

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 40 – 2009

RESTRICCIONES DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN EL MEM

Preparado por:

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

Bogotá, julio 29 de 2009

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	RESTRICCIONES DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN EL MEM	2
2.1	INSTITUCIONALES	2
2.2	PRODUCCIÓN	2
2.3	VENEZUELA	3
2.4	TRANSPORTE	4
2.5	REFLEXIONES	5
2.6	RECOMENDACIONES	6
3	ANÁLISIS DE INDICADORES DEL MERCADO SECUNDARIO DE GAS	8
3.1	RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN	8
3.2	PRECIOS DEL GAS EN EL MERCADO SECUNDARIO Y POR AGENTES	9
3.3	VOLÚMENES DE GAS TRANSADOS EN EL MERCADO SECUNDARIO	11
3.4	CONSUMOS Y VENTAS DE GAS EN LAS PLANTAS TÉRMICAS	12
3.5	DESTINO DEL GAS DEL MERCADO SECUNDARIO	17
3.6	CONTRATOS EXISTENTES DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS AGENTES TÉRMICOS	18
3.7	SUBASTAS DE GAS	19
4	RESPUESTAS DE COMENTARIOS A LOS INFORMES NO 36 Y 37	21
4.1	EMGESA – INFORME 36	21
4.2	AES CHIVOR - INFORME NO 37	21
4.3	EMGESA – INFORME 37	22
5	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	24
5.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	24
5.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	24
5.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	24
5.1.3	<i>Nivel de los Embalses</i>	25
5.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	25
5.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	25
5.2.2	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	26
5.2.3	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	27
5.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	28
5.3.1	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	28
5.3.2	<i>Índice de Lerner</i>	29
5.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	29
5.4.1	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	29
5.5	MERCADO DE CONTRATOS	31
5.5.1	<i>Magnitud de Cubrimiento de Contratos</i>	31
5.5.2	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa</i>	31
5.5.3	<i>Contratos Vigentes por Agente</i>	32
5.5.4	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	33
5.5.5	<i>Duración de Contratos Vigentes</i>	33
5.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	34
5.6.1	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	34
5.6.2	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	35

Resumen Ejecutivo

Este documento presenta en primer lugar, el análisis de las restricciones en el abastecimiento de gas natural y su impacto en el MEM, las cuales fundamentalmente son relativas a temas institucionales, de producción, transporte y de política de importación energética.

El sector eléctrico colombiano invierte grandes cantidades de dinero para asegurar la confiabilidad del mismo, sin embargo, esta confiabilidad está comprometida por los problemas que surgen del abastecimiento y transporte de gas y/o combustibles líquidos para las plantas térmicas.

El abastecimiento de gas natural en Colombia, está sujeto a riesgos importantes como son: alta demanda de gas ante un escenario exigente de despacho de plantas térmicas, un retraso en el aumento de la producción de Cusiana y la incertidumbre existente en el posible suministro de gas desde Venezuela.

Teniendo en cuenta que a partir del 2012 el país deberá comenzar a importar gas desde Venezuela, agravado por las incertidumbres políticas existentes, el CSMEM considera que debería hacerse una reflexión profunda sobre la conveniencia o no de mantener el volumen de exportaciones de gas natural hacia Venezuela, que actualmente inclusive sobrepasan los compromisos contractuales.

En concepto del CSMEM, está en las manos del gobierno definir las políticas para asegurar la confiabilidad del abastecimiento de gas en el país; además, se deben tomar medidas de emergencia para acelerar la extracción de las reservas de gas. La SSPD debería desarrollar un programa de auditorías que asegure la entrada en los tiempos previstos de las obras programadas en el mediano plazo, para aumentar la producción de gas y la UPME debe llevar a cabo los análisis que permitan resolver los temas relativos al abastecimiento confiable de gas natural y combustibles líquidos para el MEM.

En segundo lugar se presenta un análisis de los indicadores del mercado secundario de gas, dentro del contexto del MEM. Merece destacarse la declinación sostenida de la relación de las reservas probadas/producción, la cual ha caído de 21 años en el 2003 a 12.4 años en el 2009. Además, tal como se afirmó en el informe No 31 de 2008, el precio del gas de Guajira continúa siendo el elemento fundamental en la determinación del precio del mercado secundario.

En cuanto al volumen de las transacciones realizadas en el mercado secundario, se destacan las efectuadas por Merrielectrica, quien también es el agente con los mayores precios de venta. Con excepción de Tebsa, en todos los casos, el consumo de gas para generación de electricidad en las plantas térmicas, es en general inferior al valor de los “Take or Pay” mensuales.

Tebsa y Termosierra son productores netos de electricidad, en contraste con Merrieléctrica y Termoemcali que son básicamente comercializadores de gas al mercado secundario. De otra parte, el gas secundario se consume principalmente, por los agentes comercializadores de gas natural, la industria y las plantas termoeléctricas.

Vale la pena mencionar que a partir de mayo de 2008, no se han efectuado nuevas subastas, debido aparentemente al radical cambio de prioridades de abastecimiento definido en el Decreto 2687 del 2008, el cual protege los consumos residenciales y de pequeñas industrias, relegando significativamente las plantas térmicas.

En tercer lugar, se da respuesta a los comentarios efectuados por Emgesa y Chivor sobre los informes No 36 y 37 del CSMEM.

Finalmente, en cuanto al análisis del desempeño del MEM durante el mes de junio de 2009, con base en indicadores calculados para tal fin, se destaca lo siguiente:

La generación en junio se redujo en un 2.7% con respecto al mes anterior, pero mostró un crecimiento del 4.7% con relación a junio del 2008. La participación hidráulica se situó en 80.8%, un porcentaje muy cercano al de junio del año pasado; aunque la participación térmica disminuyó en un 30.8%, la generación a gas se incrementó en 11.1%

Por segundo mes consecutivo los aportes hídricos a los embalses se situaron por debajo del promedio histórico. El nivel del embalse agregado presentó una ligera recuperación y permaneció estable alrededor del 60%; tanto Chivor como Guavio pasaron de niveles mínimos al 35% y 45% respectivamente, en contraste los embalses en el occidente, sostuvieron niveles elevados y estables, excepto en San Carlos y Porce.

El precio en la bolsa continuó la tendencia alcista registrada a finales de mayo, hasta alcanzar niveles elevados que representan máximos históricos, con promedios por encima de \$170/kWh y máximos cercanos a los \$200/kWh, cerrando el mes de junio con precio promedio de \$120/kWh. La reducción de los aportes hídricos puede ayudar

a explicar parcialmente este comportamiento; no obstante, es necesario buscar que otras causas subyacen sobre esta escalada alcista en el spot, en un escenario con menores precios para los combustibles de las térmicas.

1 Introducción

El presente informe contiene cuatro partes: a) Restricciones en el abastecimiento de gas natural y su impacto en el MEM, b) Dentro del contexto del MEM, un análisis de los indicadores del mercado secundario de gas, c) Respuestas de comentarios a los informes No 36 y 37 del CSMEM y, d) Análisis de desempeño del MEM.

a) Restricciones en el abastecimiento de gas natural y su impacto en el MEM

Se presenta el análisis de las restricciones en el abastecimiento de gas natural y su impacto en el MEM, las cuales fundamentalmente son relativas a temas institucionales, de producción, transporte y de política de importación energética. Finalmente se incluyen una serie de reflexiones y recomendaciones al respecto.

b) Análisis de Indicadores del Mercado Secundario de Gas

Esta parte del informe actualiza el análisis del mercado secundario de gas llevado a cabo en el informe No 31 de 2008, con base en información recolectada recientemente por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

c) Respuesta de Comentarios a los Informes No 36 y 37

Se da respuesta a los comentarios efectuados por Emgesa y Chivor sobre los informes No 36 y 37 del CSMEM.

d) Análisis de Desempeño del MEM

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

2 Restricciones del Abastecimiento de Gas Natural y su Impacto en el MEM

2.1 Institucionales

- El mercado del gas natural en Colombia es manejado a través de contratos bilaterales con una reducida participación del estado en aspectos tales como la confiabilidad del servicio, la optimización del recurso y el bienestar nacional. Este esquema funciona adecuadamente en condiciones en que la oferta abastece sin restricciones la demanda, pero tiene problemas en condiciones deficitarias de suministro que podrían presentarse en el corto y mediano plazo.
- El reto para la confiabilidad del suministro es asegurar que el mercado siempre logre el balance entre oferta y demanda y que las inversiones a lo largo de la cadena sean realizadas oportunamente con la menor intervención estatal posible.
- El Decreto 2687, de junio 21 de 2008, incentiva las inversiones para asegurar la confiabilidad del suministro, permitiendo que cualquier agente pueda incluir dentro de su plan de inversiones, aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio. Sin embargo, los resultados de este Decreto, a la fecha son considerados por la industria, limitados.

2.2 Producción

- El potencial de hidrocarburos en Colombia está distribuido entre 18 cuencas sedimentarias, teniendo su producción actual localizada en 5 de ellas. A fines del año 2008, las reservas probadas ascendían a 4,34 TPC equivalentes a 14.5 años de producción.
- La importante actividad realizada en exploración en los últimos años, solamente ha conseguido modestos descubrimientos como Gibraltar (30 MPCD) y la Creciente (100 MPCD) y consecuentemente continuamos dependiendo de Chuchupa y Cusiana.
- El proyecto de aumento de producción que se está llevando a cabo en Chuchupa (compresión) permitirá incrementar la producción de gas a 698 MPCD en año 2011, frenando así la declinación que viene mostrando este campo. Por

otra parte la ampliación de la planta de tratamiento de Cusiana incrementará su producción en 70 MPCD a fines del 2009, en 140 MPCD el primer semestre del 2011 y en otros 70 MPCD en el 2017.

- Como se observa el gráfico No 1, las exportaciones de gas natural a Venezuela mediante el gasoducto Ballena-Maracaibo, que actualmente llegan a 250 MPCD, han reducido en forma importante la holgura que existía para las plantas térmicas del interior en Colombia, y consecuentemente generan una restricción adicional en el despacho eléctrico de dichas plantas.

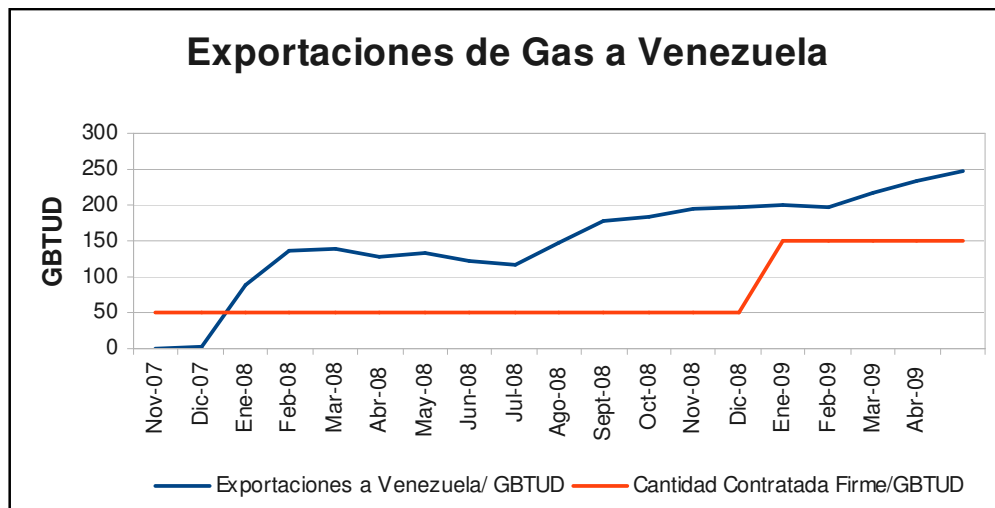


Gráfico No 1

- A pesar de las ampliaciones en Chuchupa y Cusiana, el autoabastecimiento de gas en Colombia está solamente garantizado hasta el año 2012, año a partir del cual dependeremos de las importaciones de gas de Venezuela.

2.3 Venezuela

Considerando la gran importancia que tienen las importaciones de gas provenientes de Venezuela, para el abastecimiento de gas en Colombia, a continuación se enumeran algunos temas que podrían retrasar el cumplimiento de dichas importaciones¹:

- El déficit estructural de gas natural en Venezuela es de cerca de 2.000 MMPCD.

¹ Arthur D. Little, Diagnóstico preliminar de la situación actual en la seguridad en el abastecimiento de hidrocarburos. Estudio preparado para MME, ANH, CREG y UPME. Bogotá, Julio 7 de 2008.

- Recientemente PDVSA terminó de perforar su primer pozo de gas natural costa afuera en el proyecto Mariscal Sucre; sin embargo, éste proyecto, como también el proyecto de la Plataforma Delta Caribe, llevan una década de planificación, con numerosas modificaciones, sin resultados concretos aún.
- La nueva ley orgánica de hidrocarburos que plantea una participación del 60% del estado en la producción de petróleo crudo, y que podría extenderse a los negocios privados del gas natural, ha paralizado gran parte de las inversiones privadas.
- El estudio de planes alternativos y el acercamiento del Gobierno de Venezuela con las autoridades de Trinidad y Tobago para procesar parte de la producción off-shore en instalaciones localizadas en dicho país, han reducido el interés por desarrollar los gasoductos de transporte.

2.4 Transporte

- La capacidad contratada de transporte continua siendo el “cuello de botella” del sistema, ya que está totalmente copada y su expansión de corto plazo depende de la realización de contratos bilaterales entre agentes, quedando además la expansión de largo plazo en una situación de indefinición preocupante.
- En la coyuntura actual, es fundamental resolver la congestión en el gasoducto Ballenas – Barranca, que impide que algunas plantas térmicas del interior participen en el despacho, teniendo que ser reemplazadas por recursos de generación más costosos. Este problema se encuentra en vía de solución con la ampliación del gasoducto de 190 MPCD a 260 MPCD que se está llevando a cabo mediante la instalación de compresores adicionales.
- La confiabilidad del sistema de transporte de gas es limitada por el hecho de ser un sistema radial sin redundancia, que permita rutas alternativas en situaciones de emergencia. Además de eso, la geología colombiana genera riesgos que pueden afectar seriamente el sistema de transporte, como la que recientemente provocó una grave interrupción de dos días en el suministro de gas a Bogotá y otros municipios.
- No existe en la regulación una definición de criterios precisos de confiabilidad en transporte de gas; sin embargo, tanto en la Resolución CREG 087 de 2007,

como en el Decreto 2687 del 2008, se expresa que éstos deben ser definidos por la CREG.

- Particularmente en escenarios críticos de corta duración con alta exigencia de despachos intempestivos de plantas térmicas, existe incertidumbre en cuanto a la capacidad real de las plantas térmicas de operar con combustibles líquidos, por cuestiones logísticas, como la capacidad de transporte, la inflexibilidad para realizar cambios rápidos en el programa de producción de las refinerías y las demoras para importar productos refinados².
- En la ocurrencia del fenómeno del Niño se presenta una situación diferente que requiere generar con combustibles líquidos por largos periodos de tiempo, en el cual si bien se puede disponer de varios meses para ajustar los programas de suministro (en especial de importaciones) y preparar las medidas requeridas, por otra parte se podría afectar la integridad operativa de las plantas.

2.5 Reflexiones

- El sector eléctrico colombiano invierte grandes cantidades de dinero para asegurar la confiabilidad del mismo, ya sea en capacidad de reserva de las plantas de generación mediante el cargo por confiabilidad, o bien enmallando las redes de transmisión; sin embargo, esta confiabilidad está comprometida por los problemas que surgen del abastecimiento y transporte de gas y/o combustibles líquidos para las plantas térmicas. Consecuentemente el CSMEM considera que todos los agentes vinculados a los sectores eléctrico y gas, deberían reflexionar seriamente a este respecto y realizar las inversiones conducentes para alcanzar la confiabilidad requerida de estos sectores.
- Desde el punto de vista de disponibilidad del gas natural, los riesgos más críticos son:
 - Incertidumbre en el suministro de gas desde Venezuela: Debido a que este es el único punto posible de abastecimiento externo, reduce las posibles acciones para mitigar cualquier problema en la producción nacional.

² “Diagnostico de la Logística del Abastecimiento de Combustibles Líquidos para el Sector Termoeléctrico”. Informe final, documento preliminar, preparado para el CNO por Itansuca y Sinergia Ltda. Abril 30 de 2009.

- Un pico de demanda ante un escenario de alto despacho de plantas térmicas a gas: En este caso el impacto del riesgo es agravado porque no solamente afecta el abastecimiento de gas sino también el abastecimiento eléctrico.
 - Un retraso en el aumento de la producción de Cusiana: Siendo Cusiana el mayor potencial proveedor de gas en el corto y mediano plazo, cualquier retraso o incumplimiento de los volúmenes esperados de producción podría afectar toda la cadena.
- Teniendo en cuenta que a partir del 2012 el país deberá comenzar a importar gas desde Venezuela, sumado a las incertidumbres políticas involucradas, el CSMEM considera que debería hacerse una reflexión profunda sobre la conveniencia o no de mantener el volumen actual de exportaciones de gas natural hacia Venezuela.
- No es evidente desde el punto de vista económico, la justificación de introducir el GNL en la matriz energética colombiana, teniendo en cuenta la amplia disponibilidad de energéticos alternativos en el país.
- Para mejorar la confiabilidad del suministro de gas en las plantas térmicas, una de las opciones económicas lo constituyen las plantas de “peak shaving”, las cuales permiten un volumen de entregas diarias de gas, almacenándolo en las horas de baja demanda para utilizarlo posteriormente en horas pico, reduciendo la necesidad de contratación de gas en firme con su consecuente respaldo físico para acceder al cargo por confiabilidad.
- Otra opción para mejorar la confiabilidad del suministro de gas es la utilización de almacenamiento bien sea en pozos exhaustos de hidrocarburos o en cavernas salinas; sin embargo, estos sistemas generan un lucro cesante correspondiente al gas almacenado.

2.6 Recomendaciones

- Es responsabilidad del gobierno definir las políticas requeridas para asegurar la confiabilidad del abastecimiento de gas en el país, asignando a cada institución y agentes las responsabilidades que le competen en cada eslabón de la cadena y dando las señales regulatorias adecuadas.

- Se deben tomar medidas de emergencia para acelerar la extracción de las reservas de gas, la propuesta en esta dirección es que el gobierno, como socio mayoritario de Ecopetrol, asegure el desarrollo de los proyectos de ampliación de capacidad de tratamiento del gas de Cusiana y del Pie de Monte.
- La SSPD podría desarrollar un programa de auditorias que asegure la entrada en los tiempos previstos de las obras programadas en el mediano plazo para aumentar la producción de: Guajira, Cusiana, Gibraltar y otros, junto con la infraestructura de transporte asociada.
- El CNO debe definir en coordinación con Ecopetrol, un plan de acción para mitigar los principales riesgos identificados en el estudio “Diagnostico de la Logística del Abastecimiento de Combustibles Líquidos para El Sector Termoeléctrico”.
- Se requiere que la UPME, ante la necesidad de mejorar la confiabilidad del suministro de gas a las plantas térmicas en el corto y mediano plazo y dada la posible insuficiencia en el abastecimiento de gas natural en el mediano plazo, lleve a cabo los análisis que permitan resolver estos temas a la brevedad posible.

3 Análisis de Indicadores del Mercado Secundario de Gas

El análisis del mercado secundario del gas, dentro del contexto del mercado de energía mayorista MEM, ha sido llevado a cabo por el CSMEM con base en la información recopilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

3.1 Reservas Probadas y Producción

Los gráficos No 2 y 3 presentan el comportamiento de las reservas probadas de gas, la producción y la relación en años de las reservas probadas vs la producción.

Merece destacarse la declinación sostenida de la relación de las reservas probadas/producción, la cual ha caído de 21 años en el 2003 a 12.4 años en el 2009.

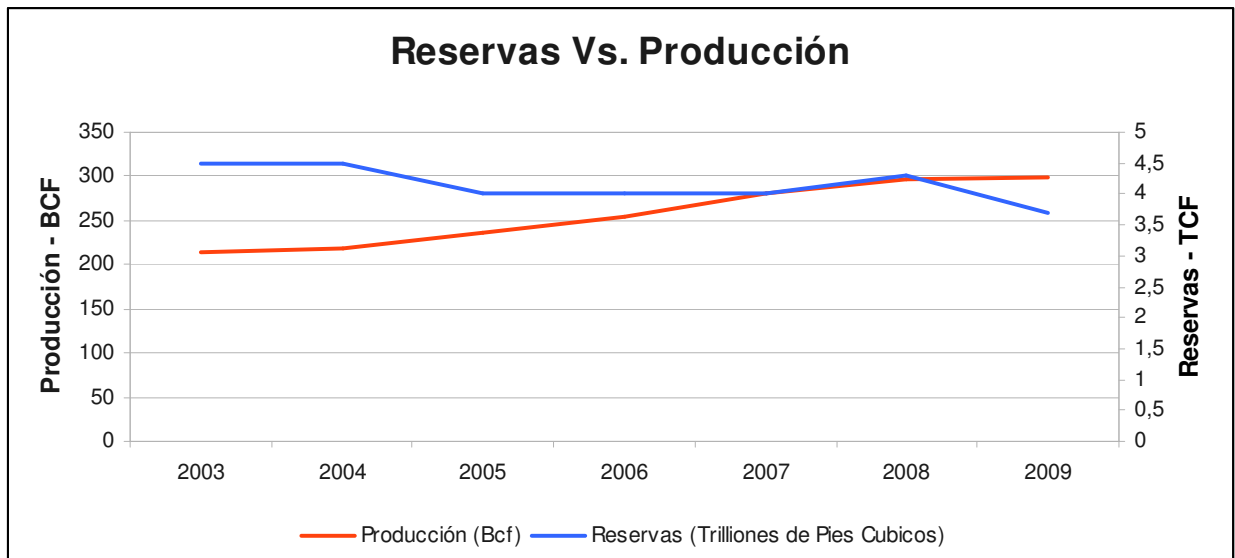


Gráfico No 2

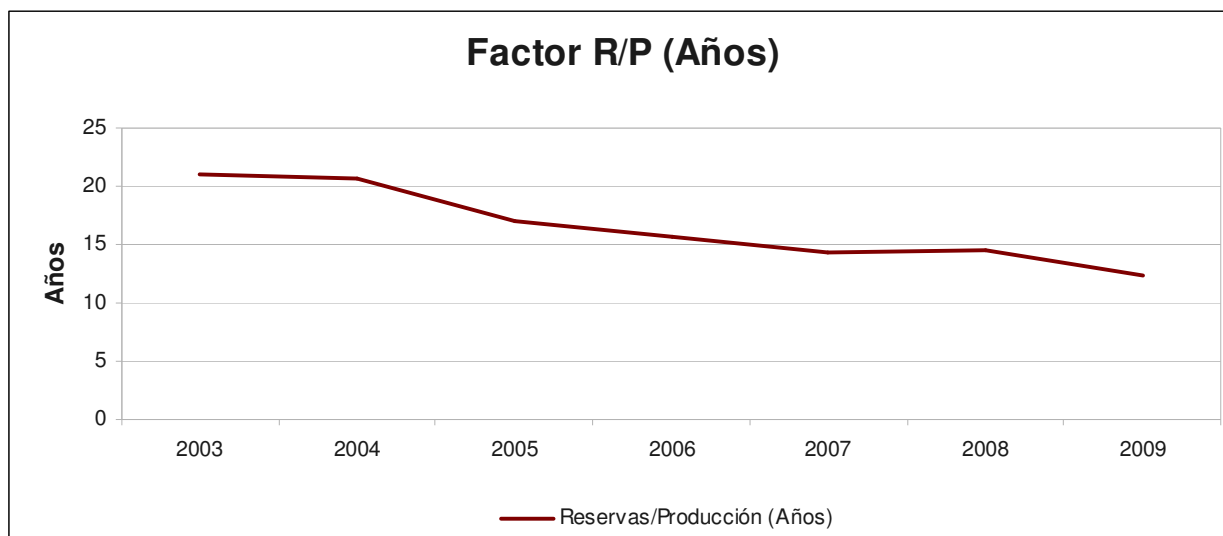


Gráfico No 3

3.2 Precios del Gas en el Mercado Secundario y por Agentes

El gráfico No 4 presenta el comportamiento de los precios del gas natural en US\$/MBTU, en el periodo enero del 2003 a mayo del 2009, e incluye:

- a. El precio ponderado de gas de Guajira, comprado por las plantas térmicas, el cual es regulado.
- b. El precio máximo regulado de gas de Guajira, indexado al precio internacional del petróleo WTI y actualizado cada seis meses.
- c. El precio ponderado del gas de Cusiana, el cual es libre. Sin embargo, hoy en día su precio es inferior al de Guajira, debido a que fue vendido en su totalidad hace varios años al inicio de la operación de la planta de tratamiento de gas.
- d. El precio ponderado del gas del mercado secundario, vendido por las plantas térmicas.

En concepto del CSMEM, basados en la información disponible, el elemento fundamental que está influyendo en la determinación del precio del mercado secundario, es el precio del gas de la Guajira.

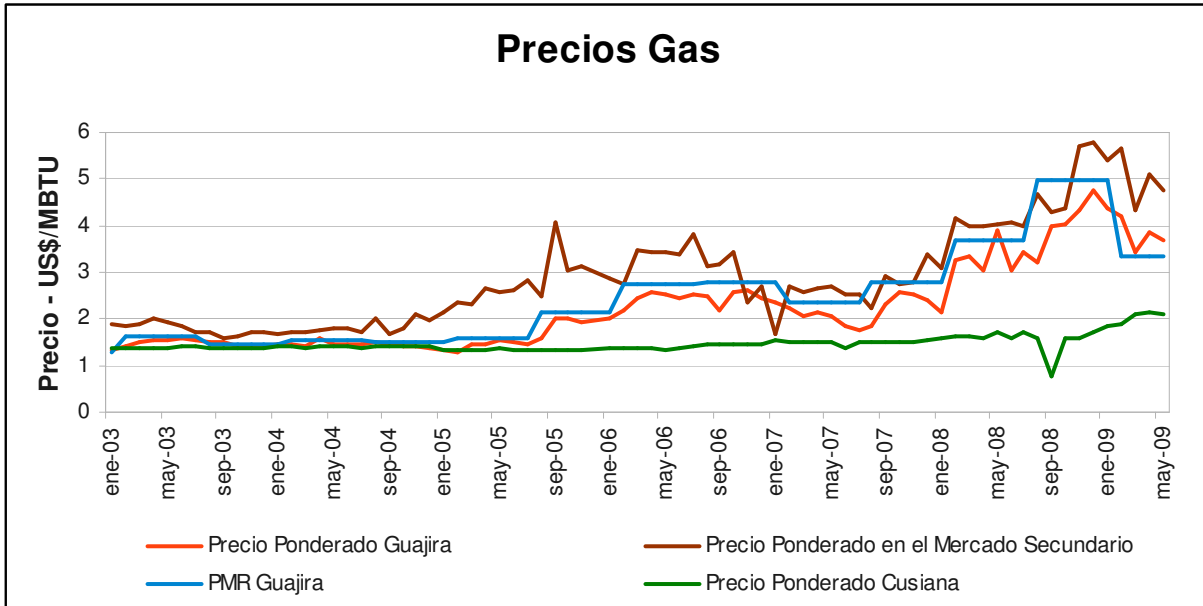


Gráfico No 4

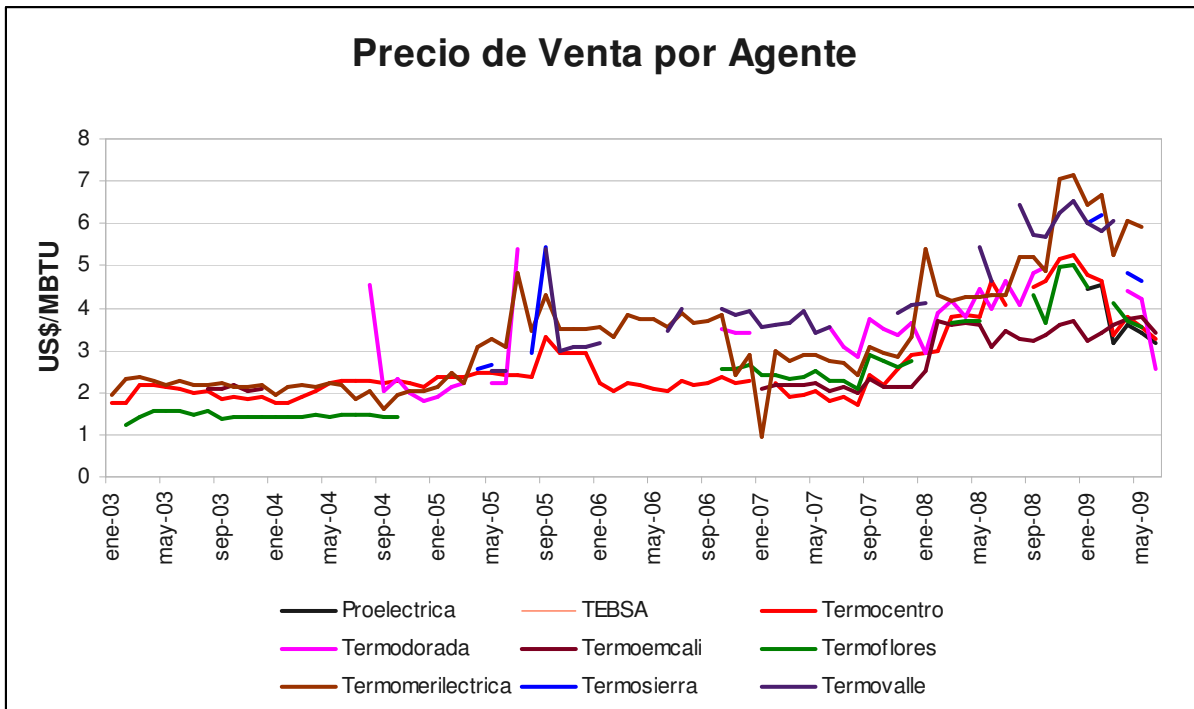


Gráfico No 5

El gráfico No 5 presenta los precios en US\$/MBTU ponderados a los cuales han vendido gas los agentes térmicos al mercado secundario.

3.3 Volúmenes de Gas Transados en el Mercado Secundario

El gráfico No 6 presenta el volumen mensual total de gas vendido al mercado secundario por los agentes térmicos y el precio ponderado en pesos\$/MBTU de tales ventas, para el periodo comprendido entre enero de 2003 y mayo de 2009.

En cuanto al volumen total transado, es interesante la caída que se observa a partir de Septiembre del 2008, la cual podría estar relacionada con la desaceleración de la economía y a una mayor participación de la energía generada por las plantas hidráulicas.

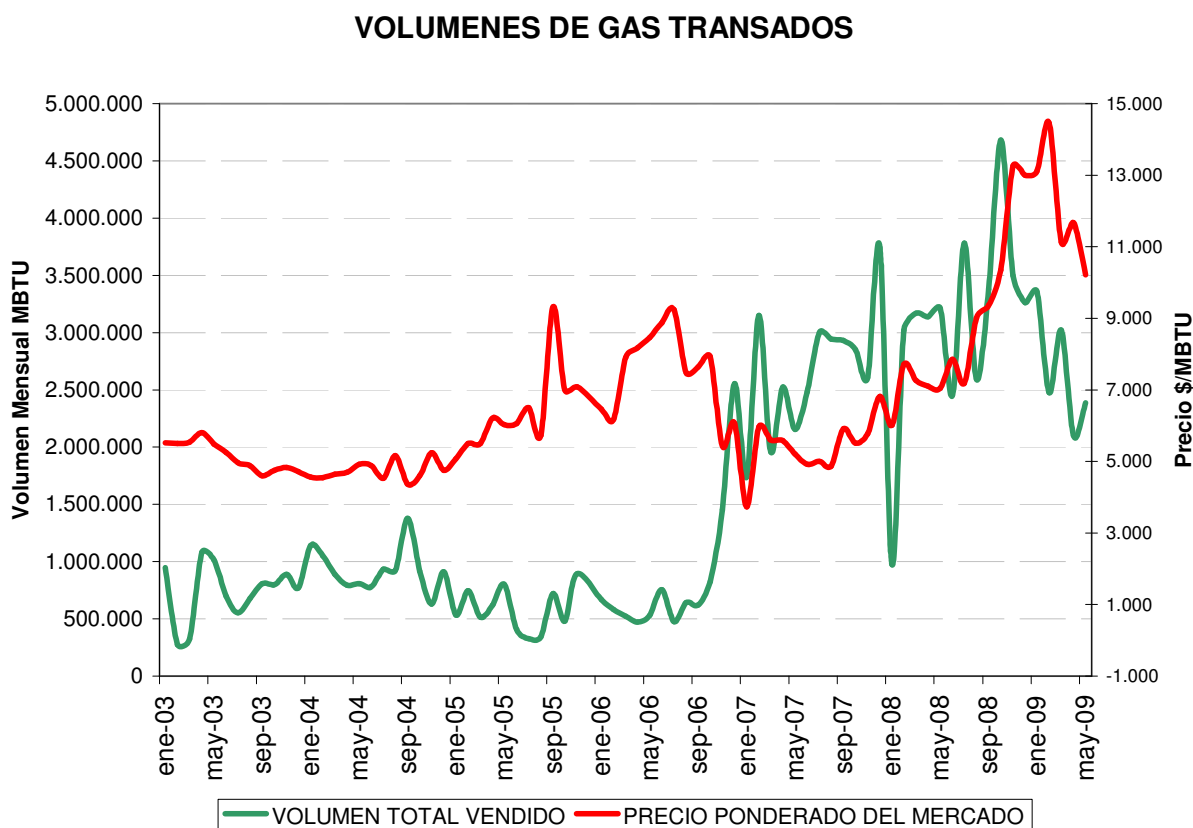


Gráfico No 6

Como complemento, el gráfico No 7 presenta los volúmenes mensuales de gas vendidos individualmente en el mercado secundario por todos los agentes térmicos. Se destaca el alto volumen de transacciones realizadas por Merrielectrica, quien también es el agente con los mayores precios de venta (gráfico No 5), seguido por Termoflores y Termoemcali. Por otra parte, según la información reportada por EPM y consignada

en el gráfico, Termosierra solo vendió al mercado secundario pequeñas cantidades en forma muy esporádica.

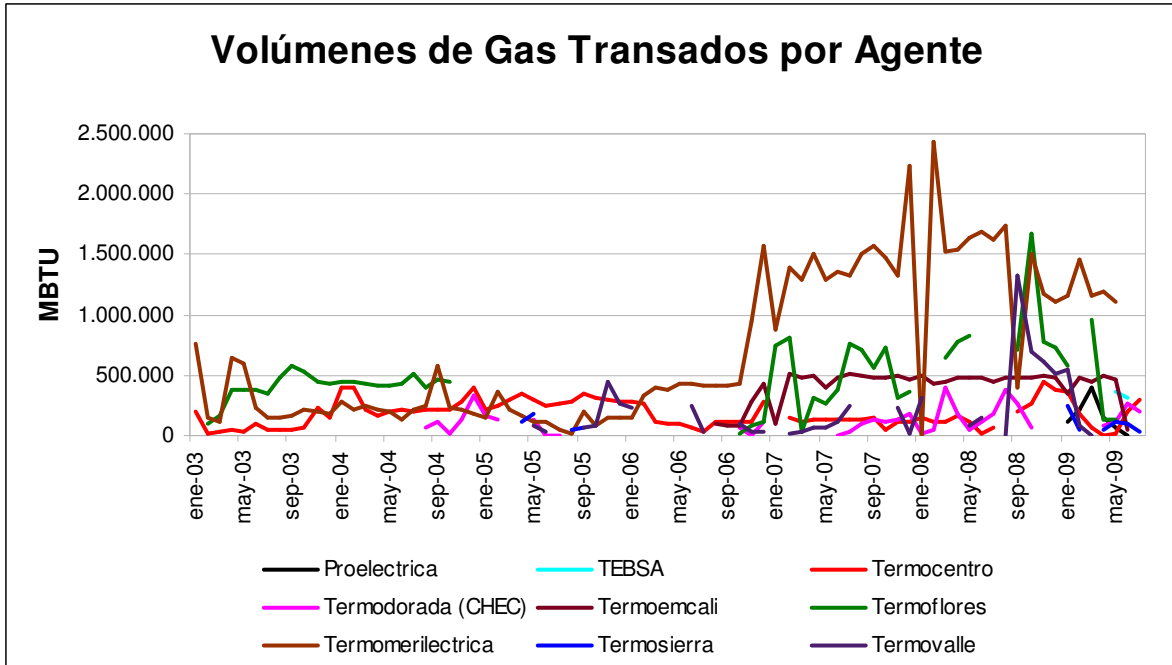


Gráfico No 7

3.4 Consumos y Ventas de Gas en las Plantas Térmicas

Los gráficos No 8 a 16 presentan el volumen de gas consumido³ por las plantas térmicas, las ventas de gas de estas empresas al mercado secundario y su contratación “Take or Pay” mensual.

De estos gráficos merece destacarse que con excepción de Tebsa, en todos los casos, el consumo de gas para generación de electricidad en las plantas térmicas, es en general inferior al valor estimado de los “Take or Pay” mensuales. Así mismo, Tebsa y Termosierra son productores netos de electricidad, en contraste con Merrieléctrica y Termoemcali que son básicamente comercializadores de gas al mercado secundario.

³ Información estimada con base en la producción de energía eléctrica reportada por XM.

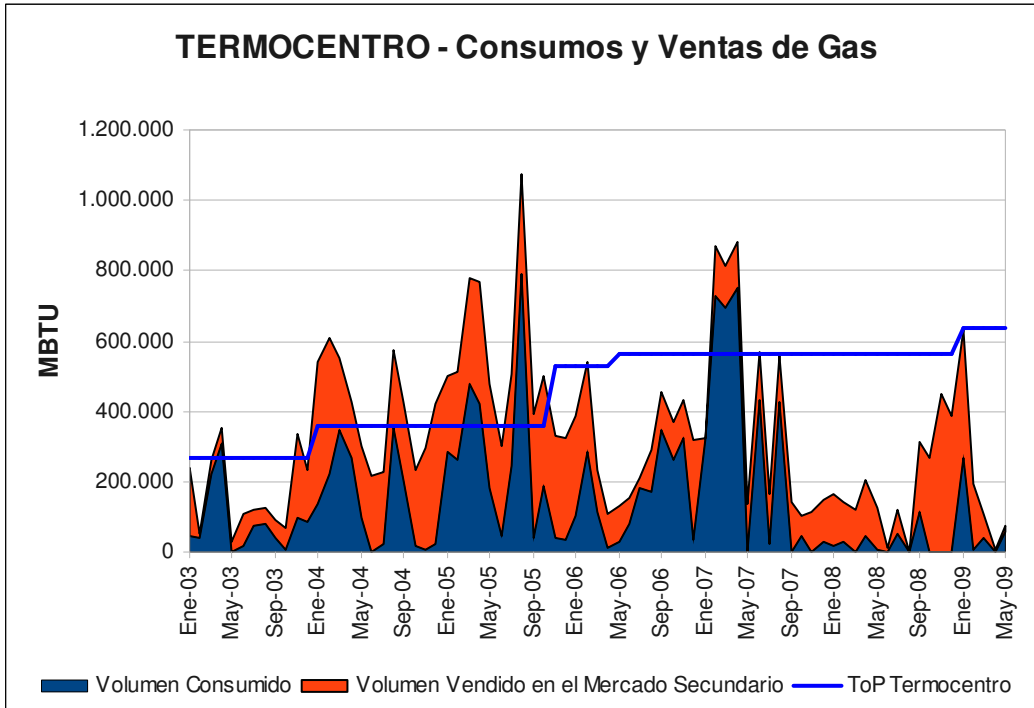


Gráfico No 8

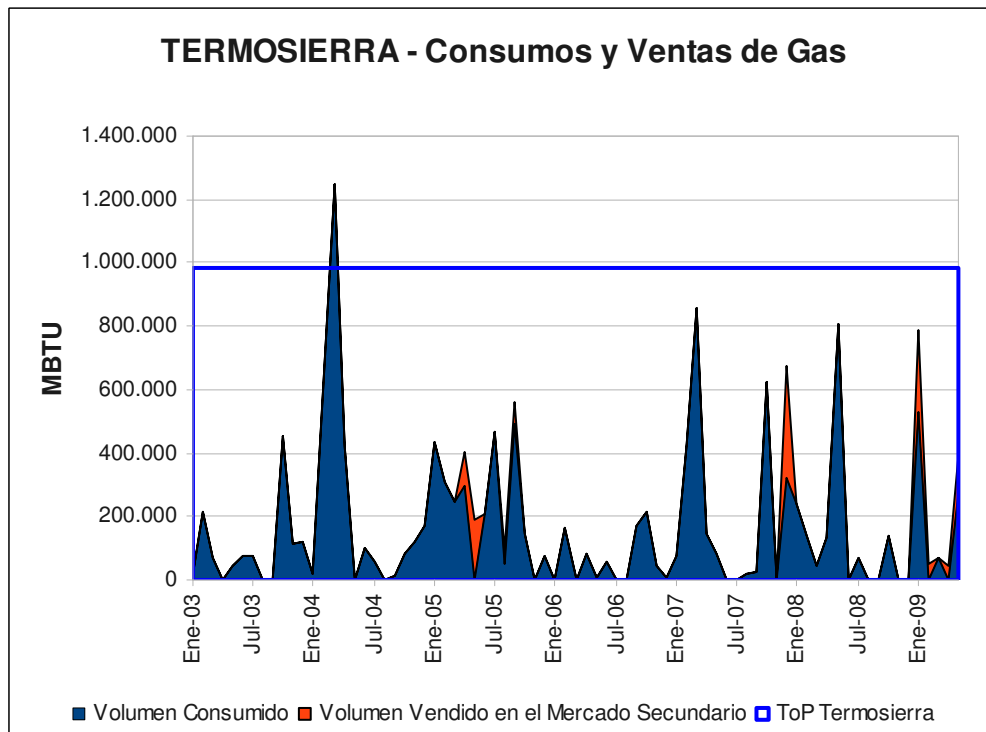


Gráfico No 9

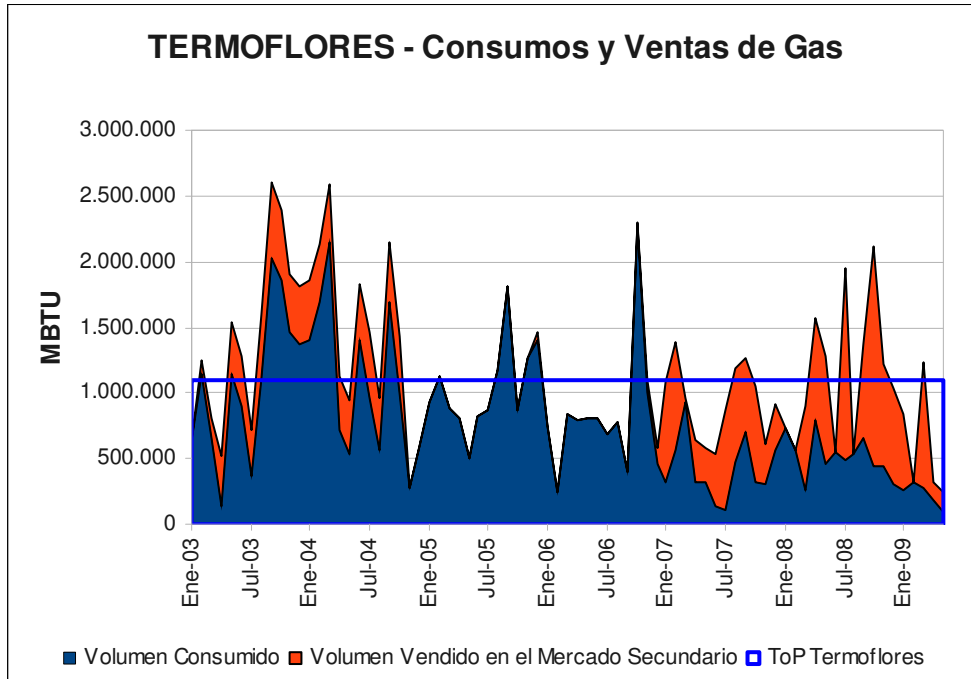


Gráfico No 10

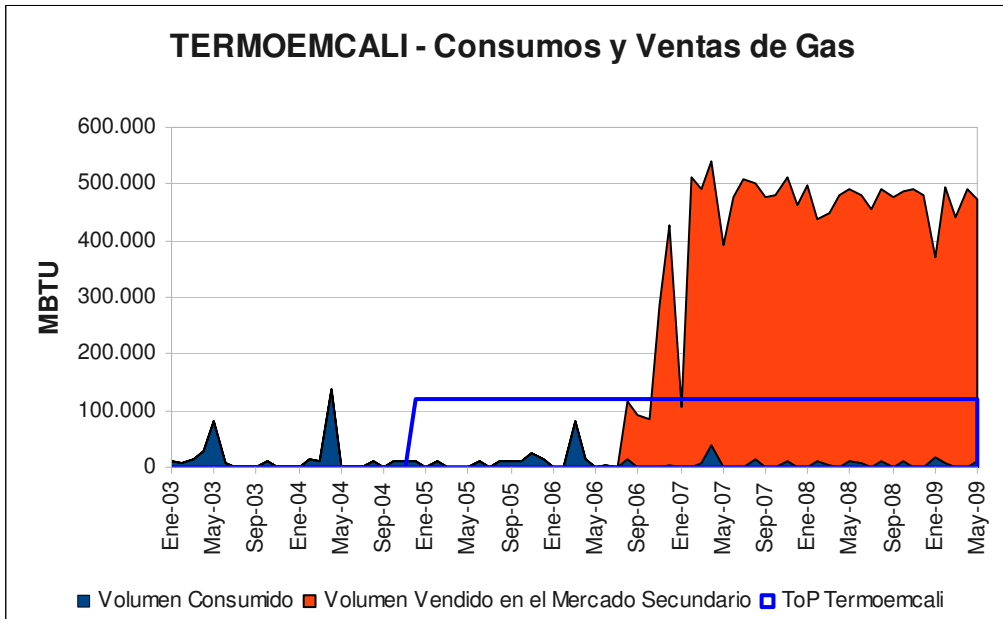


Gráfico No 11

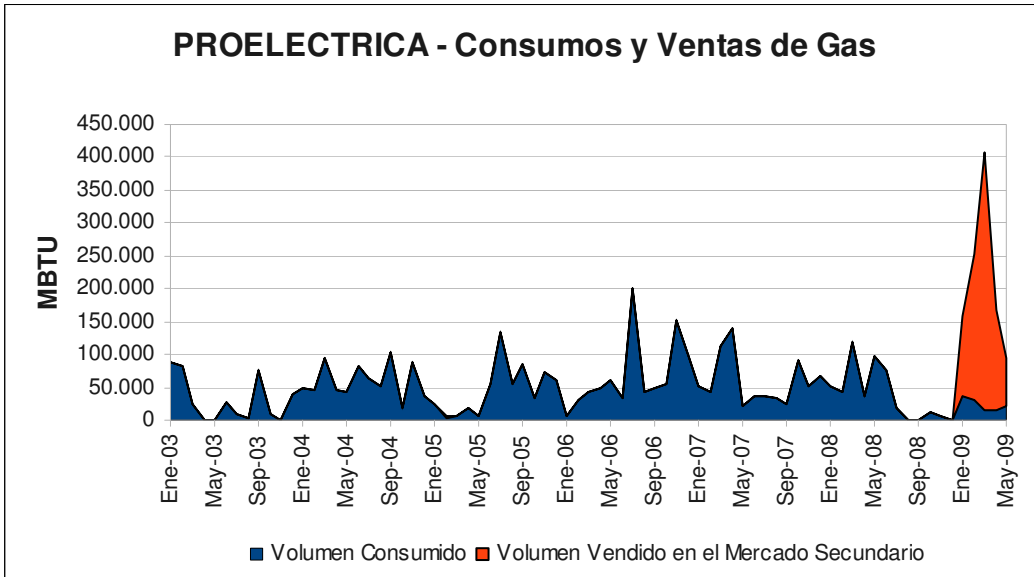


Gráfico No 12

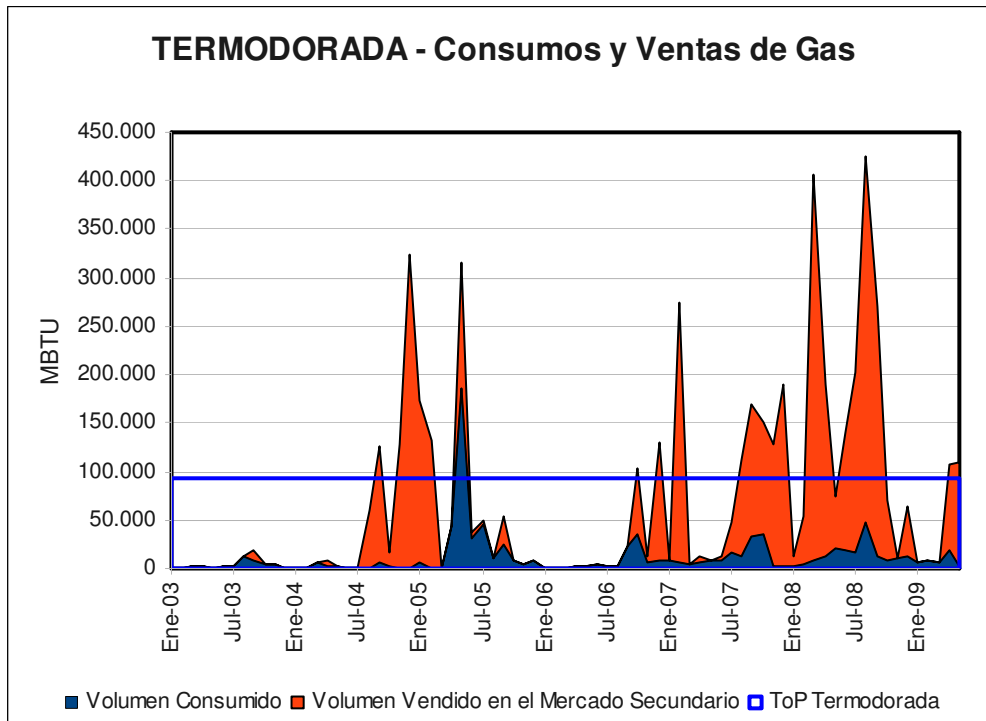


Gráfico No 13

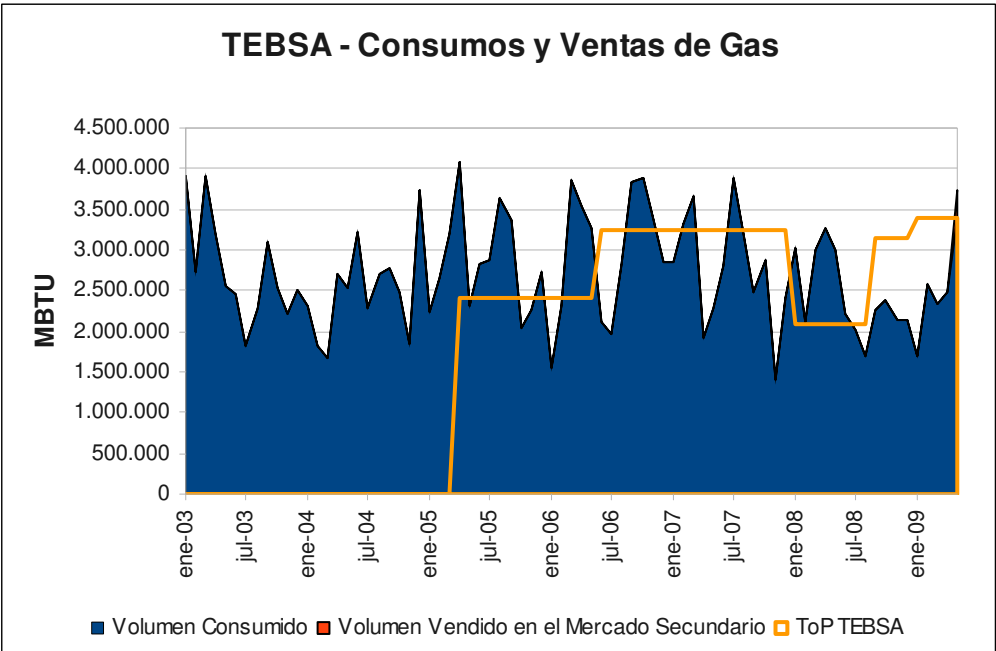


Gráfico No 14

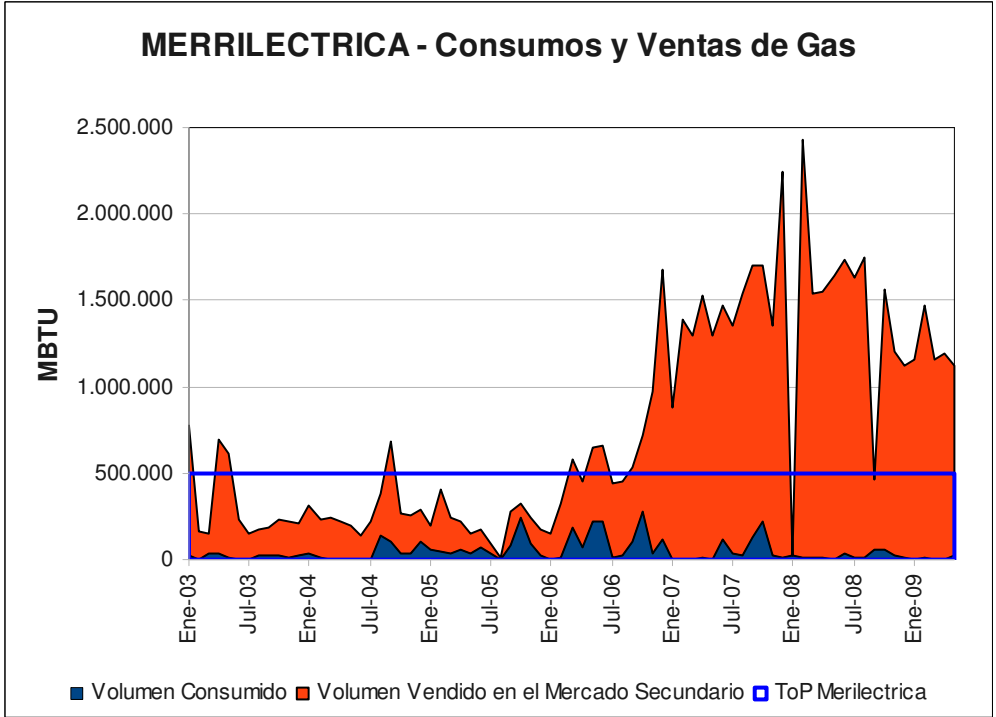


Gráfico No 15

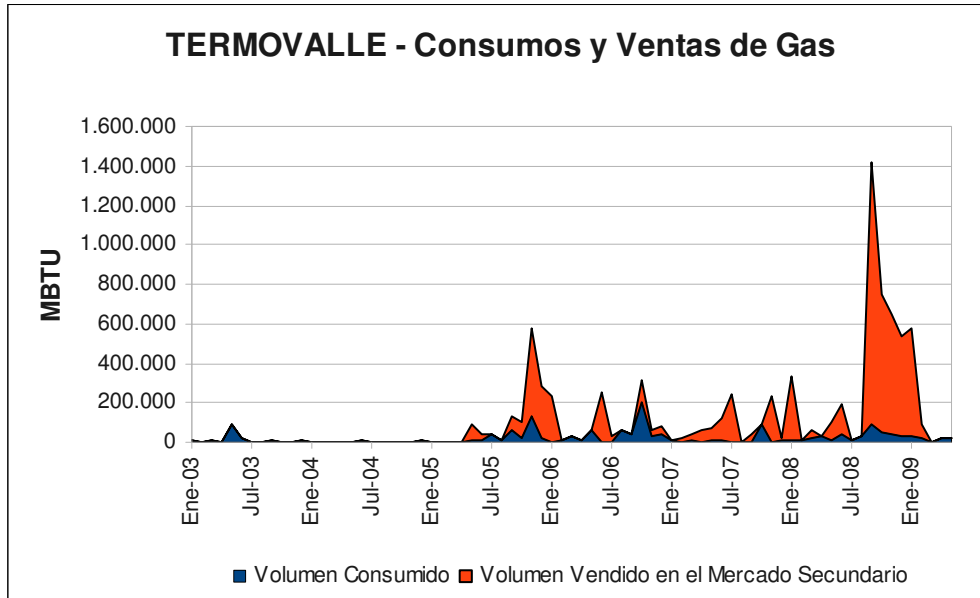


Gráfico No 16

3.5 Destino del Gas del Mercado Secundario

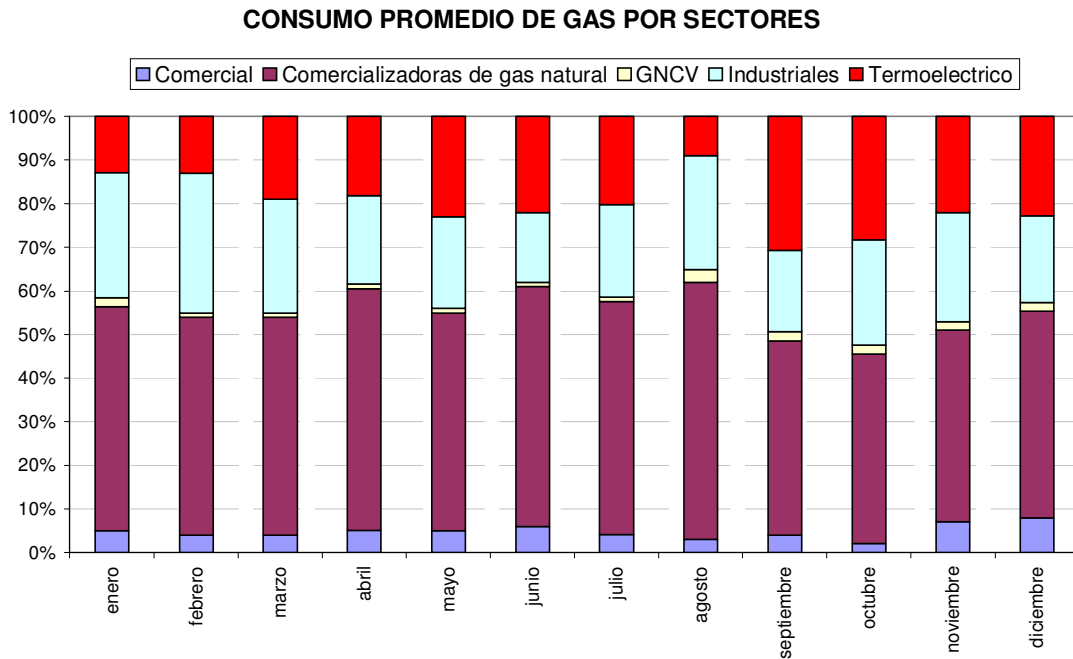


Gráfico No 17

El gráfico No 17 presenta para el año 2008, los sectores de consumo a los cuales las plantas térmicas vendieron su gas en el mercado secundario. Dichos valores se muestran como porcentajes promedios mensuales. El gas secundario se consume principalmente, tal como lo muestra el gráfico, por los agentes comercializadores de gas natural, la industria y las plantas termoeléctricas.

3.6 Contratos Existentes de Suministro y Transporte a los Agentes Térmicos

Las tablas No 1 y 2 a continuación presentan los contratos existentes de suministro de gas y de transporte a las plantas térmicas del MEM, los cuales en ambos casos son contratos firmes y abastecidos de los campos de Guajira, Cusiana, La Creciente y Jobo.

CONTRATOS FIRMES DE SUMINISTRO A PLANTAS TERMICAS						
Planta	Fuente	Productor Comercializador	Fecha Inicio	Vigencia	Cantidad MBTUD	% TOP
TermoCentro	Guajira	Ecopetrol	01/02/1997	31/01/2012	48.000	25%
TermoCentro	Cusiana	B.P.	20/04/2006	31/12/2012	8.500	80%
TermoCentro	Guajira	Chevron	20/01/2009	31/12/2013	75.000	100%
TermoFlores	Guajira	Ecopetrol-Chevron	01/01/1998	31/12/2012	21.420	70%
TermoFlores	Guajira	Ecopetrol-Chevron	01/01/1998	31/12/2012	30.600	70%
TermoSierra	Guajira	Ecopetrol	01/01/2001	18/04/2011	131.000	25%
TermoSierra	Cusiana	EPM	01/09/2009	30/09/2009	6.557	0%
TermoSierra	Cusiana	EPM	01/10/2009	31/10/2009	6.741	0%
TermoSierra	Cusiana	EPM	01/11/2009	30/11/2009	6.495	0%
TermoSierra	La Creciente	Pacific Stratus Energy	01/12/2012	01/12/2013	10.500	100%
Merrielectrica	Cusiana	Ecopetrol	27/03/2001	28/02/2011	65.600	25%
TermoYopal	Cusiana	Yopal	10/12/2003	09/12/2013	8.936	90%
TermoValle	Guajira	Ecopetrol	18/06/1996	17/06/2013	36.000	0%
TermoEmcali	Cusiana	Ecopetrol	10/12/2004	09/12/2015	16.000	25%
TermoDorada	Guajira	Ecopetrol	01/08/1997	31/08/2012	12.300	25%
Proelectrica	Guajira y/o Jobo	Energía Eficiente	01/12/2008	30/11/2009	720	OCG
Proelectrica	La Creciente	Pacific Stratus Energy	01/03/2009	30/11/2010	14.000	OCG
Tebsa - Guajira	Guajira	Ecopetrol	01/01/2008	31/10/2009	60.000	70%
Tebsa - Guajira	La Creciente	Pacific Stratus Energy	01/09/2008	31/12/2009	34.807	100%
Tebsa - Guajira	Guajira	Gas Caribe	01/01/2009	31/12/2010	20.000	0%
Tebsa - Guajira	Guajira	Abocol	01/07/2009	31/10/2009	10.000	0%
Tebsa - Guajira	Guajira	Abocol	01/11/2009	31/12/2012	15.000	0%
Tebsa - Guajira	Guajira	Ecopetrol	01/12/2009	31/12/2009	18.000	100%
Tebsa - Guajira	Guajira	Ecopetrol	01/01/2010	31/12/2010	8.060	100%
Tebsa - Guajira	La Creciente	Pacific Stratus Energy	01/01/2010	31/12/2012	45.000	100%
Tebsa - Guajira	Guajira	Ecopetrol	01/01/2011	30/09/2011	30.000	100%
Tebsa - Guajira	Guajira	Ecopetrol	01/10/2011	31/12/2011	19.370	100%

OCG = Opción de compra de gas

Tabla No 1

CONTRATOS VIGENTES DE TRANSPORTE DE PLANTAS TERMICAS						
Planta	Transportador	Punto de entrada	Punto de Salida	Capacidad Contratada (MBTU)	Fecha de Inicio	Vigencia
Termocandelaria	Promigas	Ballenas	Termocandelaria	16.000	18/12/2008	30/11/2009
Termocentro	TGI	Cusiana	Sebastopol	12.000	1/02/1997	31/01/2012
Termocentro	TGI	Ballenas	Barrancabermeja	5.500	20/05/2005	31/01/2012
Termocentro	TGI	Barrancabermeja	Sebastopol	53.000	1/02/1997	31/01/2012
Proelectrica	ific Stratus Ene	La Crescente	Proelectrica	14.000	01/03/2009	30/11/2010
Proelectrica	Promigas	Ballenas	Proelectrica	720	01/12/2008	30/11/2009
TERMODORADA	TGI	Barrancabermeja	La Dorada - Mariquita	12.400	9/09/1997	8/09/2012
TERMOEMCALI	TGI	Cusiana	Cali	4.200	31/01/2005	30/01/2024
TERMOVALLE	TGI	Guajira	Cali	35.762	28/11/1997	27/11/2014
Tebesa-Guajira	Promigas	Guajira	Barranquilla	150.000	31/10/1996	20/04/2012
Palenque	Transoriental S.A.-ESP	Payoa y COGB	Palenque-B/manga	300	01/02/2003	31/12/2009
Termoflores	Promigas	Ballenas	Barranquilla	67.000	14/11/1997	15/03/2013
Termosierra	TGI	Barrancabermeja	Vasconia-Nare	60.000	1/12/1997	30/11/2012
Termosierra	TGI	Ballena	Nare	33.000	30/11/2008	30/11/2009
Termosierra	TGI	Ballena	Nare	27.000	31/12/2009	30/11/2012
Termosierra	TGI	Ballena	Nare	22.800	31/12/2012	30/11/2016

Tabla No 2

3.7 Subastas de Gas

La Tabla No 3 resume los principales parámetros de las cuatro subastas de gas llevadas a cabo exitosamente, las cuales se realizaron con anterioridad a mayo de 2008; sin embargo, a partir de dicha fecha, no se han efectuado nuevas subastas, debido aparentemente al radical cambio de prioridades de abastecimiento definido en el Decreto 2687 del 2008, el cual protege los consumos residenciales y de pequeñas industrias, relegando significativamente las plantas térmicas.

SUBASTAS DE GAS				
Fuente	Gibraltar	Creciente 1	Creciente 3	Don Pedro
Agente	Ecopetrol	Pacific Stratus	Pacific Stratus	Hocol
Fecha		oct-07	may-08	mar-08
Tipo Subasta	Indefinida	Ascendente	N.A	Inglesa
Tipo Actividad	Sobre cerrado	Abierta	No aplica	Abierta
Producto	Indefinido	Definido	Definido	Definido
Suministro	Firme	Firme	Firme	Firme
Duración	>10 años y <15 años	1 año (dic/07)	1 año (dic/08)	2 años
Cantidad	33 GBTUD	35 GBTUD	16 GBTUD	6 GBTUD
Cantidad Minima		2.5 GBTUD	16 GBTUD	6 GBTUD
Contrato	TOP	TOP al 100%	TOP al 100%	TOP al 100%
Formacion Precio	Indefinida	Discriminatoria	N.A	Uniforme
Precio Base	Res CREG 119 2005	US\$2,80/MBTU	US\$5,05/MBTU	US\$ 3,70/MBTU
Participantes	7			
Precio Cierre		US\$ 3,75/MBTU	US\$5,75/MBTU	US\$ 6,03/MBTU
Inicio de Entrega		ene-08	ene-08	jul-08
Ganador	Gas Natural	Gecelca 29,4 GBTUD, Petroquimica 5,6 GBTUD	EPM	Ecopetrol

Tabla No 3

4 Respuestas de Comentarios a los Informes No 36 y 37

Se presentan a continuación, las respuestas a los comentarios efectuados por Emgesa y Chivor a los informes No 36 y 37 del CSMEM.

4.1 EMGESA – Informe 36

- Un productor de energía que enfrenta una curva de demanda residual, la cual sea positiva para todos los precios positivos de oferta posibles, se dice que es pivotal, porque parte de su suministro es necesario para servir la demanda del mercado independiente de su precio de oferta.
- Estamos de acuerdo con Emgesa, razón por la cual las comparaciones de precios en los informes del CSMEM siempre se han realizado en precios constantes del último año.
- La cadena CASALACO ya no existe, por tanto ha sido eliminada del gráfico de vertimientos.
- Independiente de las particularidades de cada embalse del SIN, el CSMEM ha encontrado que existe y ha existido una correlación importante entre los precios de bolsa y el nivel del embalse agregado.
- El comentario sobre la magnitud de cubrimiento de los contratos es compartido por el CSMEM.
- Los distintos indicadores que analiza el CSMEM han sido presentados en los diferentes informes publicados hasta la fecha, de acuerdo con la relevancia de cada indicador en el momento de la publicación del informe.
- Agradecemos las correcciones de los errores tipográficos.

4.2 AES Chivor - Informe No 37

La metodología para construir el deflactor es la siguiente.

$$Precios_{\text{marzo 2009}} = Precios_t \times \frac{IPC_{\text{marzo 2009}}}{IPC_t}$$

Se presenta a continuación la tabla de valores usados para expresar los precios de 2006, 2007 y 2008 en pesos de marzo de 2009.

Precios del Año	Deflactor para precios marzo 2009
2006	1.19
2007	1.12
2008	1.06

Los valores reportados en el informe 37 del CSMEM son el resultado de multiplicar los precios corrientes por el deflactor del año correspondiente. De esta forma, los precios reportados en el PUC del año 2006 se multiplicaron por 1.19, los de 2007 por 1.12 y los de 2008 por 1.06.

Los datos del PUC se obtuvieron de los reportes suministrados a la SSPD.

4.3 EMGESA – Informe 37

Las cifras que se presentaron en la tabla 1 y 2 están expresadas en precios constantes de marzo de 2009. Es decir, se tomaron los datos (precios corrientes) del balance de la empresa, reportados a la SSPD para cada año (2007 y 2008) y se multiplicaron por el deflactor correspondiente a cada año, según la metodología que se presenta en el numeral 4.2.

En particular se responden las siguientes observaciones:

- Ingresos: Corresponden a la cifra en pesos corrientes de la cuenta No. 4 del PUC multiplicado por el deflactor para cada año según la tabla de deflatores que se presenta.
- Generación: el dato corresponde al valor de la cuenta no. 431517 multiplicado por el deflactor del año correspondiente según la tabla .
- Generación Largo plazo: corresponde al valor de la cuenta 4315170002 deflactado según la tabla de deflatores que se presenta.
- Bolsa: Es la cuenta 4315171002 con el mismo procedimiento de deflacción.
- Provision de agotamiento: cuenta No. 53 expresada en pesos constantes de marzo de 2009.
- Otros gastos (intereses y otros): cuenta No. 48 deflactada
- Otros manejo comercial: cuenta No. 753007 expresada en pesos constantes de 2009.
- Otros insumos: cuenta No. 753790 expresada en pesos constantes de 2009.
- Impuestos: cuenta No. 7565 expresada en pesos constantes de 2009.

- Otros: es la suma de las cuentas No. 7515, 7520, 7540, 7542, 7545, 7550, 7560 y 7570 en pesos de marzo de 2009.
- Costos de bienes: cuenta No. 7530.

A continuación se presenta un ejemplo con los datos de 2008. Los valores correspondientes a las cuentas del PUC se multiplican por el deflactor del año 2008 y así se obtiene el valor expresado en precios de marzo de 2009 tal y como se presentaron en el Informe 37 del CSMEM.

No Cuenta	Nombre Cuenta	Pesos Corrientes 2008 (millones de pesos)	Deflactor 2008	Pesos constantes enero 2009 (millones de pesos)
4	INGRESOS	1,552,087	1.061	1,647,397
431517	GENERACION	1,084,786	1.061	1,151,400
4315170002	Ventas A largo plazo	810,094	1.061	859,84
4315171002	Ventas en Bolsa Ener	274,502	1.061	291,358
48	OTROS INGRESOS	41,375	1.061	43,915
53	PROVIS AGOTAMIENTO	188,449	1.061	200,021
7515	DEPRECIACIONES	133,727	1.061	141,939
7520	AMORTIZACIONES	3,609	1.061	3,831
7530	COSTOS DE BIENES Y S	376,409	1.061	399,523
753007	MANEJO COMERCIAL Y F	515	1.061	547
753790	OTROS ELEMENTOS DE	665	1.061	706
7540	ORDENES Y CONTRATOS	4,791	1.061	5,085
7542	HONORARIOS	89	1.061	95
7545	SERVICIOS PUBLICOS	1,694	1.061	1,798
7550	OTROS GASTOS DE OPER	4,954	1.061	5,258
7560	SEGUROS	8,694	1.061	9,228
7565	IMPUESTOS	9,489	1.061	10,071
7570	ORDENES Y CONTRATOS	14,044	1.061	14,907

Con relación al índice de endeudamiento se estimó como el porcentaje de deuda sobre pasivo más patrimonio (es igual al activo).

5 Análisis de Desempeño del MEM

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

5.1 Comportamiento del sistema

5.1.1 Generación del Sistema

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	junio-08	mayo-09	junio-09	Variación Junio 09- Mayo 09	Variación Junio 09- Junio 08	Variación Junio 09- Promedio Ultimo Año
Hidráulica	3734.32	3,511.82	3,598.49	3,719.02	3.35%	5.90%	-0.41%
Térmica	588.90	591.55	893.95	619.65	-30.68%	4.75%	5.22%
Gas	439.76	402.26	586.41	651.70	11.13%	62.01%	48.20%
Carbón	178.03	189.29	307.53	308.88	0.44%	63.18%	73.50%
Menores	262.68	285.33	229.17	256.80	12.05%	-10.00%	-2.24%
Cogeneradores	4.59	4.38	3.92	4.82	22.90%	9.94%	4.94%
Total	4591.31	4,393.09	4,730.08	4,601.38	-2.72%	4.74%	0.22%

La generación en junio se redujo en un 2.7% con respecto al mes anterior, pero mostró un crecimiento del 4.7% con relación a junio del 2008. La participación hidráulica se situó en 80.8% un porcentaje muy cercano al de junio del año pasado y 4 puntos por encima de mayo. Con respecto a mayo del 2009, aunque la participación térmica disminuyó en un 30.8%, la generación a gas se incrementó en 11.1%

5.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 18 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

En junio, por segundo mes consecutivo los aportes hídricos a los embalses se situaron por debajo del promedio histórico para estos meses y en forma consistente los vertimientos en los embalses cayeron a niveles marginales.

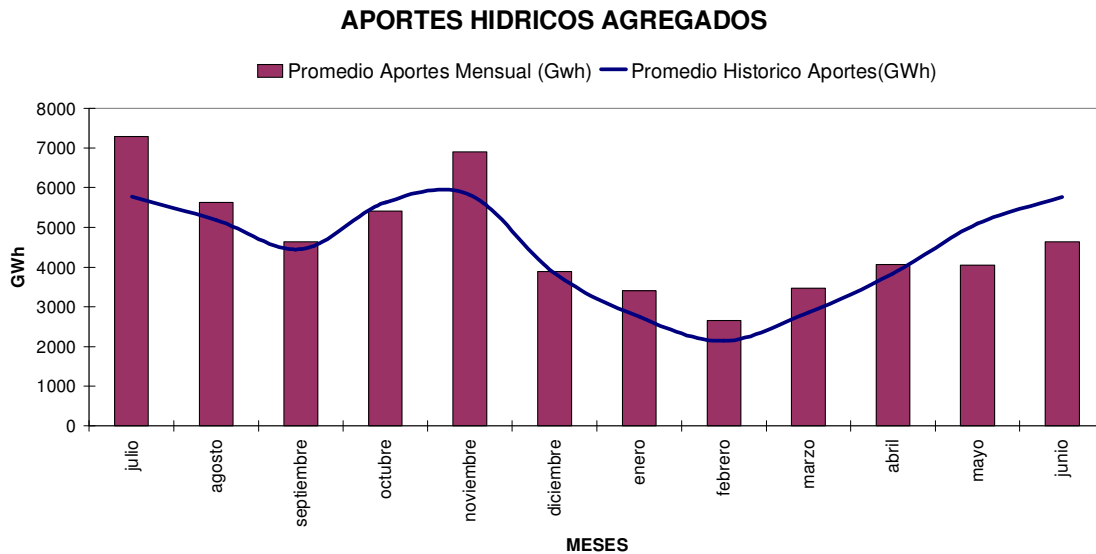


Gráfico No 18

5.1.3 Nivel de los Embaleses

El gráfico No 19 presenta el nivel agregado de los embaleses del SIN en los últimos seis meses. A comienzos de junio el nivel del embalse agregado presentó una ligera recuperación y después permaneció estable alrededor del 60%; el embalse de Chivor presentaba reservas apenas superiores al 10% de su capacidad máxima y Guavio del 35%, pese a los bajos aportes hídricos de junio, estos embases lograron acumular energía; Chivor cerró el mes con una cifra cercana al 35% y Guavio en 45%.

Los embaleses en el occidente, en contraste, sostuvieron niveles elevados y estables, excepto en San Carlos y Porce, donde se presentaron fuertes oscilaciones de este indicador, pero sin mostrar en ningún momento mínimos críticos.

5.2 Evolución de los precios de Bolsa

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

El gráfico No 19 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.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Enero a Mayo de 2009

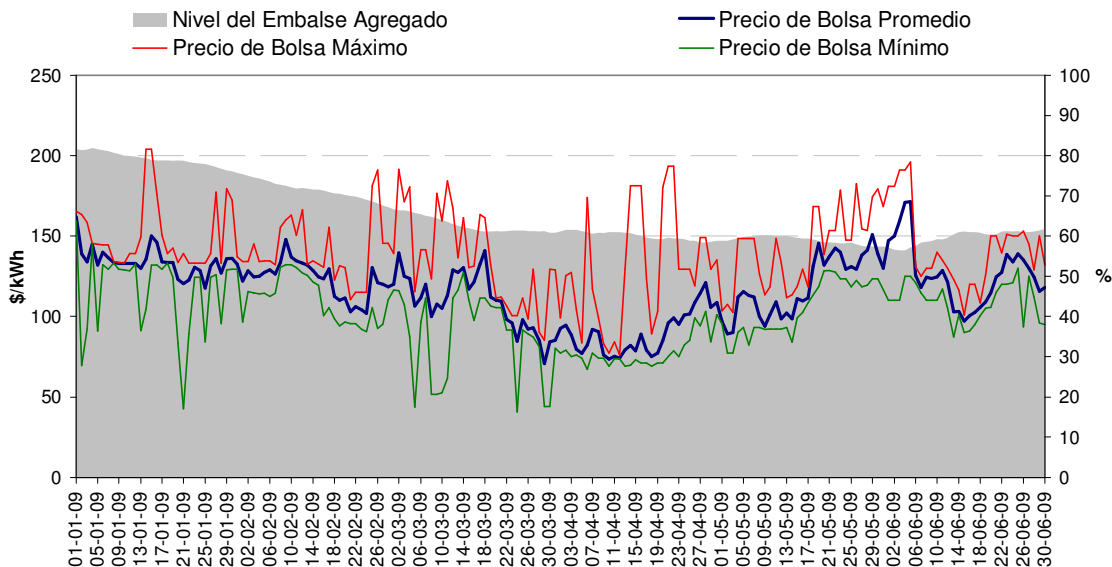


Gráfico No 19

Durante los primeros días de junio el precio en la bolsa continuó la tendencia alcista registrada a finales de mayo, hasta alcanzar niveles realmente elevados que representan máximos históricos, con promedios por encima de \$170/kWh y máximos cercanos a los \$200/kWh; una parte del incremento en precios se puede atribuir al bajo nivel de los embalses en el oriente del país con que se inició junio. Posteriormente se observa una reducción importante del precio a mediados del mes, con altibajos hacia el final del mes, cerrando próximo a \$120/kWh.

5.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 20 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses y los compara para estos mismos meses, con los valores promedios históricos y los valores de los dos años anteriores, a precios constantes del año 2009.

Se observa que la dinámica de los precios del spot desde mediados de mayo, adquiere niveles muy superiores a los registros históricos. La reducción de los aportes hídricos puede ayudar a explicar parcialmente este comportamiento; no obstante, es necesario buscar que otras causas subyacen sobre esta escalada alcista en el spot, en un escenario con menores precios para los combustibles de las térmicas.

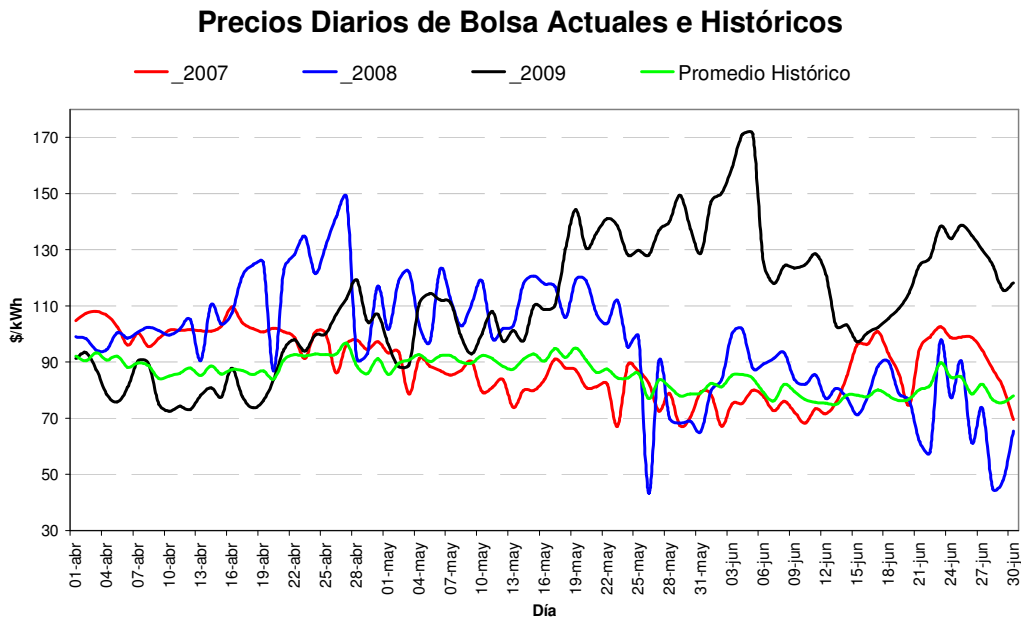


Gráfico No 20

5.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

El grafico No 21 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

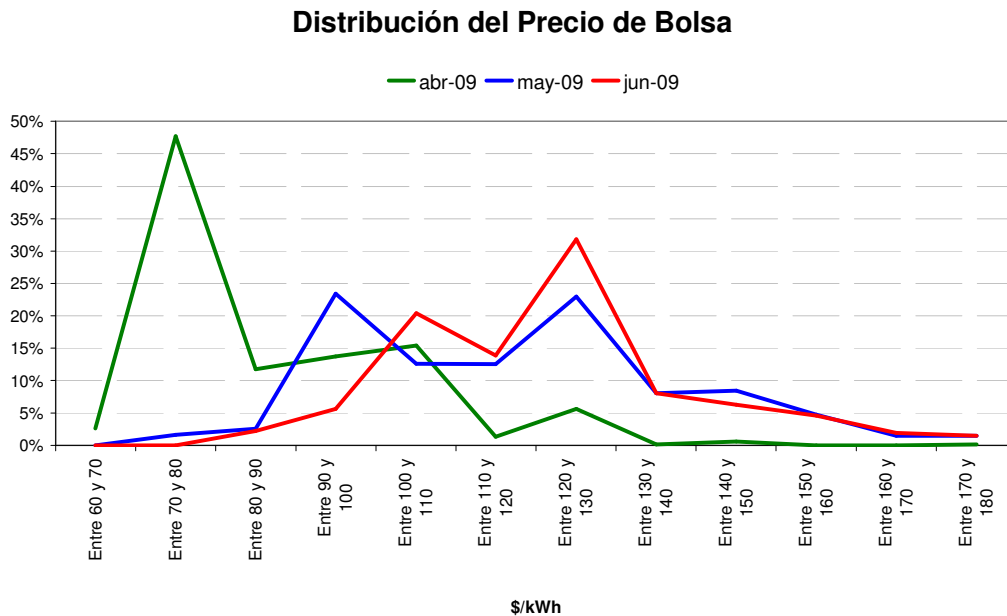


Gráfico No 21

La distribución de precios de bolsa en junio sigue un patrón similar al observado en mayo pero con una reducción marcada en el porcentaje de precios situados por debajo de \$100/kWh. En otras palabras, los precios se sostuvieron en niveles muy elevados incluso en las horas de baja demanda.

5.3 Comportamiento de Ofertas

5.3.1 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 22 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.

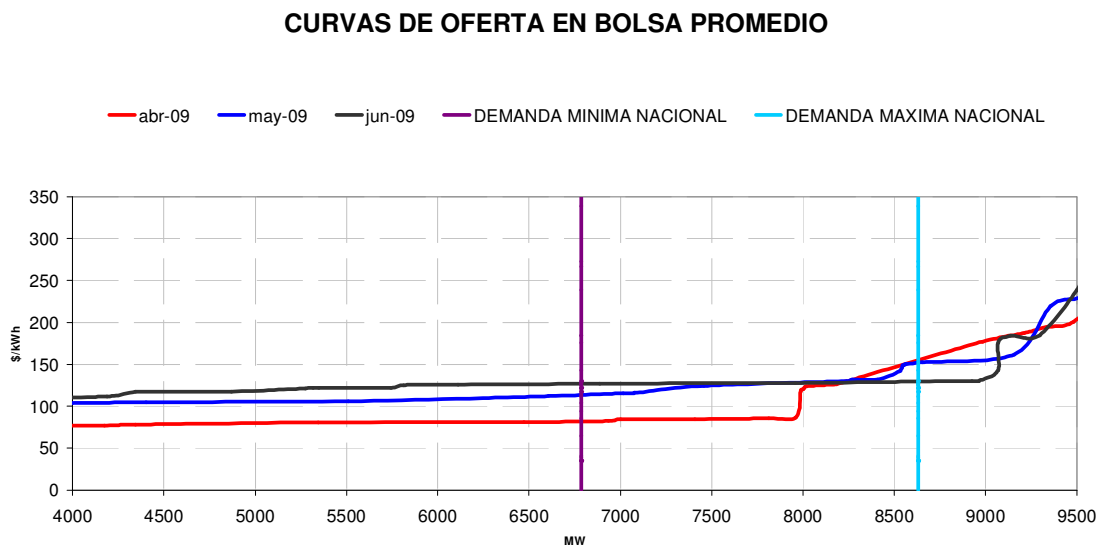


Gráfico No 22

En junio la función de oferta se desplazó hacia arriba en un amplio rango de demanda (0 – 7.5 Gwh), superando los ya elevados niveles de oferta para horas de demanda baja y media registrados en mayo. En este segmento de la función, la pendiente es muy baja y al parecer todos los agentes ofertaron precios similares, de alta competencia. Esta práctica, cobija incluso a los recursos necesarios para atender horas pico, puesto que la función de oferta solo presenta una inflexión por encima de los 9 Gwh, punto en el cual la elasticidad de la función de oferta es nula. Como resultado de estas estrategias, el precio de bolsa se mantuvo elevado, incluso en horas de bajo consumo.

5.3.2 Índice de Lerner

El gráfico No 23 presenta para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para el periodo de demanda alta, en los últimos doce meses.

Aún sin modificar la curva de demanda residual para descontar el nivel de contratación, el índice de Lerner continua en general bajo para períodos de demanda baja, media y alta. Esto tiene que ver con la poca pendiente a lo largo de la función de oferta, es decir, las ofertas se desplazan en paralelo, en un comportamiento que podría corresponder a una estrategia coordinada, lo que aparentemente mitiga el poder de mercado de cada planta individual, pero sostiene precios elevados en conjunto de ofertas.

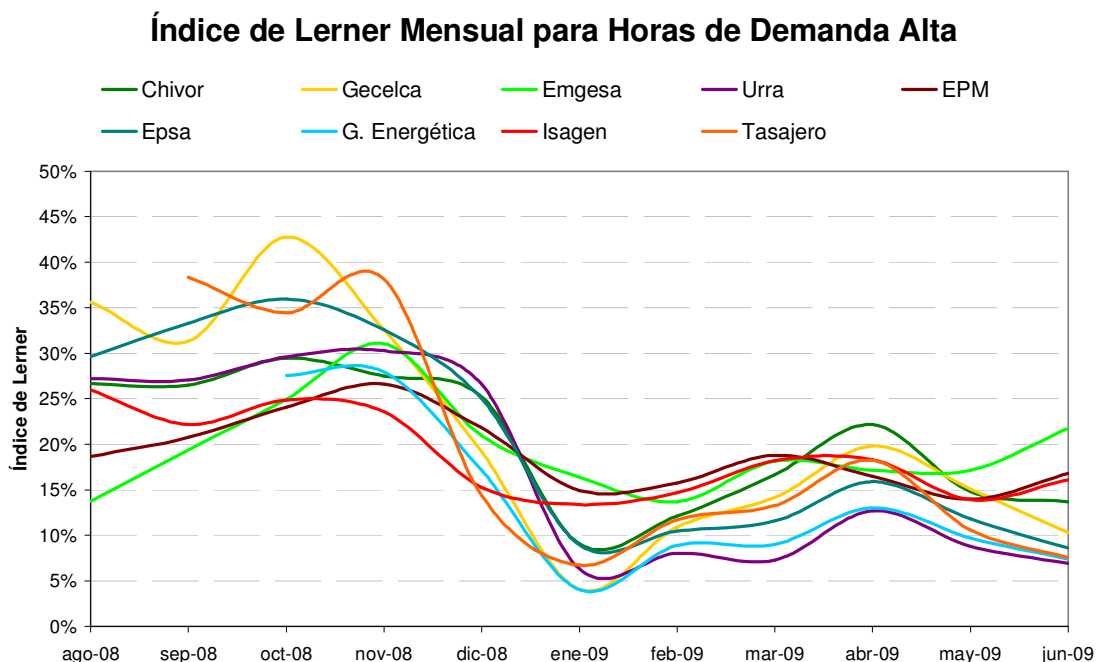


Gráfico No 23

5.4 Comportamiento de Reconciliaciones

5.4.1 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 24-a y 24-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

La variación del costo de reconciliaciones positivas por planta, correspondió al mismo patrón de variación que ocurrió en junio con la magnitud de éstas reconciliaciones. Tebsa la planta con mayor participación, en junio aumentó sus ingresos por este concepto a los 17.000 millones de pesos.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

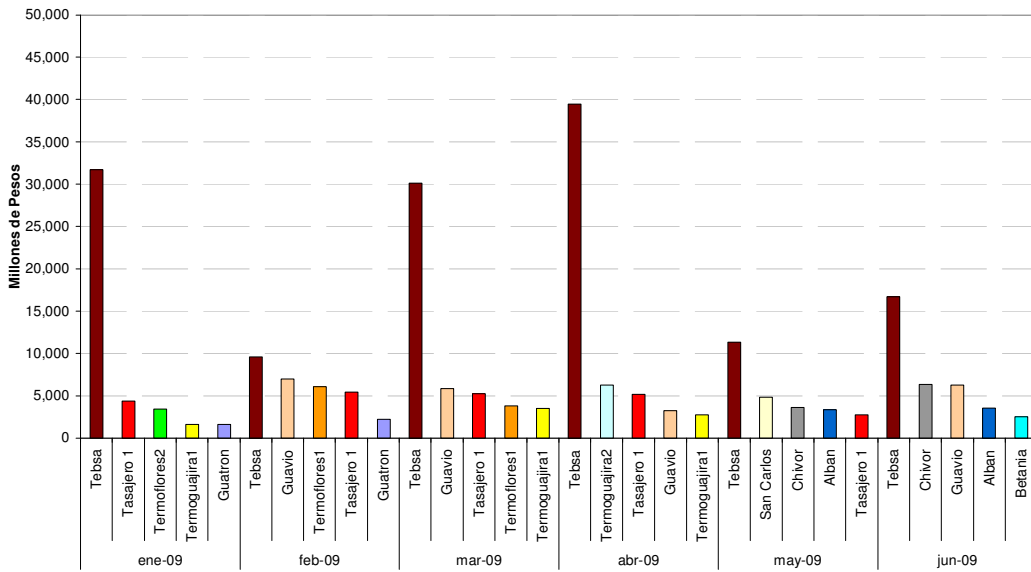


Gráfico No 24-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

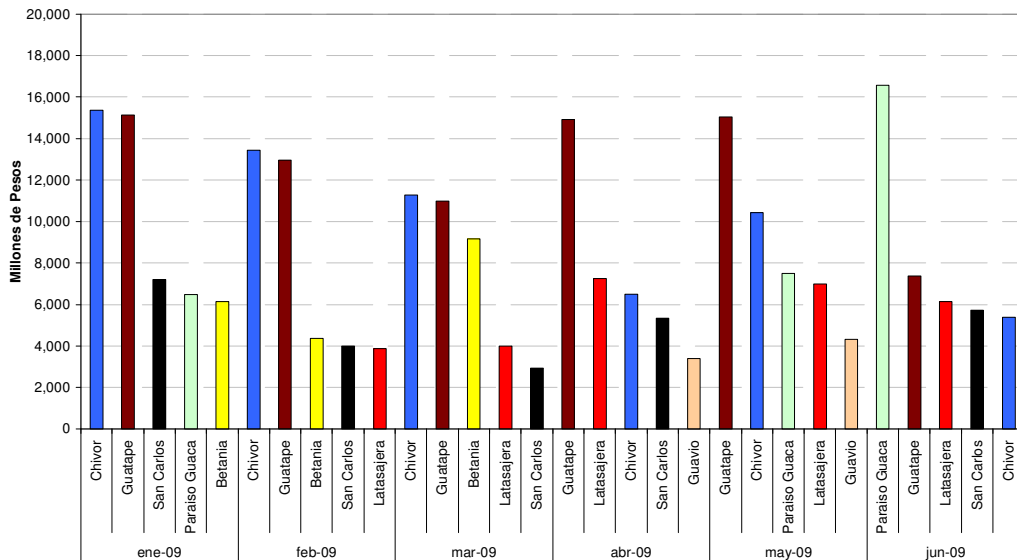


Gráfico No 24-b

En cuanto a las reconciliaciones negativas por planta, Paraíso-La Guaca obtuvo los mayores ingresos que sobrepasaron los 16.000 millones de pesos, reemplazando el liderazgo que venían ejerciendo Guatapé y Chivor.

5.5 Mercado de Contratos

5.5.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 25 presenta a nivel mensual la evolución de la composición de bolsa vs contratos y el total (bolsa más contratos), como porcentaje de la demanda para el sistema total, para un periodo de tres años.

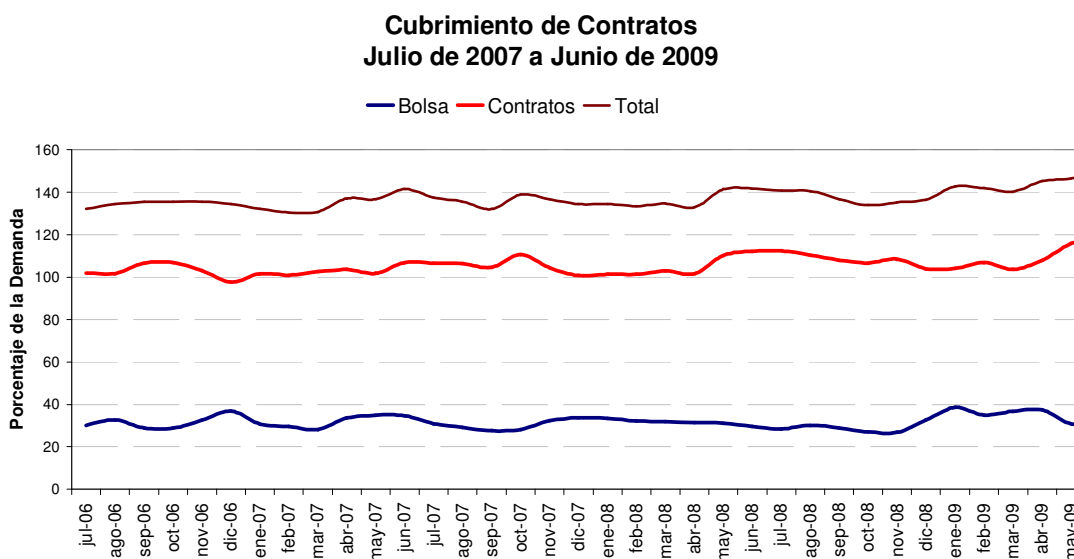


Gráfico No 25

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

5.5.2 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 26 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.

**Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa
Julio 2006 a Junio de 2009**

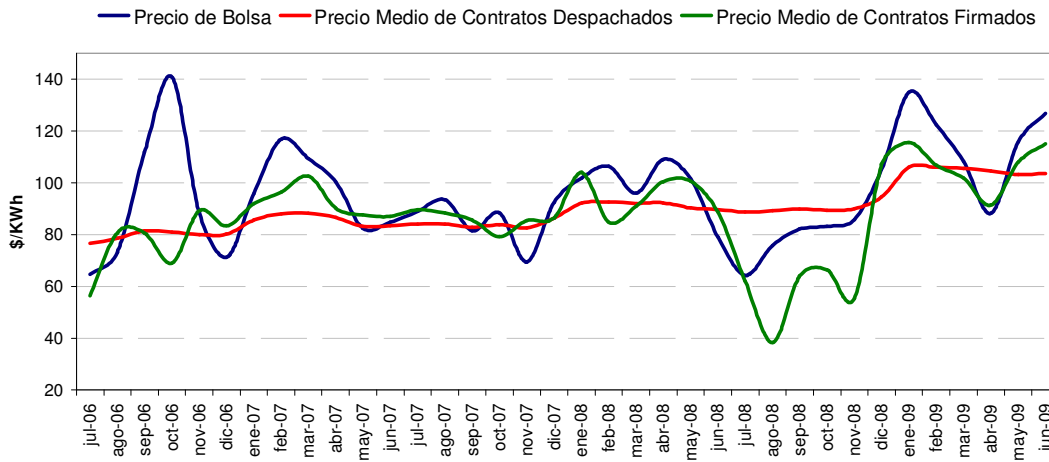


Gráfico No 26

En este gráfico es interesante observar la tendencia al aumento de precios en los contratos firmados en el mes de junio, siguiendo el mismo comportamiento del precio de bolsa.

5.5.3 Contratos Vigentes por Agente

El gráfico No 27 muestra para los principales agentes del sistema, el número de contratos vigentes mensuales, para los últimos 12 meses.

**Número de Contratos Vigentes por Agente
Julio de 2008 a Junio de 2009**

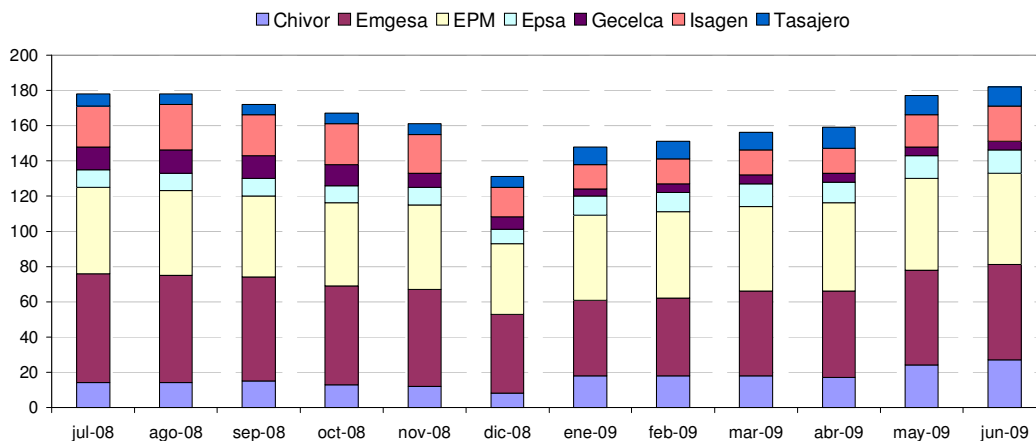


Gráfico No 27

En junio de 2009, el número de contratos vigentes para suministro de energía continuó incrementándose.

5.5.4 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 28 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, vs el precio de Bolsa, para los últimos 3 años.

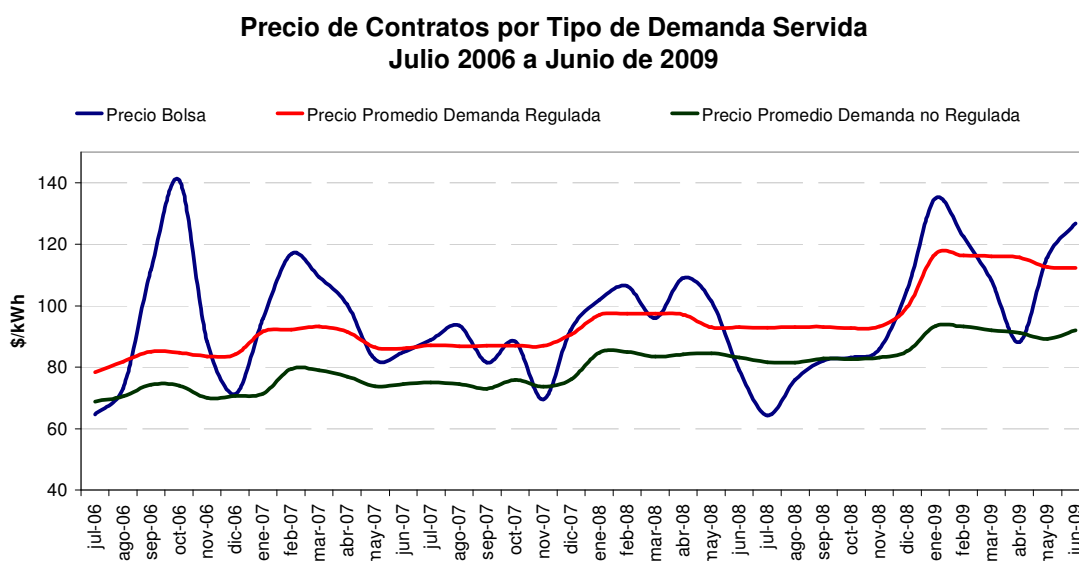


Gráfico No 28

Se mantiene la diferencia de precios de los contratos para la demanda regulada y no regulada que se amplió desde el mes de enero de 2009.

5.5.5 Duración de Contratos Vigentes

El gráfico No 29 presenta a nivel mensual, el valor promedio de la duración de todos los contratos vigentes para el último año, así como la desviación estándar que ilustra la dispersión de esta variable. A partir de mayo, la duración promedio de los contratos vigentes es de 28 meses.

Duración de Contratos Vigentes Julio 2008 a Junio de 2009

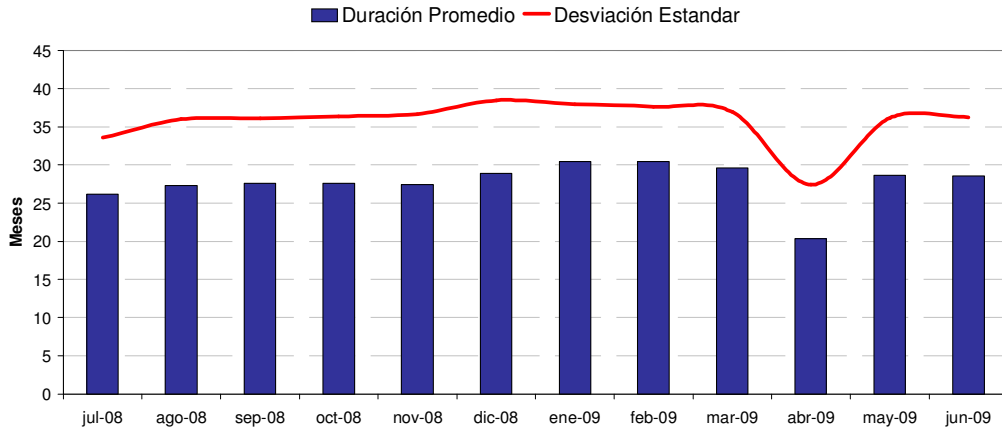


Gráfico No 29

5.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

5.6.1 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.

Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC Julio de 2008 a Junio de 2009

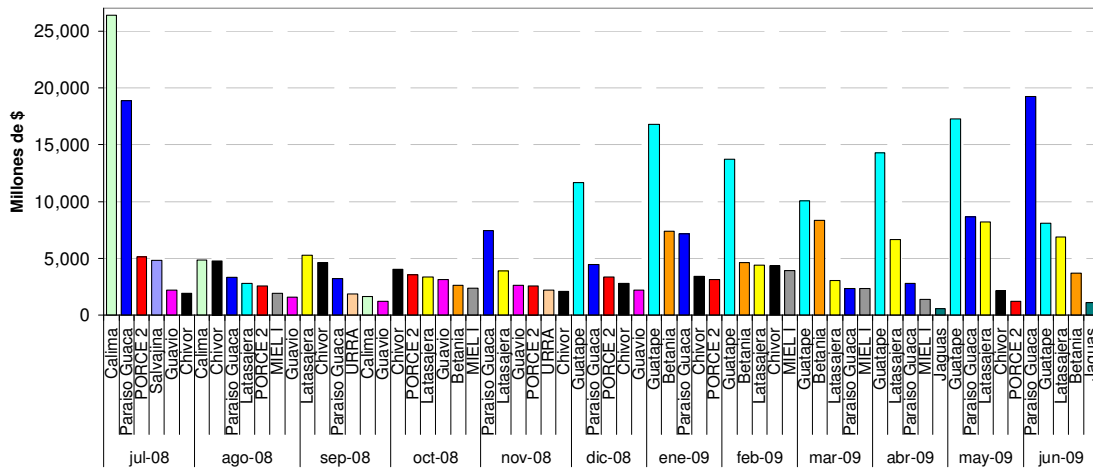


Gráfico No 30

Se observa como el liderazgo en el suministro del servicio de AGC fue tomado en junio por Paraíso – La Guaca, sustituyendo la planta de Guatapé quien lo ejercía en los 6 meses anteriores.

5.6.2 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 31 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

**Valor del AGC Mensual
Julio de 2006 a Junio de 2009**

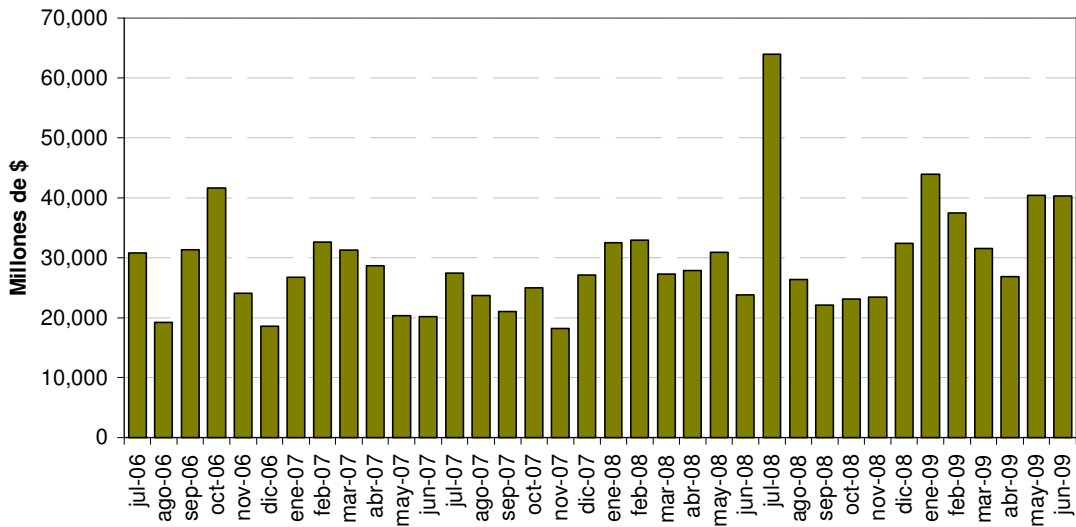


Gráfico No 31