El sector eléctrico colombiano invierte alrededor de US\$700 millones anuales en el pago del cargo por confiabilidad, además de los costos correspondientes al enmallado de las redes de transmisión. De la misma manera, en concepto del CSMEM, el aseguramiento del suministro de gas con importaciones de GNL para la atención de todos los sectores de la economía colombiana, no es una tarea que atañe solamente a los agentes térmicos, sino es un problema que requiere en su solución, la participación de todos los agentes que conforman la demanda del gas natural.
- La confiabilidad del SIN depende de la disponibilidad del gas natural en las plantas térmicas, lo que a su vez determinará las necesidades de combustibles líquidos para épocas de Niño.
- El Decreto 2100 de 2011 no resuelve el problema de abastecimiento de gas natural para las plantas térmicas, pues no considera tal demanda como demanda esencial y relega su prioridad en el proceso de asignación del gas de precio regulado de Guajira al noveno lugar. Este planteamiento, en el caso de presentarse una condición de racionamiento programado de gas que pueda afectar el suministro de electricidad, como ocurrió durante el Niño 2009-2010, muy seguramente llevaría de nuevo al gobierno nacional, a cambiar intempestivamente la prioridad de asignación del gas definida en el Decreto 2100.
- El CSMEM considera que una alternativa conveniente para asegurar el abastecimiento de gas de las plantas térmicas, son los contratos de firmeza condicionada mediante interrupción de las exportaciones, contemplada en el Decreto 2100 y en los contratos vigentes de exportación.
- La expansión de la generación del SIN mediante las subastas OEF, ha incrementado sustancialmente la participación de la componente hidráulica con poca regulación hidráulica. Este hecho está revirtiendo el esfuerzo realizado en el pasado por el sector eléctrico, para lograr un sistema hidrotérmico balanceado. Ahora bien, las condiciones que afrontan los generadores térmicos a gas, inhiben su participación en la futura expansión del MEM, incrementando

la dependencia de plantas hidráulicas con gran volatilidad hidrológica y aumentando también la volatilidad de los precios de la electricidad.

- La evolución de la ENFICC térmica para las vigencias 2011-2014 muestra una tendencia en la cual se está sustituyendo gas natural como combustible de las plantas térmicas, por combustibles líquidos. Esta situación compromete la confiabilidad del abastecimiento de electricidad, ya que no existe la infraestructura y logística necesaria para cubrir este crecimiento estimado de combustibles líquidos.
- Cálculos preliminares del CSMEM muestran que para cubrir la proyección de demanda para el escenario medio de la UPME, en el 2012 con la ENFICC asignada, se requerirían plantas térmicas utilizando combustibles líquidos, para marginar en el mercado de contratos, implicando la escasez de contratos de energía eléctrica en el mediano plazo y además un incremento importante en las tarifas de electricidad.
- A pesar de la participación de los nuevos proyectos hidroeléctricos en la ENFICC, al ajustar ésta con el gas disponible esperado para el parque térmico que se obtiene de los balances oficiales de gas, no sería posible sostener los niveles actuales de ENFICC a gas y se requerirían líquidos sustitutos a partir del 2014.
- En concepto del CSMEM, la alta dependencia proyectada de los combustibles líquidos para la generación térmica, pareciera estar mostrando la necesidad de un cambio de tecnología para la expansión del parque generador. Si esto es cierto, deben darse las señales regulatorias adecuadas para lograr dicho cambio tecnológico y al mismo tiempo, ya que fue política del gobierno incentivar la instalación de plantas termoeléctricas, asegurar en lo posible a las plantas existentes el abastecimiento adecuado de gas.
- El CSMEM considera conveniente fortalecer la capacidad institucional del sector en aspectos tales como la definición de políticas, regulación, coordinación del sector gas con el sector eléctrico, incremento de la competencia mediante aumento del número de agentes.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de junio de 2011, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 2 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón, con gas y combustibles líquidos, hidráulica y total del sistema. La generación eléctrica en junio de 2011 estuvo por debajo de los registros del 2010 en 2.7%; en este comportamiento incidió la salida a mantenimiento de Cerromatoso. La composición de generación por recursos es muy similar a la observada el año anterior, con un 80% de generación hidráulica vs 78% en el 2010.

Tabla No 2

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	junio-10	mayo-11	junio-11	Variacion Mayo 11-Junio 11	Variacion Junio 10-Junio 11	Variacion Ultimo Año-Junio 11
Hídrica	3,735.51	3,829.95	4,024.01	3,804.28	-5.46%	-0.67%	1.84%
Térmica	754.65	720.62	558.12	630.39	12.95%	-12.52%	-16.47%
Gas	569.44	537.64	483.67	503.45	4.09%	-6.36%	-11.59%
Carbón	180.36	176.89	70.44	124.42	76.63%	-29.66%	-31.02%
Fuel Oil-ACPM	5.38	6.09	4.00	2.52	-37.03%	-58.58%	-53.18%
Menores	283.90	311.40	314.82	293.22	-6.86%	-5.84%	3.28%
Cogeneradores	21.91	16.21	25.19	20.40	-19.00%	25.91%	-6.89%
Total	4,806.08	4,878.17	4,922.20	4,748.41	-3.53%	-2.66%	-1.20%

3.1.2 Exportaciones e Importaciones de Energía

El gráfico No 1 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años.

Las exportaciones de energía a Ecuador cayeron drásticamente en mayo y junio sobre un pico observado en los meses de marzo y abril. En contraste, en los últimos meses se ha dado un repunte en las ventas a Venezuela.

Exportaciones - Importaciones de Energía Julio 2008-Junio 2011

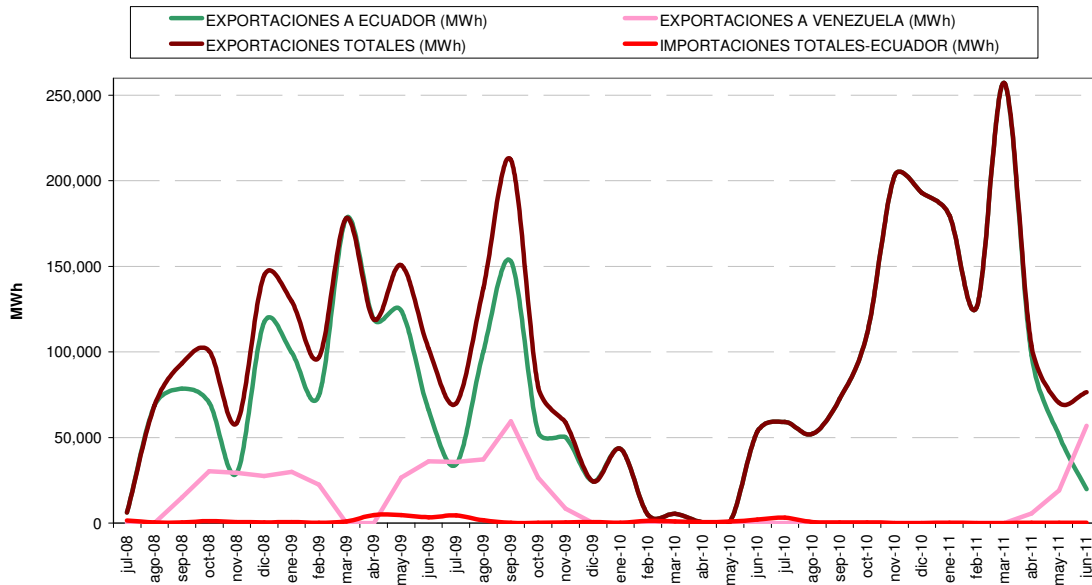


Gráfico No 1

3.1.3 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 2 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

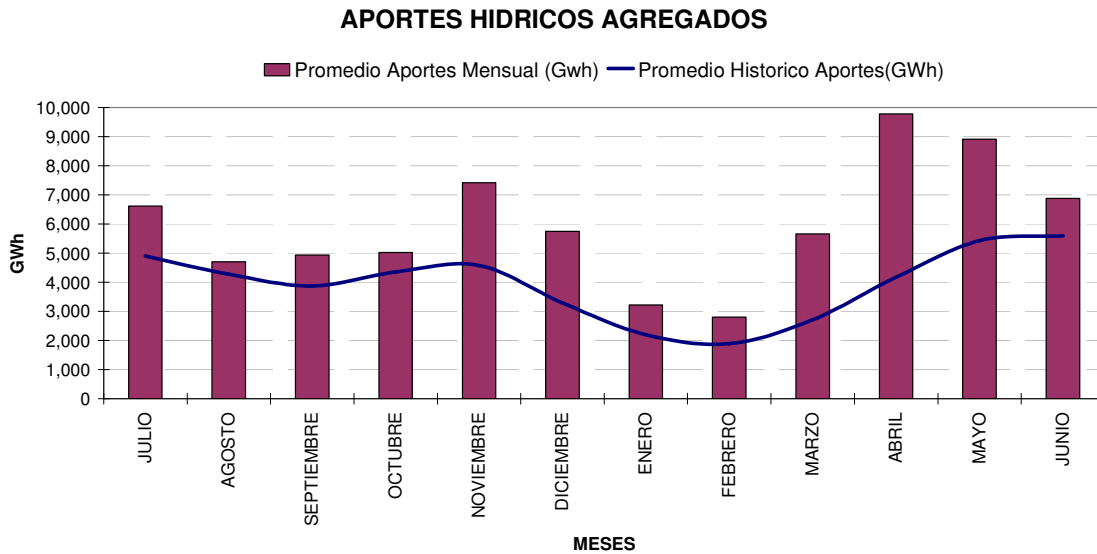


Gráfico No 2

En junio con aportes hídricos de 6.874 GWh, se cumple un año superando el promedio histórico, correspondiendo los meses de marzo, abril y mayo de 2011 a los máximos históricos de tales meses, en los últimos 30 años. El gráfico permite constatar la intensidad y persistencia de las lluvias en el país.

3.1.4 Vertimientos

El gráfico No 3 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. Como resultado de los mayores aportes hídricos al SIN durante los últimos doce meses, en junio se registraron vertimientos considerables, concentrados en los embalses de Antioquia y el Centro, destacándose los de Guavio y Playas.

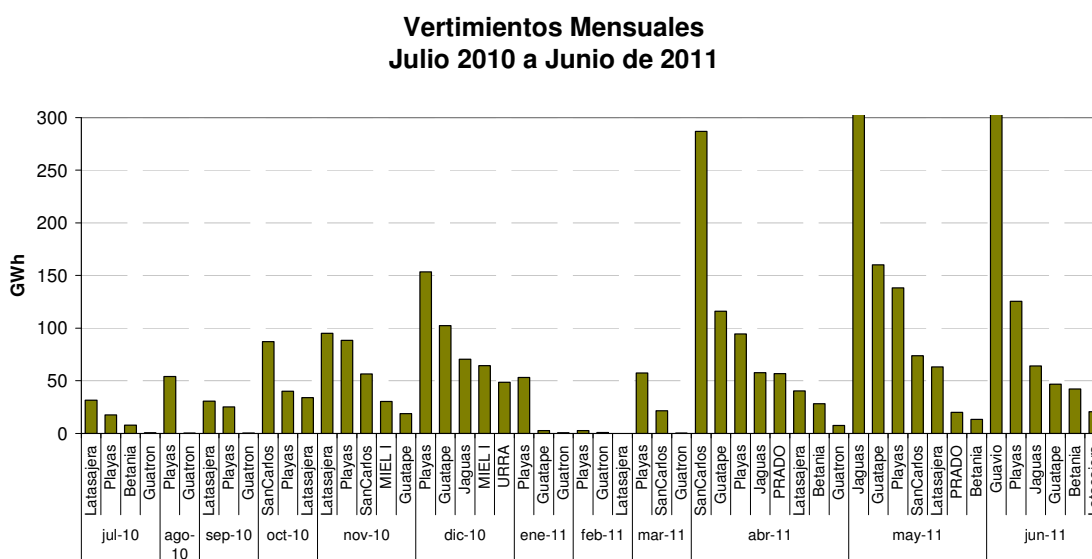


Gráfico No 3

3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 4 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 junio la demanda máxima de potencia fue 8.796 MW y se sostuvo la tendencia observada en los últimos meses de recuperación del margen de reserva. Al parecer se han venido corrigiendo los factores en varias plantas que afectaban la disponibilidad del parque de generación.

DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL
Julio 2006 - Junio 2011

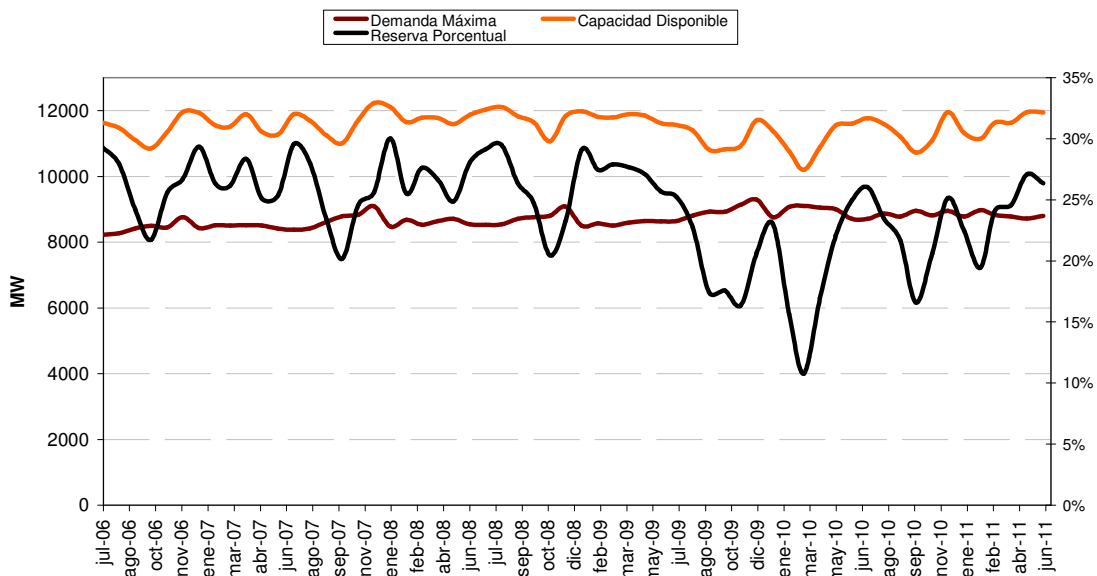


Gráfico No 4

3.1.6 Desviación del Despacho Real

Los gráficos número 5-a y 5-b presentan a nivel horario y para el mes de junio, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el redespacho menos la generación real del SIN.

Las diferencias entre el despacho y el redespacho con respecto a la energía horaria efectivamente generada en MWh, sugieren desfases sistemáticos en función de la hora del día, presentando diariamente un máximo marcado entre lo programado y lo real. Los sesgos de pronóstico en el ejercicio de programación son estructuralmente negativos, debido principalmente a que el despacho programado no contiene las plantas menores del MEM, las cuales representan una capacidad de aproximadamente 600 MW (4.5% de la capacidad total).

Sin embargo, las desviaciones del despacho presentan oscilaciones horarias entre +290 y -1010 MWh, que en cualquiera de los casos superan el déficit de las plantas menores. En junio se observa que las desviaciones en la programación se acentuaron hacia la segunda semana del mes, con valores más negativos. Este indicador es nuevo en el CSMEM y sobre el particular se profundizará en informes posteriores.

**Desviacion Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado
Junio 1 - Junio 15**

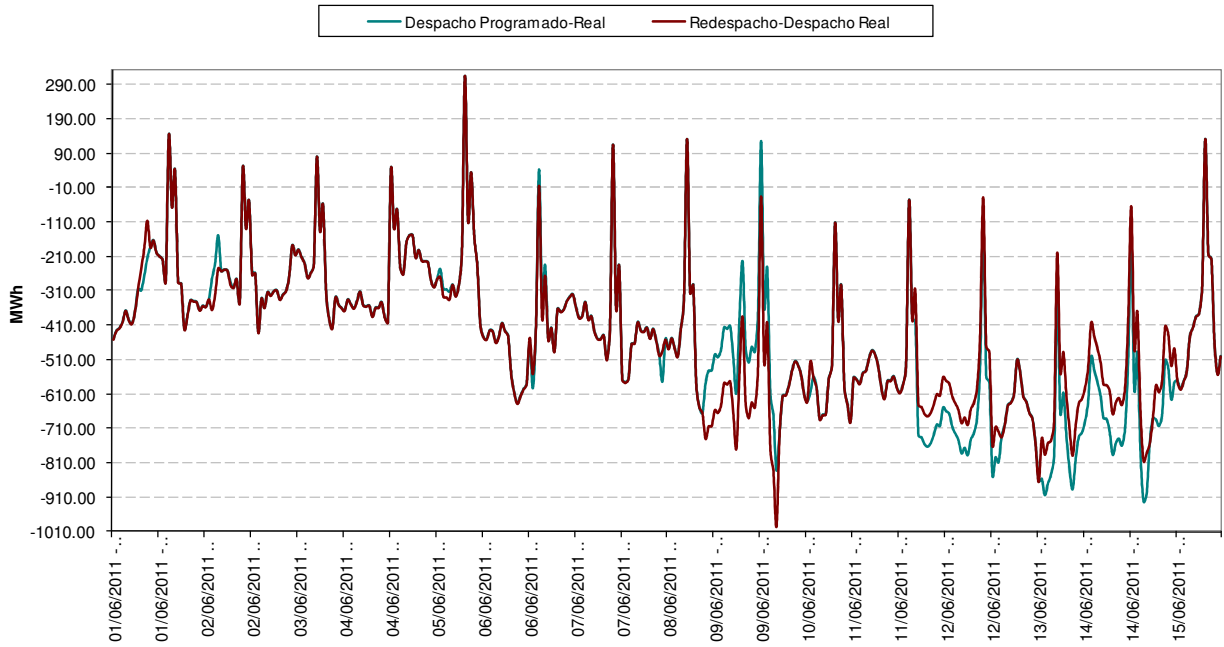


Gráfico No 5-a

**Desviacion Horaria Despacho Ejecutado respecto al Programado
Junio 16 - Junio 30**

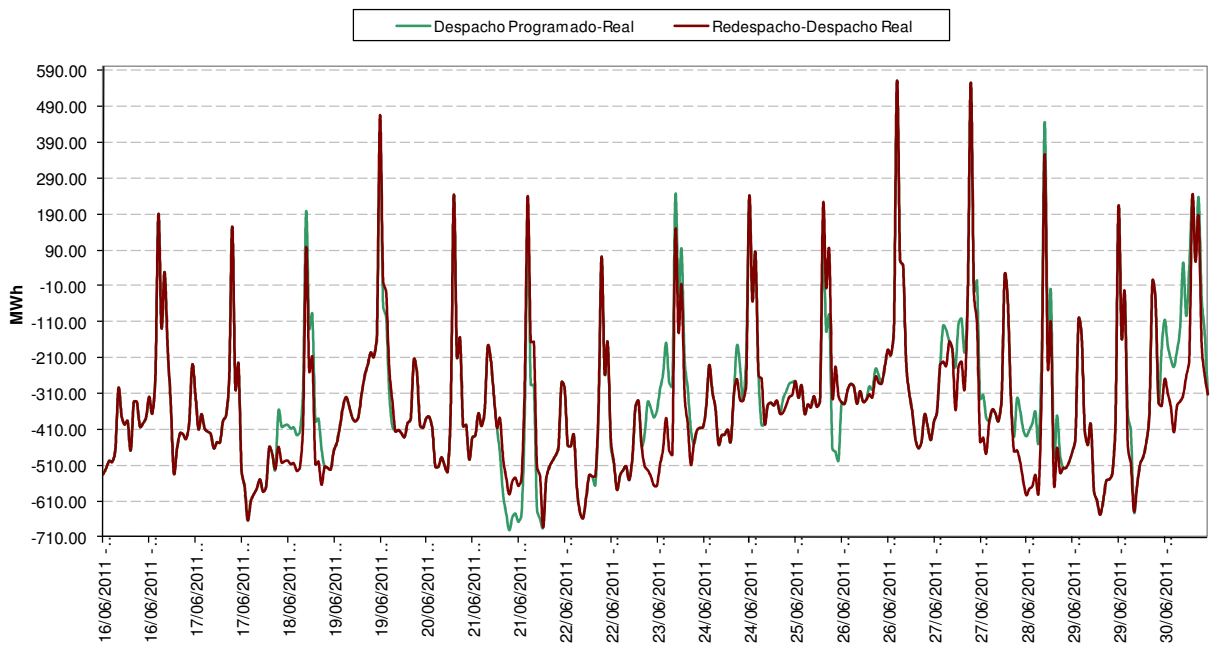


Gráfico No 5-b

3.1.7 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 6 se muestra el nivel del embalse agregado del SIN al final de junio; el nivel agregado alcanzó el 85.1% de la capacidad útil, equivalente a 13.438 GWh, como consecuencia de los altos aportes que presentó el fenómeno de la Niña y el ingreso del embalse Porce III en enero de 2011, con una capacidad útil de 108.1 GWh.

El nivel del embalse agregado mostró una dinámica fuertemente creciente que lo llevó a valores muy por encima de los que suelen gestionar los generadores hidráulicos para esta época del año. En otras palabras los niveles de lluvias han sido tan elevados, que superaron la capacidad de los agentes de adecuar su nivel de embalse al óptimo.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de junio Antioquia alcanzó el 98.4%, Oriente 88.1%, Valle 87.8%, Centro 66.1% y Caribe 46.2%. Además de varios de los embalses de Antioquia que están por encima del 100%, merece destacarse la situación de Guavio y Calima que cerraron el mes por encima del 95%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

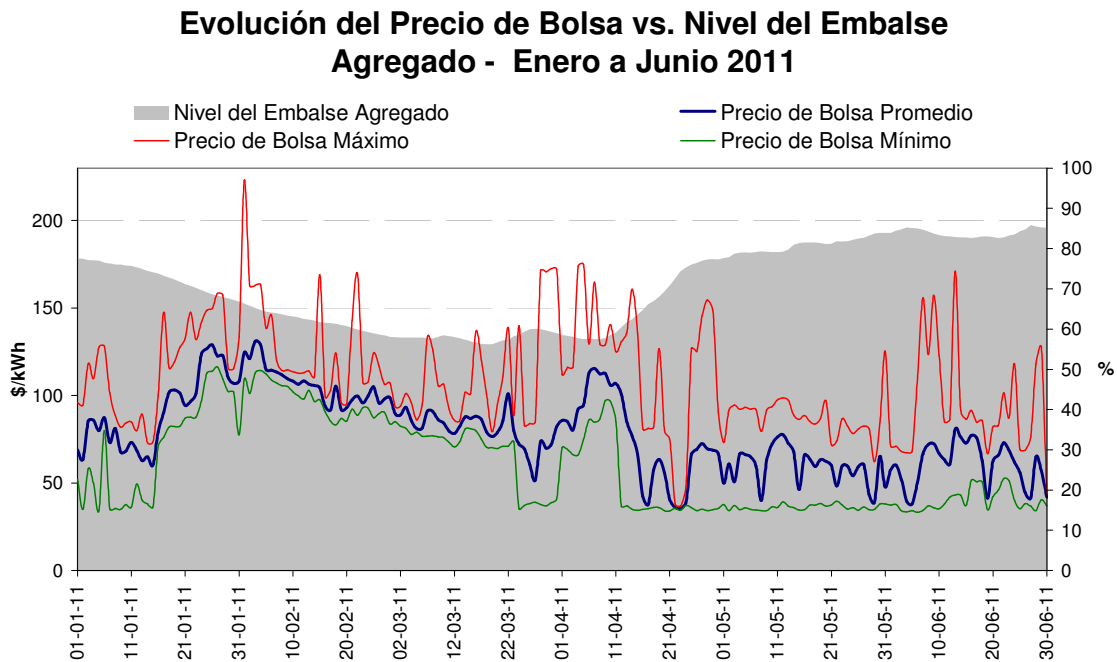


Gráfico No 6

El gráfico No 6 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.

Los aportes hídricos extraordinariamente altos y un gran número de embalses a capacidad plena sostuvieron los precios de bolsa muy cerca del mínimo establecido por regulación, sosteniendo el patrón observado desde abril. Se observan algunos repuntes en horas de alta demanda cuando se acude a recursos térmicos, pero en general, el comportamiento de estos meses evidencia que en épocas de hidrologías muy elevadas y persistentes, los agentes no tienen poder de mercado y los precios recogen la señal de abundancia en el recurso hídrico. Durante el mes de junio el precio máximo fue \$171/kWh y el precio mínimo \$33.29/kWh.

Precios tan bajos favorecen a los compradores no cubiertos por contratos, pero no son sostenibles en el mediano plazo para agentes generadores con alta exposición a bolsa.

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 7 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.

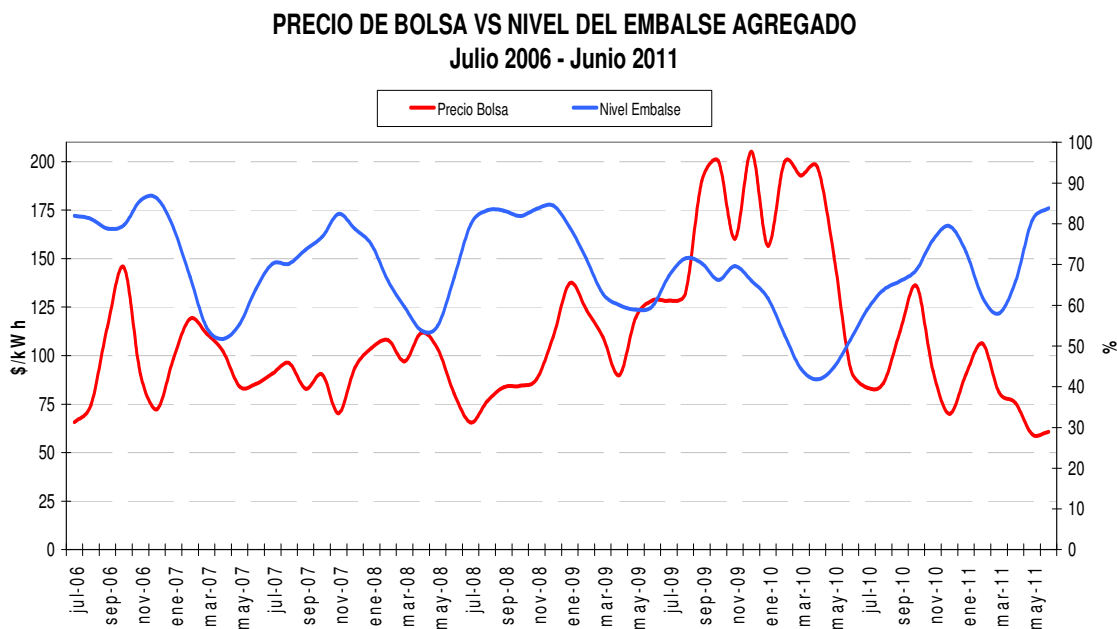


Gráfico No 7

Las reservas hídricas almacenadas en los embalses del SIN a junio 30 de 2011 se incrementaron en un 1.5% (194.3 GWh) respecto a las del mes anterior y respecto a junio de 2010 en un 60.3%, como consecuencia de los altos aportes del fenómeno climático de la Niña.

Se observa que los precios de bolsa mantienen la relación inversa con el nivel del embalse que caracteriza el MEM, no obstante la caída en los precios es mucho más marcada de lo que predice el nivel del embalse; de hecho, como se observa en la gráfica, en años anteriores se habían alcanzado niveles similares de embalse pero los precios no habían caído a los valores de junio de este año. En parte, lo anterior se podría atribuir a que, en este período se tienen expectativas de mayores niveles de lluvia en los próximos meses, cuando entre la temporada invernal, constatando su importancia en el comportamiento de los precios de bolsa.

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 8 presenta los precios de bolsa diarios, los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. Junio confirma que los precios de bolsa durante 2011 están marcando un patrón históricamente bajo, consistente con la severidad del invierno que ha azotado al país.

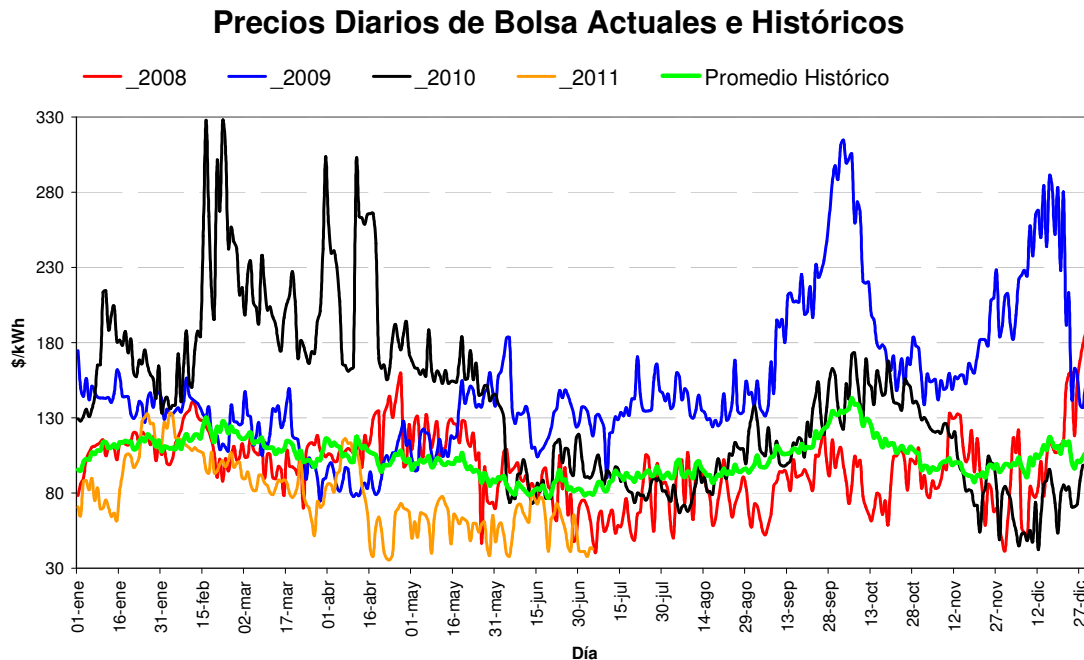


Gráfico No 8

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 9 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.

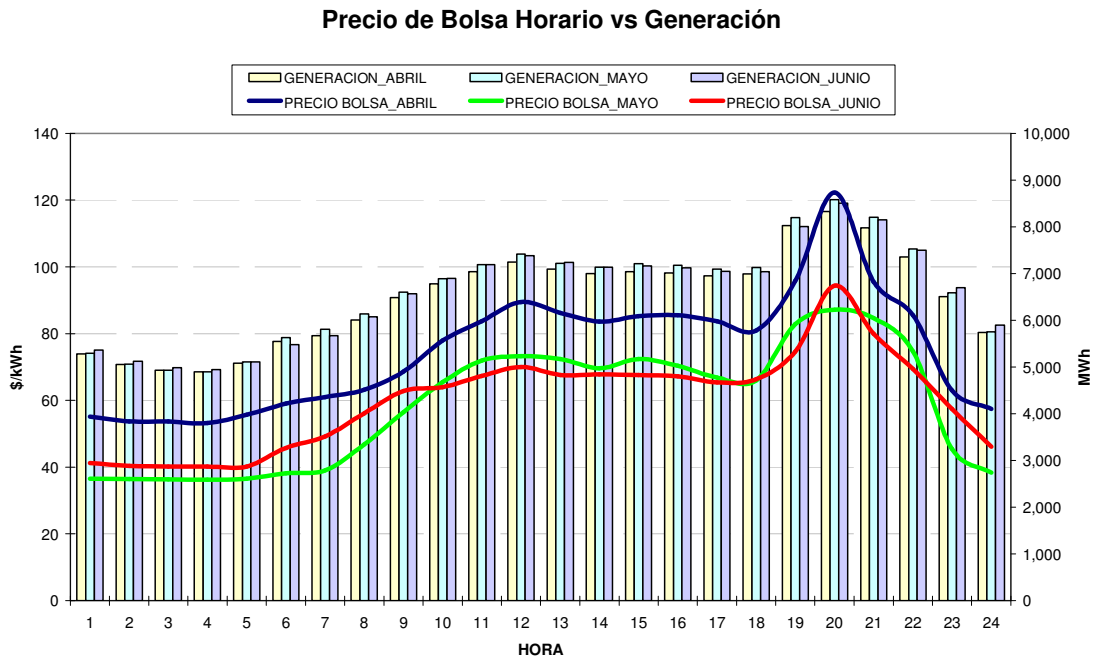


Gráfico No 9

El comportamiento horario del precio sugiere niveles algo más elevados que los de mayo en horas de alta y baja demanda y precios ligeramente menores para los períodos de demanda media.

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

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

La distribución de precios confirma la afirmación anterior; de cualquier forma la moda de la distribución, como en los meses anteriores, se localiza en el rango de precios bajos. La probabilidad en junio de observar precios por encima de \$100/kWh es casi nula.

Distribución del Precio de Bolsa

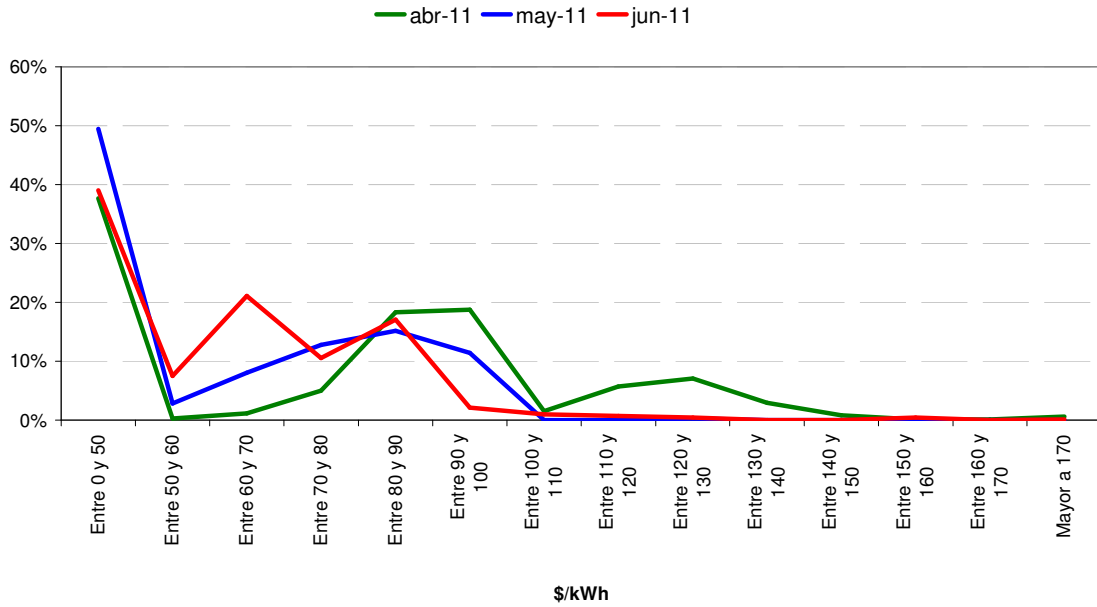


Gráfico No 10

3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

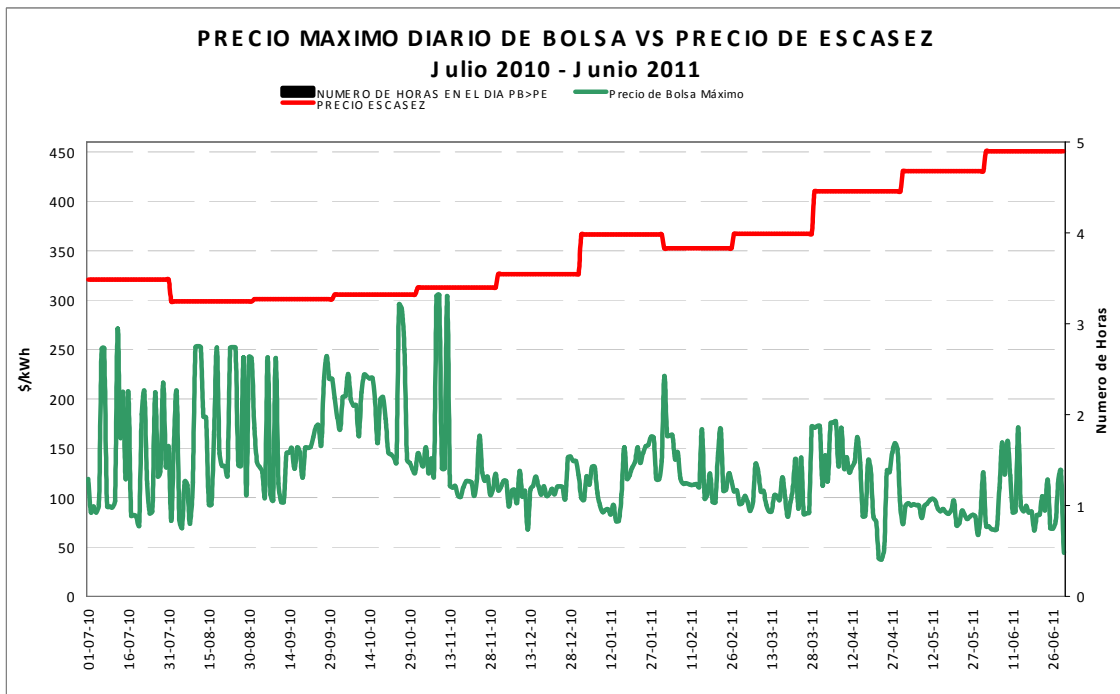


Gráfico No 11

El gráfico No 11 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. Obviamente, dadas las condiciones hidrológicas del SIN, el mercado se ha mantenido muy lejos del precio de escasez. El precio de escasez se ha venido incrementando, jalonado por el alza en los precios del petróleo y el precio del gas.

3.2.7 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 y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU. Debido a que el 80% de la generación provino de plantas hidráulicas, el aumento en el precio de gas no se transfirió a los precios de bolsa.

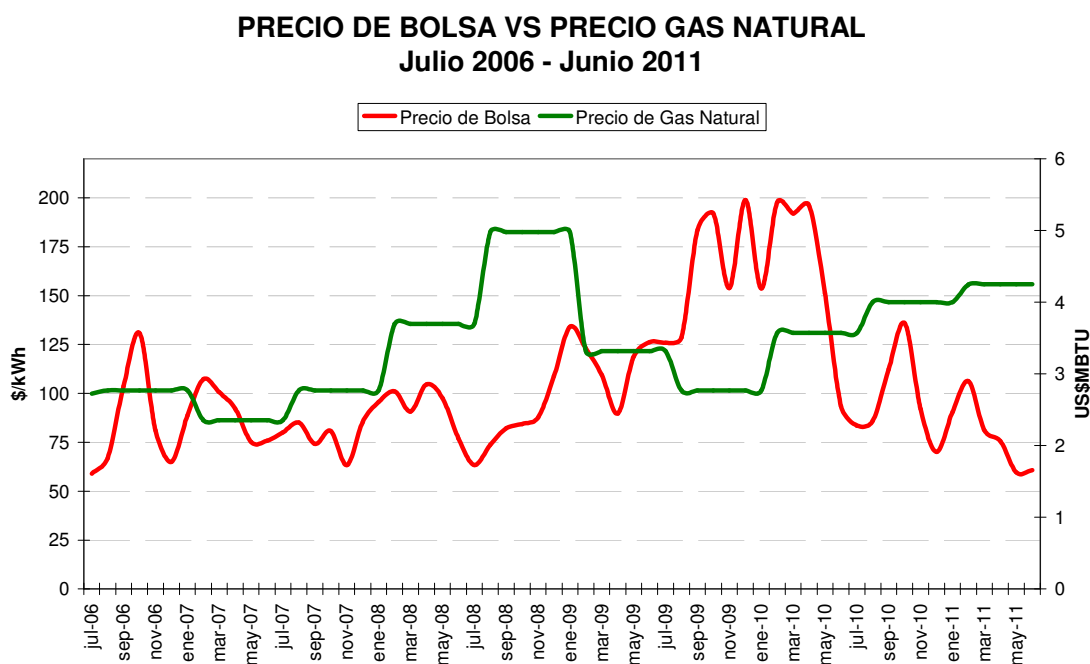


Gráfico No 12

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 13 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.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Julio 2010 a Junio de 2011**

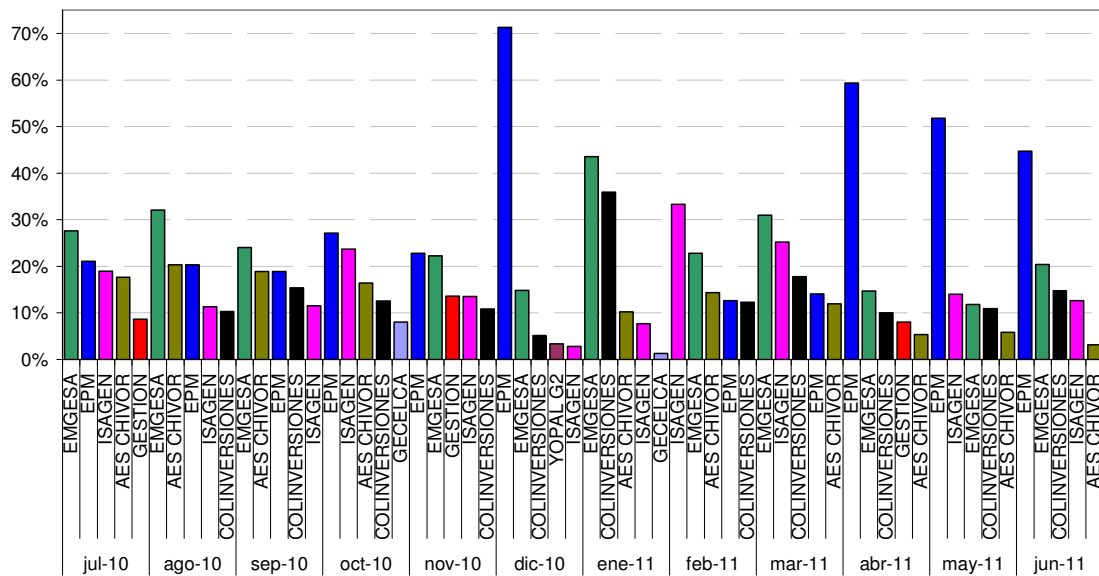


Gráfico No 13

En junio EPM reportó el mayor porcentaje de coincidencias con el precio de bolsa con un índice de 45% que se puede calificar como elevado, este hecho es consistente con el nivel de los embalses ya que la empresa cuenta con tal cantidad de recursos que la alternativa a no generar es verter el agua; en otras palabras el costo de oportunidad con que estructuran sus ofertas es cero.

De otra parte, solo cuatro agentes: EPM, Emgesa, Colinversiones e Isagen en forma conjunta marcaron el precio de bolsa el 93% del tiempo.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 14 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de dos rangos de precios de oferta.

Se observa que para el rango de precios de mayor frecuencia, las tres principales plantas marcadoras de precio se localizan en Antioquia.

Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio
Enero - Junio 2011

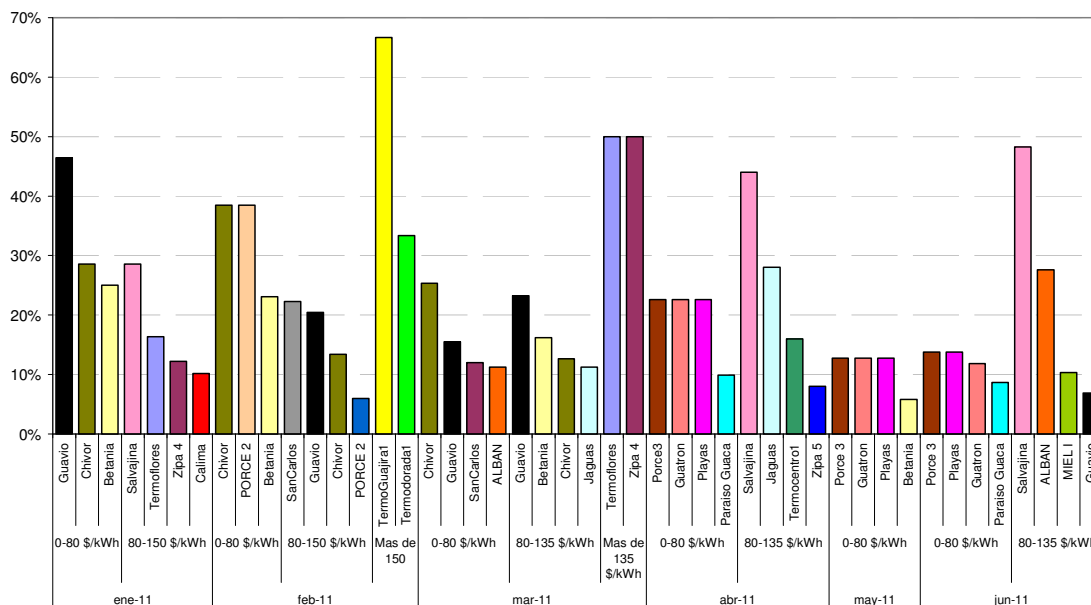


Gráfico No 14

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.

En general las plantas que reportaron volúmenes elevados de agua vertida, sostuvieron estrategias de oferta consistentes: precios cercanos al mínimo, constantes durante todo el período. Este no fue el caso de Guavio que con embalse al 100% ofertó precios variables con niveles relativamente elevados en algunos días del mes, Betania con embalse entre 85% y 90% en la última semana ofertó precios para no salir despachada y Calima que terminó junio con embalse al 96% y desde mayo viene ofertando precios de \$400/kWh.

A pesar de la reforma regulatoria que reconoce los costos de arranque y parada independientemente de los marginales, varias de las térmicas continúan con su estrategia de ofertar por encima de los costos variables de generación, en este grupo merece mención especial Candelaria con ofertas por encima de \$1.000/kWh. Este comportamiento es inofensivo en la coyuntura actual de abundancia de agua, pero

afecta el desempeño del mercado en condiciones normales; por otra parte, plantas con precios en niveles más competitivos como TEBSA y Flores, ofertaron en un rango entre \$150/kWh y \$160/kWh.

Durante el mes de junio se reportó disponibilidad comercial del 100% en la mayoría de las plantas, Guavio, Miel y TermoSierra tuvieron reducciones parciales de dos semanas al 80%, 70% y 50% respectivamente, TermoCentro y Flores 1 reducciones al 50% durante una semana y Urrá presentó disponibilidad comercial en junio entre 50% y 75%.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 15 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. La gráfica permite validar la tendencia creciente de los precios promedio ofertados por el parque térmico.

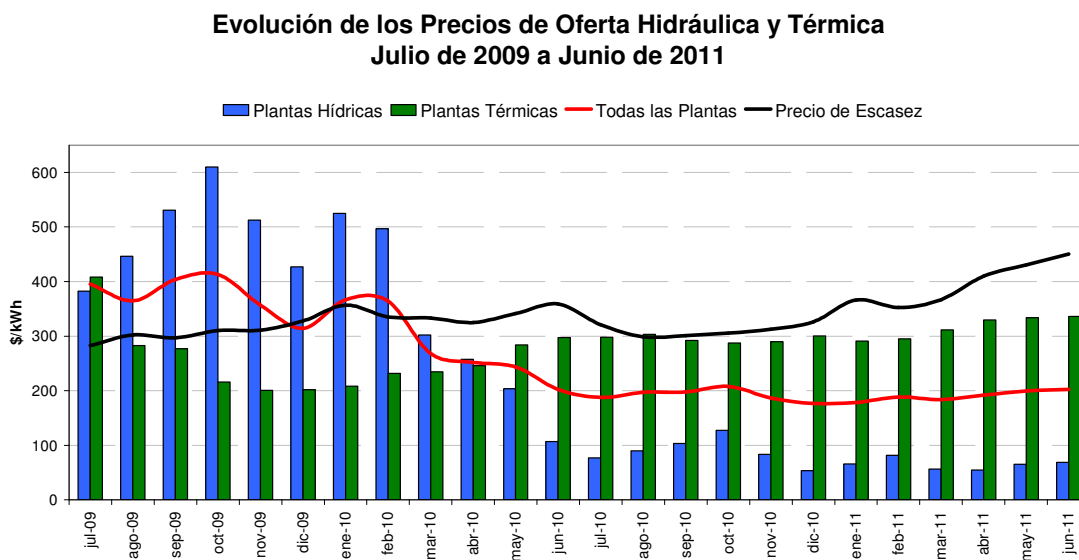


Gráfico No 15

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 16 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.

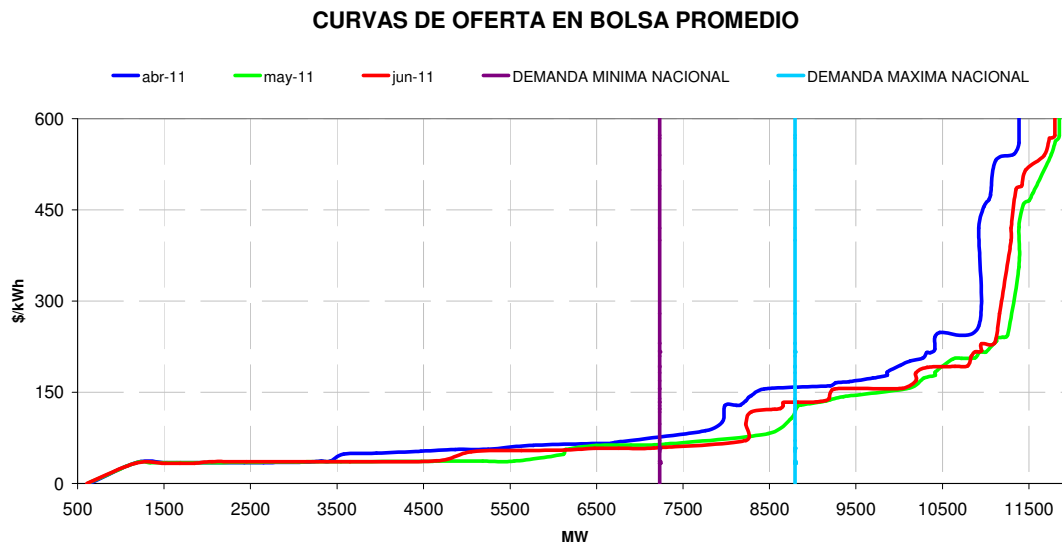


Gráfico No 16

La función de oferta en junio tiene una forma muy similar a la de mayo, con un sector completamente inelástico en el rango de consumo entre 8 y 8.5 GWh. En principio en este segmento hay alguna oportunidad de explotar poder de mercado.

3.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 17-a, 17-b y 17-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 respectivamente, en los últimos diez y ocho meses.

No obstante el rango inelástico de la función de oferta, el índice de Lerner descarta cualquier posibilidad de poder de mercado ya que los niveles son muy bajos para crear preocupación por eventuales problemas de eficiencia asignativa en el desempeño del MEM. Este diagnóstico es consistente con los precios observados y la abundancia de recursos hidráulicos.

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta
Enero 2010-Junio 2011**

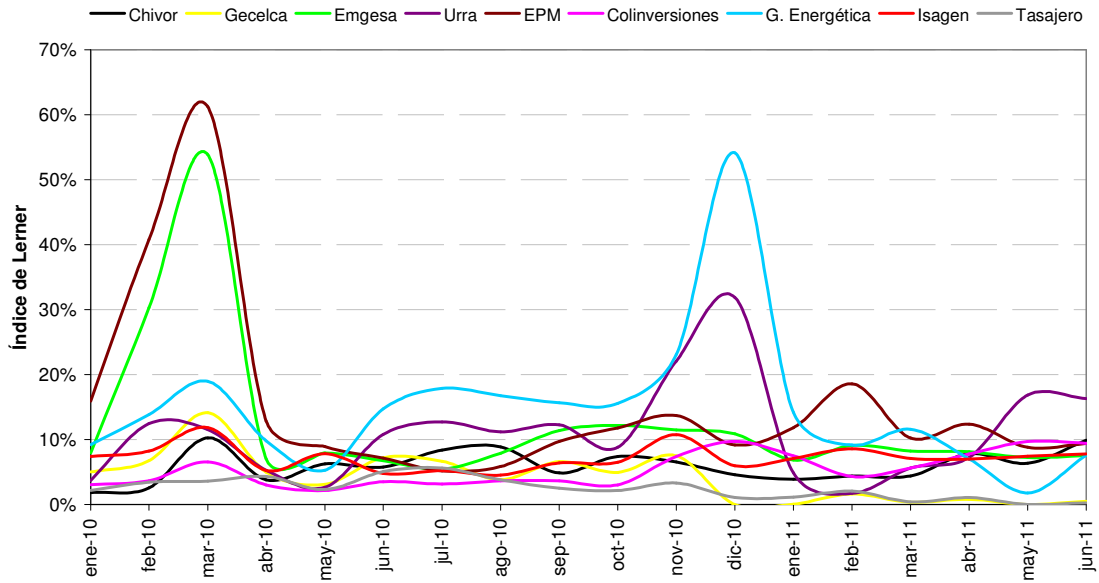


Gráfico No 17-a

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media
Enero 2010-Junio 2011**

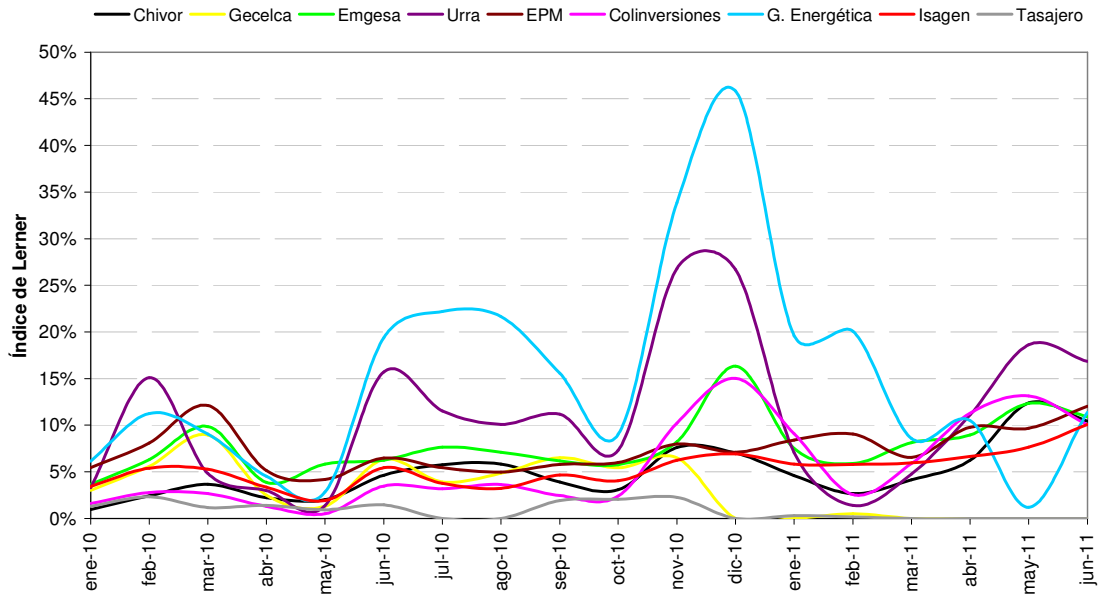


Gráfico No 17-b

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja
Enero 2010-Junio 2011**

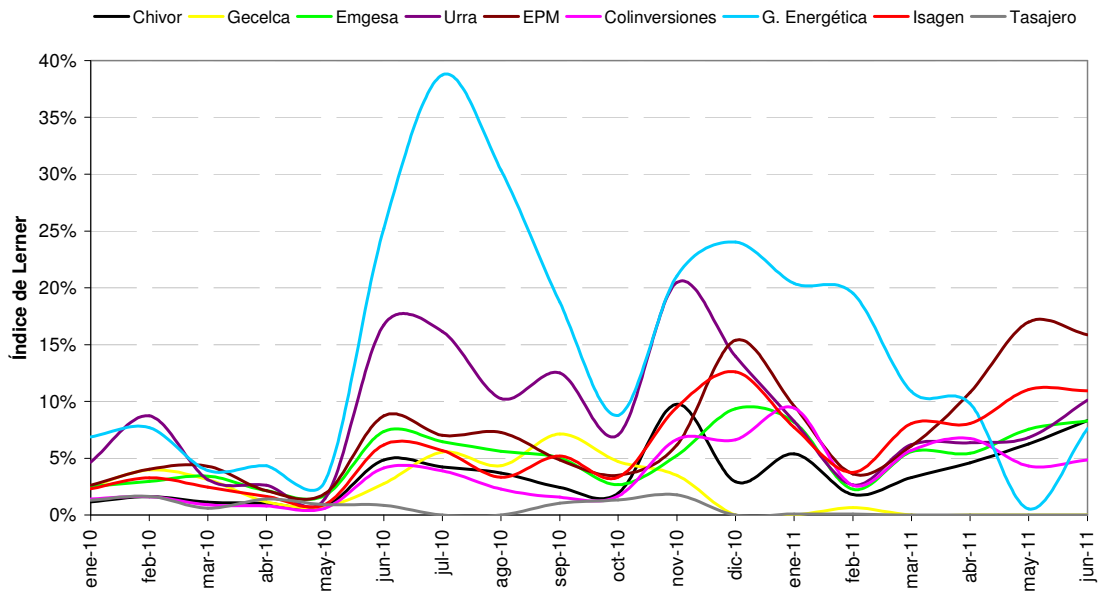


Gráfico No 17-c

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

**Precios de Reconciliaciones vs Precios de Bolsa
Julio 2007 - Junio 2011**

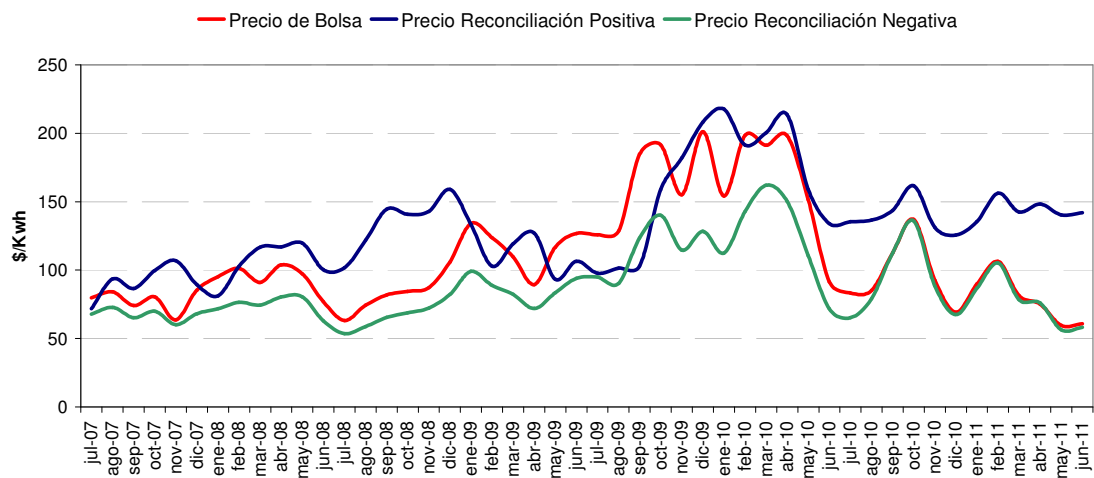


Gráfico No 18

El gráfico No 18 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas y negativas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

Aunque desde febrero el precio de bolsa se ha venido reduciendo, el precio de las reconciliaciones positivas se ha mantenido entre \$150/kWh y \$140/kWh, indicando que éstas provienen primordialmente de recursos térmicos.

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 19 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.

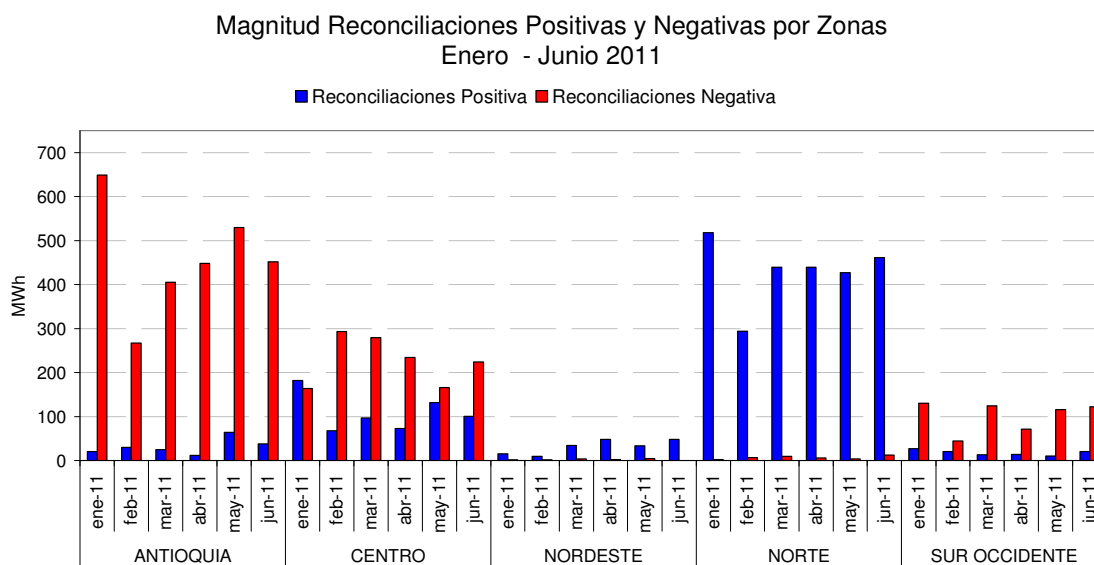


Gráfico No 19

En junio la magnitud de las reconciliaciones positivas presentó un aumento pequeño en la zona Norte, el cual fue compensado con una disminución en la zona Centro. Respecto a las reconciliaciones negativas, éstas se incrementaron en el Centro y disminuyeron en Antioquia.

3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 20-a y 20-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
Enero - Junio 2011**

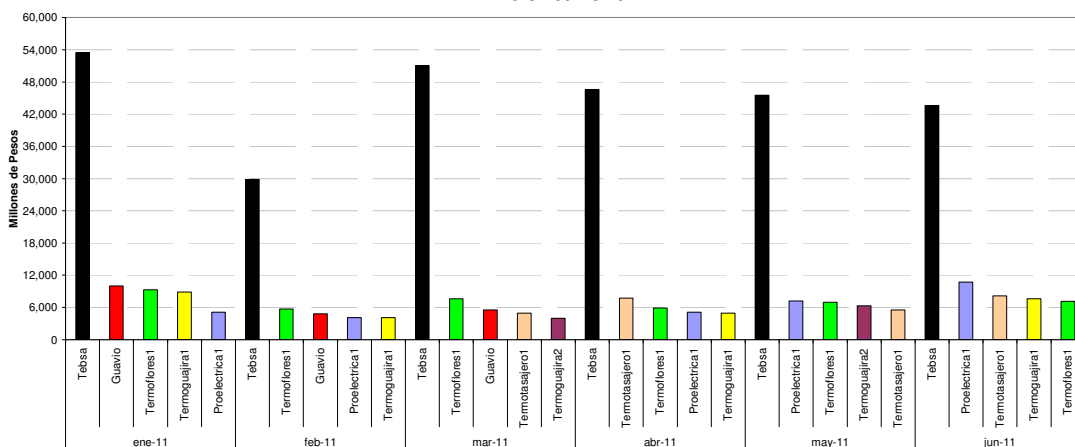


Gráfico No 20-a

**Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas
Enero - Junio 2011**

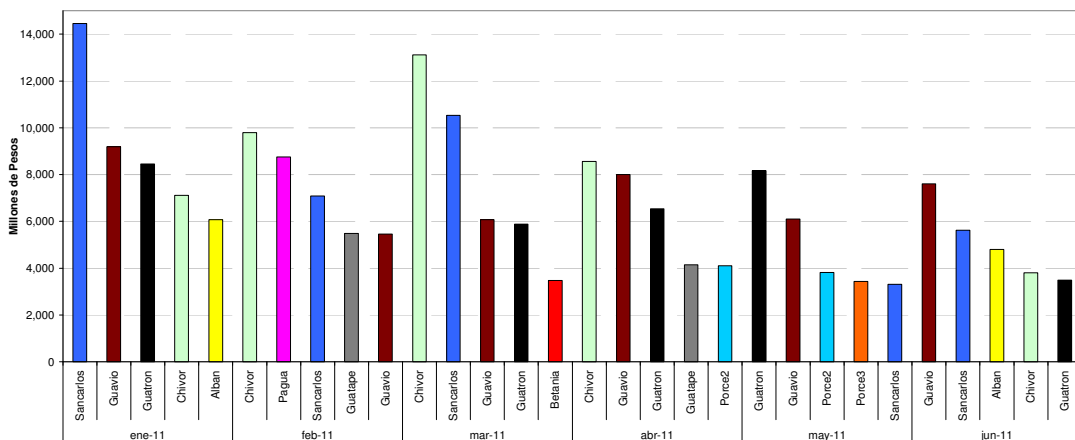


Gráfico No 20-b

Como ha sido tradicional, el costo de las reconciliaciones positivas proviene en gran parte de la central Tebsa, mientras que el costo de las reconciliaciones negativas de junio lo aportaron principalmente en su orden las plantas de Guavio, San Carlos, Alto y bajo Anchicayá, Chivor y Guadalupe-Troneras.

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Generación Diaria Fuera de Mérito

El gráfico No 21 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día), generada fuera de mérito en los últimos doce meses.

MAGNITUD DE GENERACION FUERA DE MERITO Julio 2010-Junio 2011

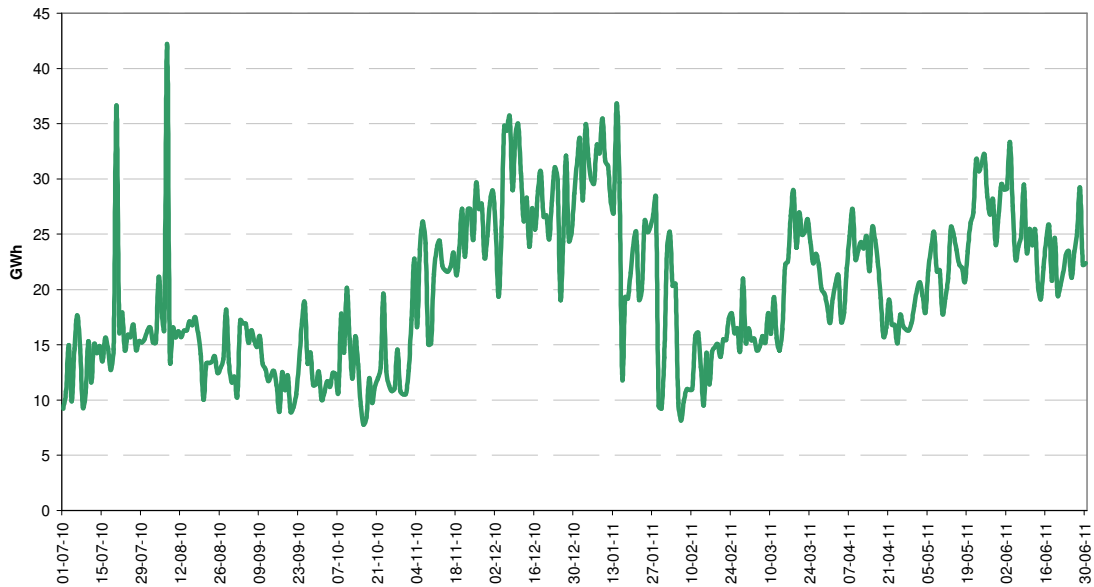


Gráfico No 21

Entre abril y mayo la magnitud de las generaciones diarias fuera de mérito registró un comportamiento ascendente entre 15 y 30 GWh, en junio por el contrario éstas se redujeron hasta 22 GWh, reflejando también una disminución de las restricciones de la red eléctrica.

3.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 22 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

En junio el mayor precio promedio para la generación fuera de mérito se presentó en Calima con \$380/kWh, seguido por Tebsa y Candelaria con \$300/kWh.

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Enero- Junio 2011**

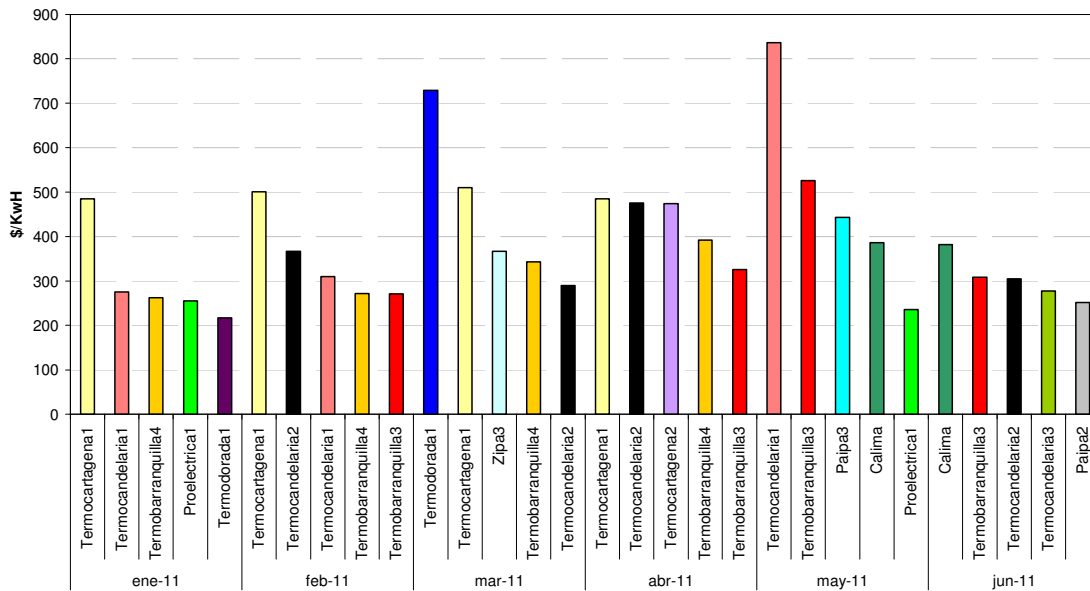


Gráfico No 22

3.5.3 Costo Total Mensual de Restricciones

**Costo Total de restricciones Para el Sistema
Julio 2008 - Junio 2011**

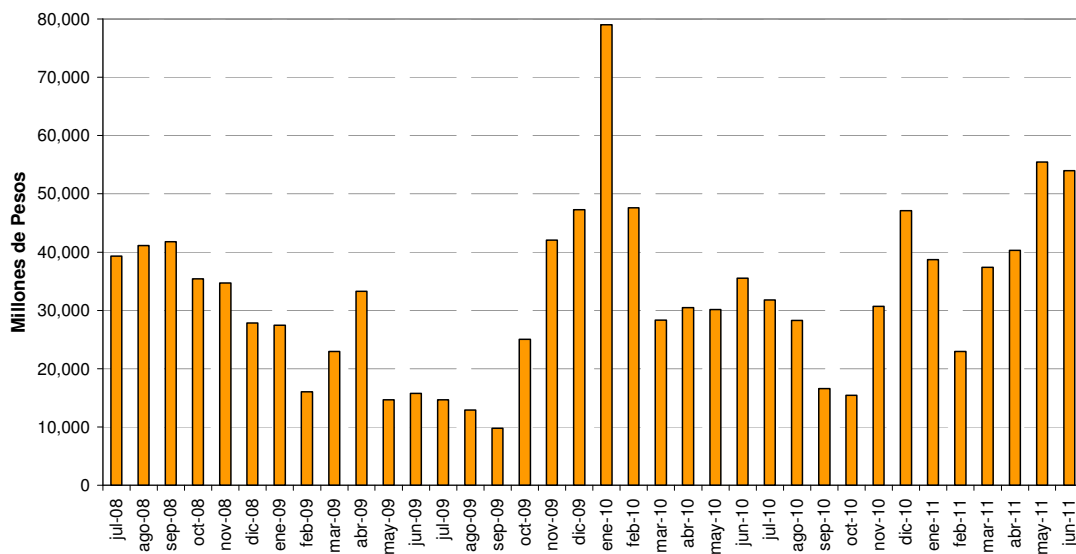


Gráfico No 23

El gráfico No 23 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 24 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, en los últimos dos años.

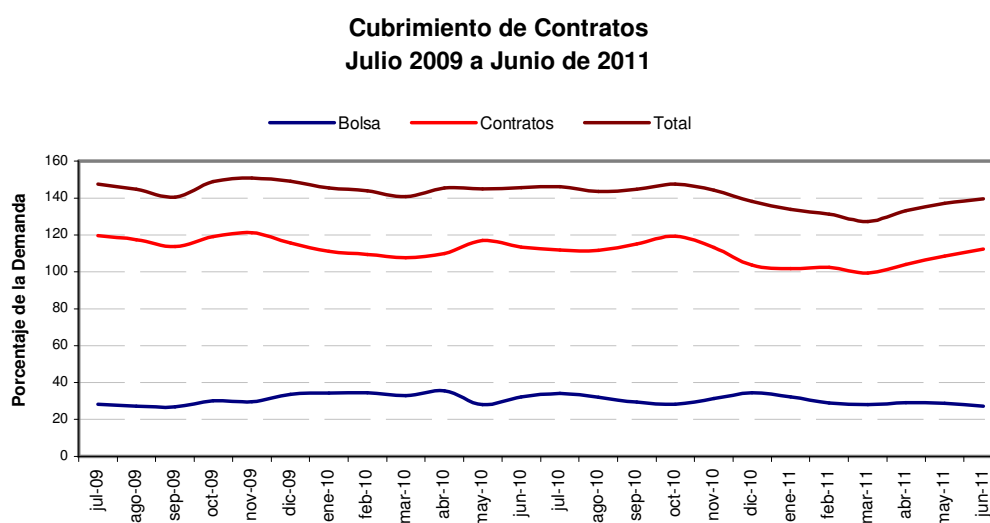


Gráfico No 24

Desde marzo el nivel de contratación ha venido recuperándose, mientras las transacciones en bolsa se han reducido ligeramente.

3.6.2 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 25 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.

En junio a pesar de los precios bajos de bolsa, el precio promedio de los contratos firmados sobrepasó el precio promedio de los contratos despachados, ubicándose en \$130/kWh.

Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa Septiembre 2008 a Junio de 2011

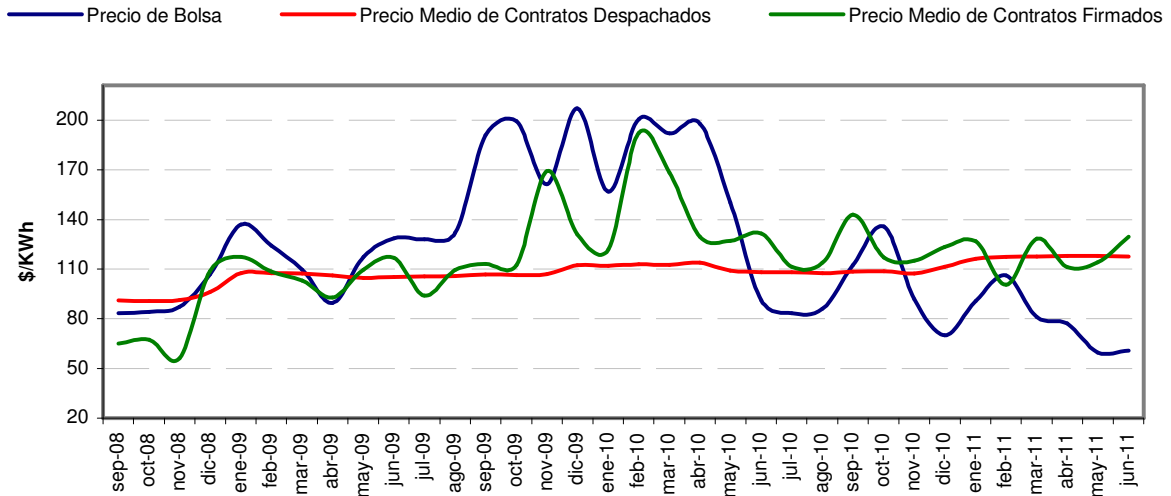


Gráfico No 25

3.6.3 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 26 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de junio, en intervalos de \$5/kWh.

Distribución del Precio de Contratos Junio de 2011

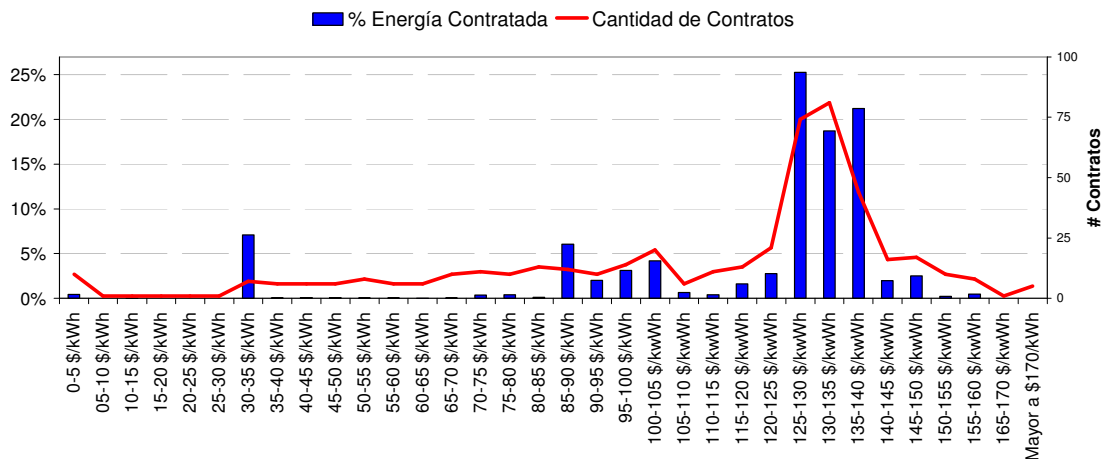


Gráfico No 26

Se observa como en junio el 65% de la energía contratada se transó en el rango entre \$125/kWh y \$140/kWh.

3.6.4 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 27 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada, para la demanda no regulada (descontados los contratos entre generadores) y para los contratos de respaldo entre generadores, vs el precio de Bolsa, en los últimos cuatro años.

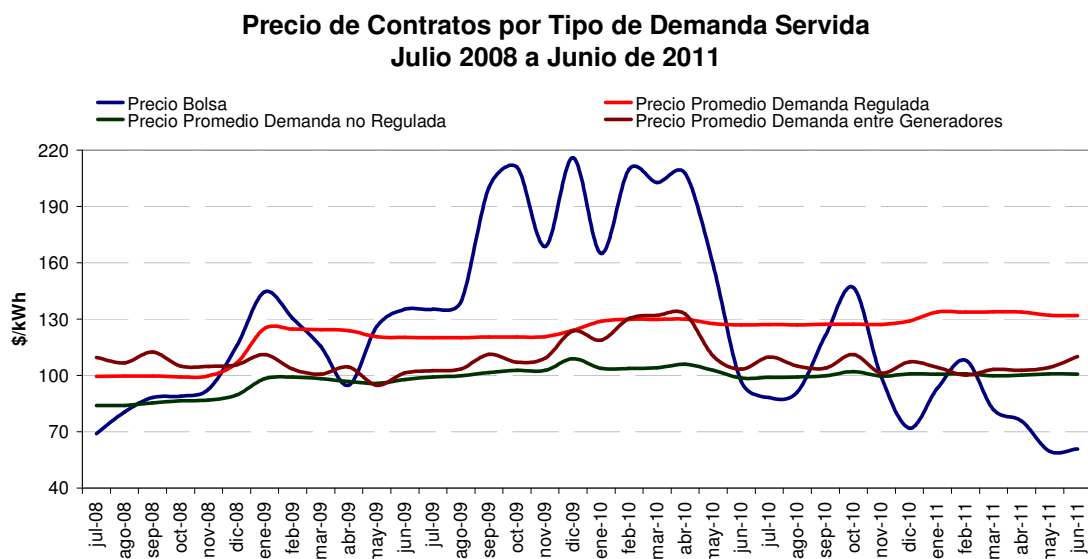


Gráfico No 27

En junio los precios de las transacciones de contratos para la demanda regulada y la no regulada, permanecieron en los mismos niveles de los meses anteriores, manteniéndose también la diferencia de \$30/kWh entre ellos.

3.6.5 Porcentaje de Demanda Futura Contratada

El gráfico No 28 presenta el porcentaje de demanda futura contratada, clasificado por tipo de demanda; regulada y no regulada, para los próximos cuatro años.

Contrario a lo que ocurre con la contratación de la demanda no regulada que se mantiene en buen nivel para los próximos años, la demanda regulada está contratada al 80% en el 2012 y solo al 20% en el año 2013.

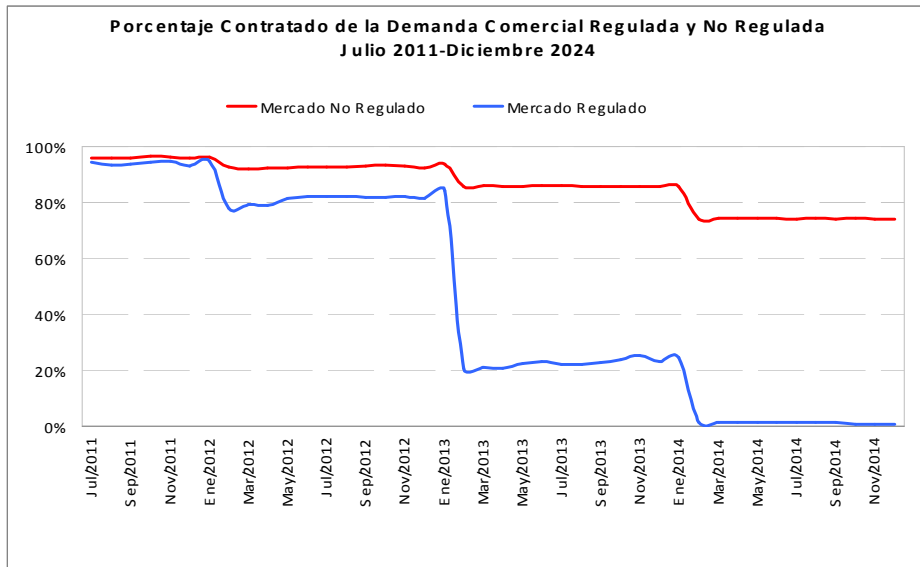


Gráfico No 28

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 29 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.

PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA Julio de 2009 a Junio de 2011

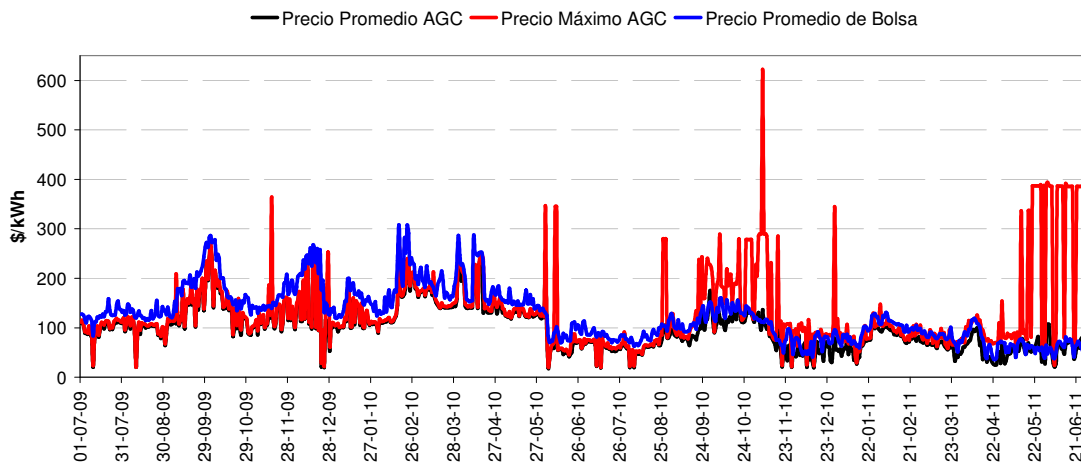


Gráfico No 29

Se observa como desde mediados de mayo, el precio máximo del AGC se ha ubicado próximo a \$400/kWh.

3.7.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 30 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

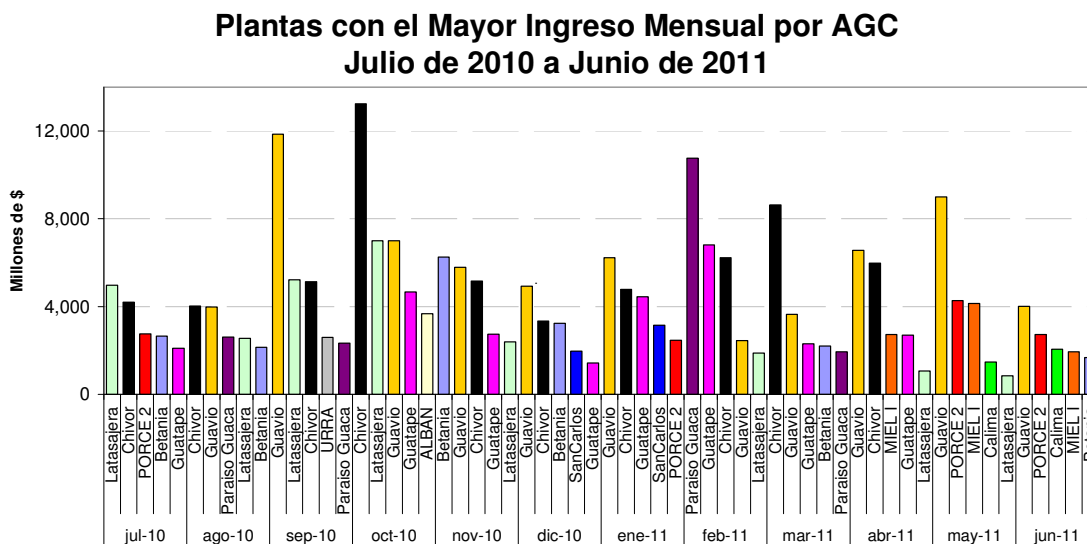


Gráfico No 30

En junio Guavio fue la planta con el mayor ingreso por servicio de AGC, seguida por Porce, Calima, Miel y Betania.

3.7.3 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 31 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.

En junio Calima suministró menos del 2% del servicio de AGC del SIN y recibió el 11% de la remuneración total del servicio, en Guavio esta relación fue de 16% y 21% y en Betania fue de 5% y 9%. Los desbalances entre menor porcentaje del servicio provisto respecto al porcentaje de la remuneración total recibida, fueron compensados en forma

contraria principalmente por las plantas de Guatapé (15% y 8%), Tasajera (12% y 6%) y San Carlos (8% y 4%).

Distribución del Servicio de AGC Junio de 2011

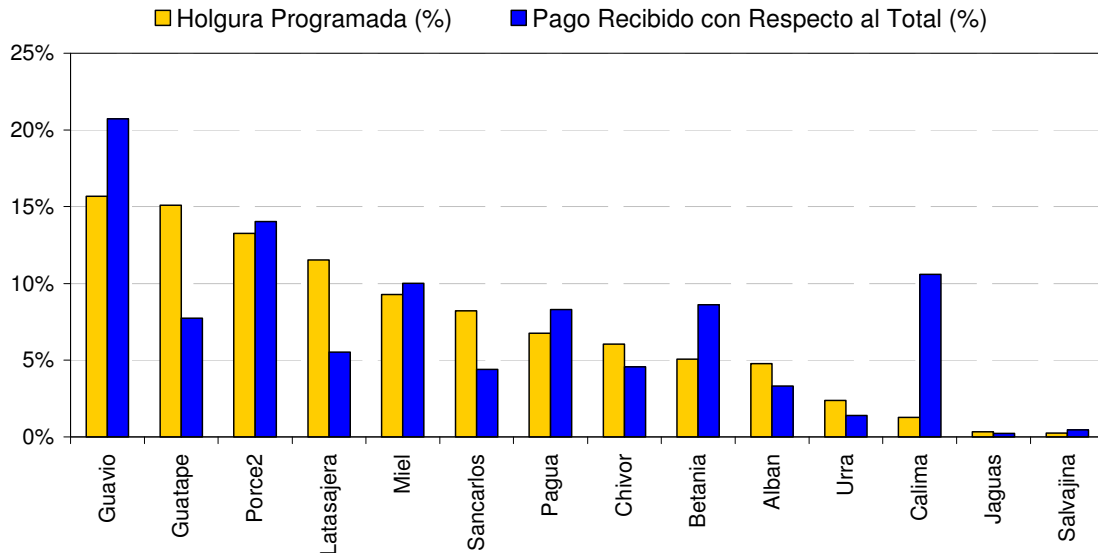


Gráfico No 31

3.8 Indicadores Operativos

La coordinación de la consignación de los equipos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, la realiza el CND con base en las siguientes definiciones que contempla la regulación de la operación:

- **Plan de Mantenimiento Programado:** Normalmente se refiere a la consignación de equipos para mantenimiento o desconexión, dentro de un plan programado con suficiente anticipación, el cual normalmente es de un semestre para la transmisión y un año para la generación.
- **Mantenimiento fuera del PSM:** Consignación de equipos fuera del Plan Semestral de Mantenimientos.
- **Emergencia:** Se autoriza la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo o instalación, cuando el estado del mismo ponga en peligro la seguridad de personas, equipos o instalaciones, previa declaración del agente.

3.8.1 Mantenimientos de Generación

La tabla No 3 y el gráfico No 32 presentan las estadísticas de los últimos doce meses sobre las consignaciones totales efectuadas para los equipos de generación del SIN.

Tabla No 3

Periodo	Emergencia	Fuera PAM	Plan	Total
jul-10	16	27	73	116
ago-10	17	16	34	67
sep-10	33	15	46	94
oct-10	17	16	77	110
nov-10	24	30	54	108
dic-10	15	21	33	69
ene-11	11	5	46	62
feb-11	11	24	27	62
mar-11	7	8	35	50
abr-11	7	14	36	57
may-11	15	34	30	79
jun-11	13	5	32	50

**CONSIGNACIONES TOTALES DE GENERACION
Julio 2010-Junio 2011**

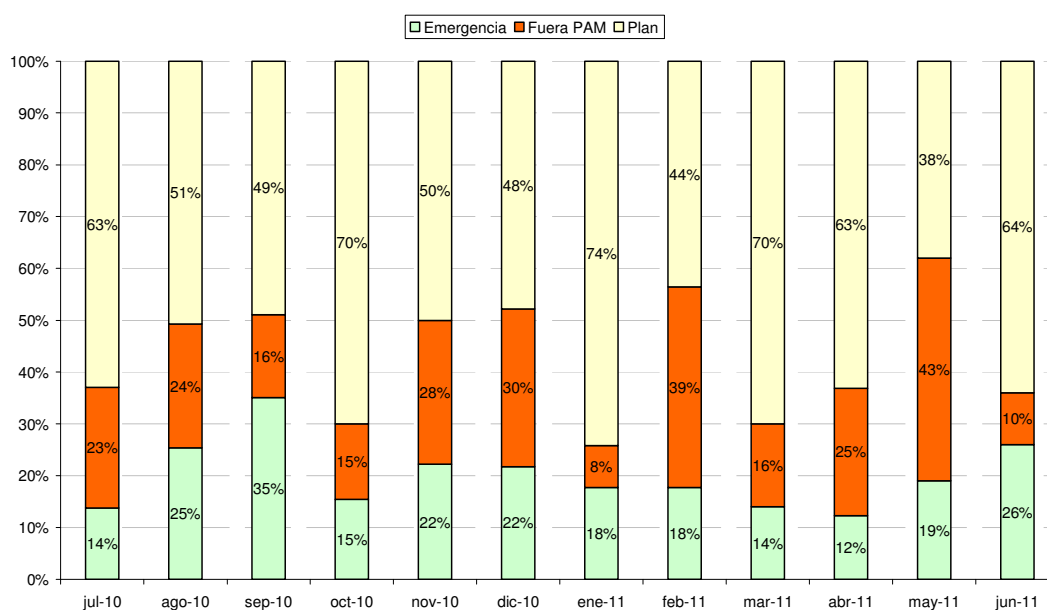


Gráfico No 32

De un total de 924 consignaciones de generación realizadas en los últimos doce meses, el 20% corresponde a consignaciones de emergencia, el 23% a consignaciones

fuera del plan de mantenimiento y el 57% a consignaciones del plan de mantenimiento programado.

3.8.2 Mantenimientos de Generación por Agente

El gráfico No 33 muestra el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

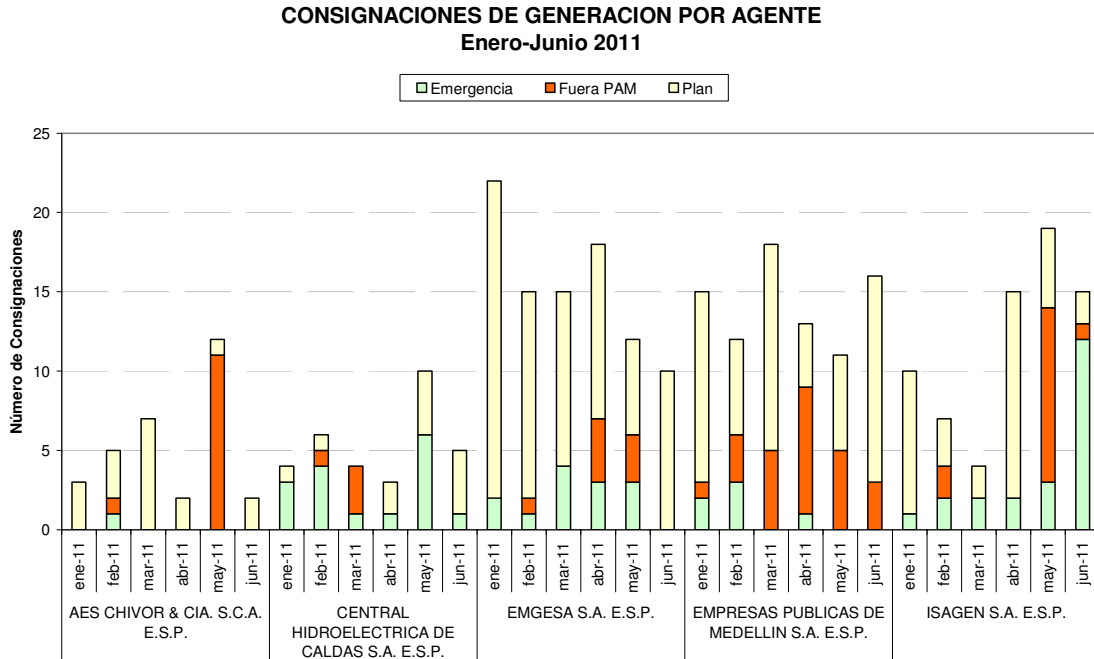


Gráfico No 33

3.8.3 Mantenimientos de la Red de Transmisión

Tabla No 4

Periodo	Emergencia	Fuera PAM	Plan	Total
jul-10	62	187	174	423
ago-10	114	239	181	534
sep-10	123	297	225	645
oct-10	125	193	451	769
nov-10	109	290	372	771
dic-10	87	108	50	245
ene-11	88	224	159	471
feb-11	87	262	264	613
mar-11	85	301	153	539
abr-11	110	257	219	586
may-11	87	277	314	678
jun-11	106	195	178	479

La tabla No 4 y el gráfico No 34 presentan las estadísticas de los últimos doce meses sobre las consignaciones totales efectuadas para los equipos de transporte y conexión en los sistemas de transmisión nacional - STN y regional – STR.

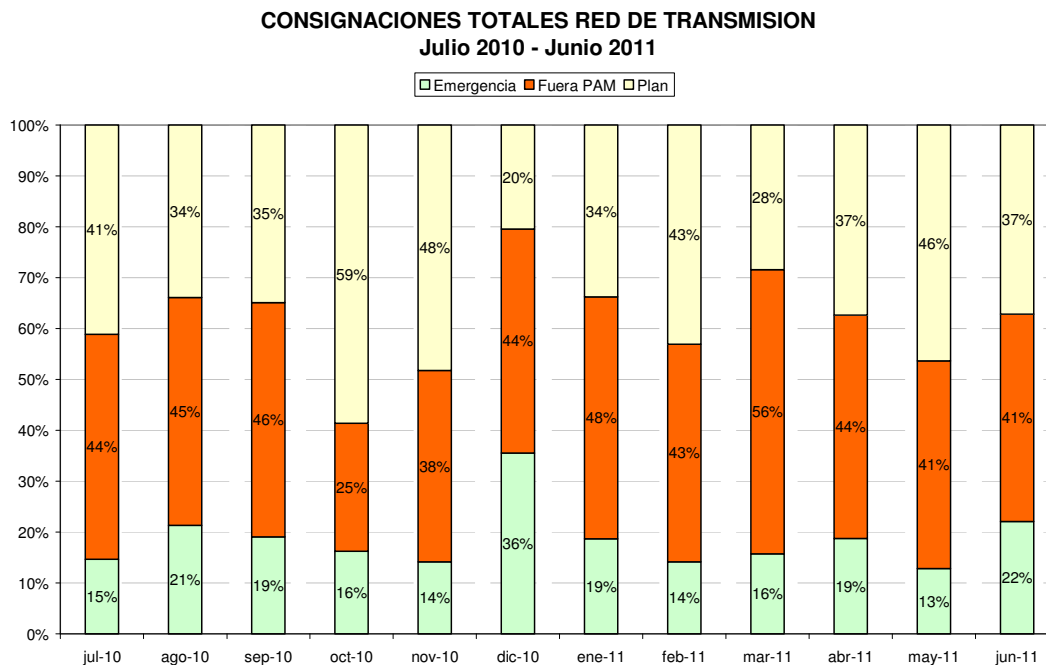


Gráfico No 34

De un total de 6.753 consignaciones de equipos de transmisión realizadas en los últimos doce meses, el 17% corresponde a consignaciones de emergencia, el 42% a consignaciones fuera del plan de mantenimiento y el 41% a consignaciones del plan de mantenimiento programado.

3.8.4 Consignaciones de Transmisión por Agente

El gráfico No 35 muestra el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

Se observa como el número las consignaciones de Electricaribe sobrepasa en muchos casos el de ISA que posee una red de mayor extensión, aunque también el área de operación de Electricaribe se caracteriza por tener condiciones especiales de salinidad y corrosión; por otra parte, la gran mayoría de los mantenimientos de Electricaribe se realizan fuera del plan de mantenimiento.

**CONSIGNACIONES TRANSMISION POR AGENTE
Enero - Junio 2011**

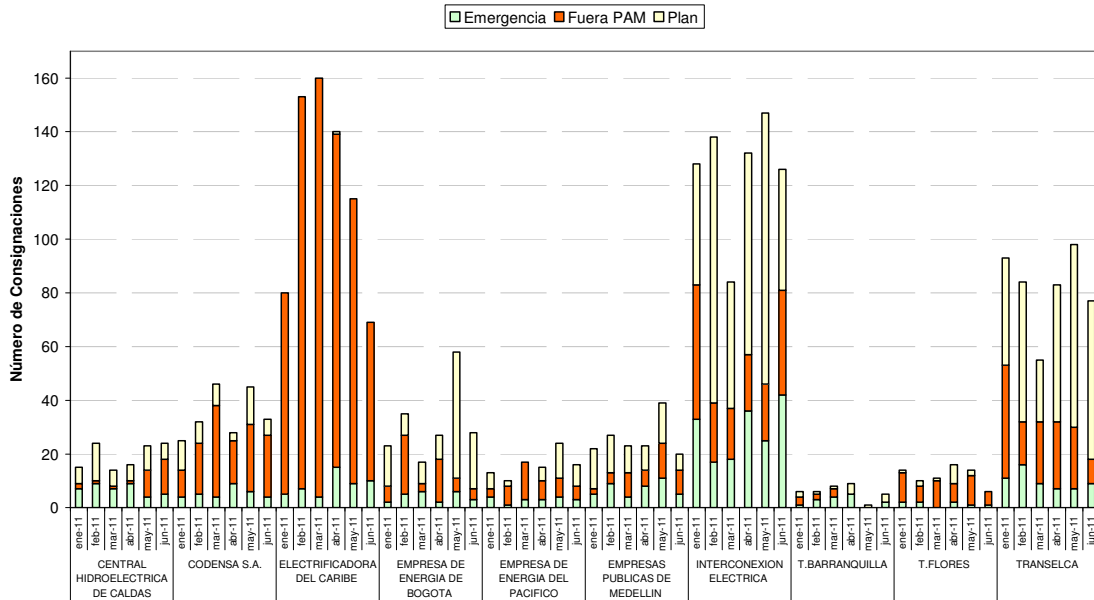


Gráfico No 35

3.8.5 Consignaciones de Emergencia en Generación y Transmisión

**EVOLUCION SEMANAL DE CONSIGNACIONES DE EMERGENCIA EN GENERACION Y TRANSMISION
Enero-Junio 2011**

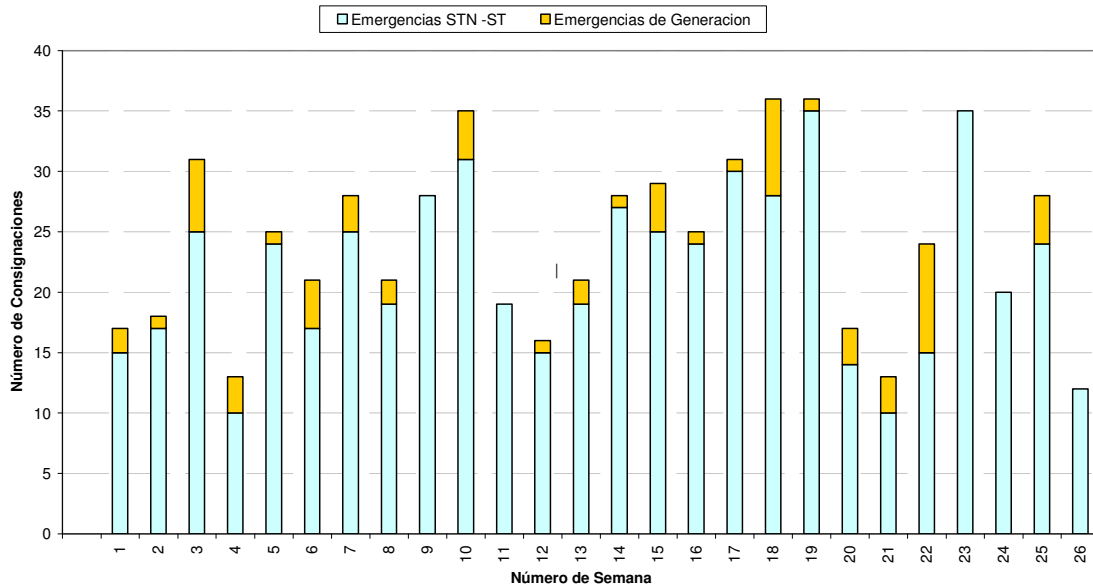


Gráfico No 36

El gráfico No 36 presenta la evolución semanal de las consignaciones de emergencia para generación y transmisión, para el primer semestre del año 2011. Se puede observar como el porcentaje de mantenimientos de emergencia en transmisión supera ampliamente el de generación.