

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

## **COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Informe No 71 – 2012**

### **DESEMPEÑO FINANCIERO DE LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES EN EL PERIODO 2010-2011**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Julio 23 de 2012**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>DESEMPEÑO FINANCIERO DE LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES EN EL PERÍODO 2010 – 2011.....</b>	<b>2</b>
2.1	INTRODUCCIÓN .....	2
2.2	CHIVOR.....	2
2.3	EMGESA.....	4
2.4	EPM.....	6
2.5	EPSA .....	8
2.6	GECELCA .....	10
2.7	ISAGEN .....	12
2.8	CELSIA.....	13
2.9	INDICADORES TRANSVERSALES.....	15
2.10	ANEXO DE TABLAS .....	16
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....</b>	<b>18</b>
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA .....	18
3.1.1	<i>Generación del Sistema .....</i>	<i>18</i>
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	<i>19</i>
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía.....</i>	<i>19</i>
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados .....</i>	<i>20</i>
3.1.5	<i>Vertimientos.....</i>	<i>21</i>
3.1.6	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>21</i>
3.1.7	<i>Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado.....</i>	<i>22</i>
3.1.8	<i>Nivel de los Embalses .....</i>	<i>23</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA .....	23
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>23</i>
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>24</i>
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos.....</i>	<i>25</i>
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	<i>25</i>
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>26</i>
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>27</i>
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	<i>28</i>
3.2.8	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo .....</i>	<i>28</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS .....	29
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio .....</i>	<i>29</i>
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio.....</i>	<i>30</i>
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>31</i>
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica.....</i>	<i>31</i>
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa .....</i>	<i>32</i>
3.3.6	<i>Índice de Lerner Mensual .....</i>	<i>33</i>
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro.....</i>	<i>35</i>
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES .....	35
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>35</i>
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas.....</i>	<i>36</i>
3.4.3	<i>Reconciliaciones Positivas sin AGC por Planta.....</i>	<i>37</i>
3.4.4	<i>Reconciliaciones Positivas como Porcentaje de la Demanda.....</i>	<i>37</i>
3.4.5	<i>Reconciliaciones Negativas como Porcentaje de la Demanda.....</i>	<i>38</i>
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES .....	39
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito.....</i>	<i>39</i>
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito.....</i>	<i>40</i>

3.5.3	<i>Costo Mensual de Restricciones</i> .....	40
3.5.4	<i>Costo de Restricciones por Causa</i> .....	41
3.5.5	<i>Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda</i> .....	42
3.6	MERCADO DE CONTRATOS.....	43
3.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos</i> .....	43
3.6.2	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i> .....	44
3.6.3	<i>Porcentaje de Demanda Futura Contratada</i> .....	44
3.7	INDICADORES OPERATIVOS.....	45
3.7.1	<i>Mantenimientos de Generación por Agente</i> .....	45
3.7.2	<i>Consignaciones de Transmisión por Agente</i> .....	46

## Resumen Ejecutivo

En este informe el CSMEM analiza el desempeño financiero de los principales generadores durante el 2011. La muestra incluye 7 agentes que explican 90% de la generación en el período y 82% de la capacidad. El 2011 estuvo afectado por el fenómeno de la Niña y los altos niveles de aportes hídricos determinaron el patrón de despachos y el precio de bolsa. En efecto, en este año los recursos hidráulicos se despacharon durante 59% del tiempo, 9 puntos porcentuales por encima de lo observado en el 2010. En contraste, los despachos térmicos se redujeron de 32% en el 2010 a 14% en el 2011. Como consecuencia de las altas hidrologías, el precio de bolsa se mantuvo en niveles históricamente bajos.

En este contexto, si bien varias empresas vieron reducir sus ingresos, también se contrajeron los gastos en combustibles y en compra de energía a terceros. Como resultado, las empresas de la muestra obtuvieron utilidades cercanas a \$ 3,3 billones lo que arroja una rentabilidad promedio sobre patrimonio de 16% en términos reales. Estos resultados muestran que el sector de la generación puede mantener un buen desempeño financiero bajo distintos escenarios de hidrología. Por otra parte, la rentabilidad encontrada es alta con respecto a los promedios en otras actividades de la economía, pero no se sitúa en niveles altos donde se ejerce poder de mercado.

En el análisis se encontró que todas las empresas de generación incluidas en la muestra presentan índices de endeudamiento bajo, de donde se infiere que son robustas desde el punto de vista financiero y no representan un riesgo de default de sus compromisos ante el mercado mayorista. En varias empresas existe un espacio amplio para mejorar la gestión de la cartera.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de junio. El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual fue 3.5%, presentando un comportamiento más acorde con la evolución del PIB, del que se venía separando en los primeros meses del año. La generación creció 3.8% con respecto al mismo mes del año anterior; también se observó un aumento en la participación de la generación térmica, que había estado deprimida por la incidencia de la Niña. La disponibilidad del parque de generación se ha mantenido en niveles relativamente elevados, con lo cual el margen de reserva permite cierta holgura en el MEM, a pesar del incremento en la demanda.

Los aportes hídricos se ubicaron en los promedios históricos y al final de junio el nivel agregado de los embalses correspondió al 85.0% de la capacidad útil; no obstante, a mediados de junio la reducción de aportes hídricos parece haber presionado al alza los precios en el spot que promediaron los \$87,70/kWh.

El alza de precios de bolsa en junio elevó los registros por encima del promedio histórico para el mes y llegó a superar los promedios de años con veranos intensos como 2009; sin embargo, este aumento no se explica completamente por las reducciones en el nivel del embalse agregado. La distribución de precios fue bastante atípica en el marco del comportamiento histórico de la bolsa; en efecto, no se destaca un segmento que capture un mayor porcentaje de precios, éstos se distribuyeron en forma casi uniforme.

El precio regulado del gas natural se reajusta en agosto y por lo tanto en junio no se presentaron variaciones que hubiesen podido incidir en la formación de precios del sector eléctrico. El mercado del gas se ha venido relajando, a raíz de las compras a precios menores, bajo el proceso de contratación de suministro de la Resolución 118 de 2011.

EPM continúa registrando los mayores niveles de coincidencias entre el nivel de sus ofertas y los precios que despejan el mercado en la bolsa; de otra parte, tres agentes fijaron el precio para el 76% de las horas del mes y cuatro lo marcaron el 88%. Las plantas con niveles de embalse relativamente bajos ofertaron siguiendo el comportamiento de los precios de mercado, otras plantas con niveles elevados de embalse ofertaron a precios bajos buscando energizar sus recursos y evitar vertimientos. Los precios de oferta de las plantas térmicas siguen siendo elevados y varias ofertaron fuera de los rangos de precio de participación en el despacho.

Los índices de Lerner siguen en niveles normales que no permiten prever excesos de poder de mercado para ningún agente, en ninguno de los períodos del día. Esta conclusión se valida con el índice residual de suministro.

Las reconciliaciones positivas aumentaron desde mediados de junio y alcanzaron magnitudes correspondientes al 18% de la demanda del SIN, como consecuencia de la indisponibilidad del circuito Primavera – Cerromatoso.

Dos aspectos llaman la atención del CSMEM, a) la ocurrencia de las restricciones de seguridad asociadas al cumplimiento del criterio de confiabilidad VERPC (valor esperado de racionamiento de potencia a corto plazo) y b) el cambio del patrón de

comportamiento de la generación inflexible, que en junio presentó variaciones extremas y frecuentes.

# 1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Desempeño financiero de los principales agentes generadores en el periodo 2010-2011, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de junio del 2012.

## **a) Desempeño Financiero de los Principales Agentes Generadores en el Periodo 2010-2011**

Analiza el desempeño financiero de los principales generadores durante el 2011, con el objeto de determinar si los resultados corresponden a los de un mercado suficientemente competido. El 2011 estuvo afectado por el fenómeno de la Niña y los altos niveles de aportes hídricos determinaron el patrón de despachos y el precio de bolsa. Bajo condiciones climáticas extremas como las registradas el año pasado, es importante constatar si el mercado mayorista es sostenible financieramente y la solidez financiera de los agentes que comprometen energía en el largo plazo.

El análisis se lleva a cabo a partir del SUI sistema único de cuentas que administra la SSPD, e incluye además información de activos y generación eléctrica, así como algunos datos de los estados financieros de las empresas extraídos de sus publicaciones en Internet.

## **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 2012, un comportamiento que merece destacarse.

## 2 Desempeño Financiero de los Principales Agentes Generadores en el Período 2010 – 2011

### 2.1 Introducción

Anualmente el CSMEM analiza la información financiera de los principales agentes generadores con el objeto de determinar si los resultados del año anterior corresponden a los de un mercado suficientemente competido. El 2011 fue un año caracterizado por hidrologías elevadas que mantuvieron deprimido el precio de bolsa. Es también importante constatar si el mercado mayorista es sostenible financieramente bajo condiciones climáticas extremas como las registradas el año pasado. Finalmente, para la SSPD es importante constatar la solidez financiera de los agentes que comprometen energía en el largo plazo. Un eventual default de estas firmas perjudica al mercado mayorista en su conjunto.

El análisis se lleva a cabo a partir del SUI sistema único de cuentas que administra la SSPD y de la información financiera enviada por las empresas. Este sistema de cuentas contiene desagregaciones relevantes para el análisis económico que no se encuentran normalmente procesadas en la contabilidad de las empresas. Por otra parte, puesto que todas las empresas siguen los mismos criterios para preparar los formatos, la base permite la comparación transversal de las mismas cuentas entre empresas. El análisis incluye, además, información de activos y generación eléctrica suministrada por XM y algunos datos de los estados financieros de las empresas extraídos de sus publicaciones en Internet.

### 2.2 Chivor

**Tabla No 1. Ingresos operacionales de Chivor (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
Ingresos	806.717	721.527
Generación	771.836	672.784
Comercialización	0	0
Otros servicios	469	637
Otros ingresos	34.415	48.107

Fuente: SUI

Como consecuencia de los menores precios en bolsa, los ingresos de Chivor en 2011 cayeron un 11% en términos reales con relación al año inmediatamente anterior. Esta empresa redujo su exposición en bolsa desde un 49% en 2010 al 41% en 2011. No

obstante, por tratarse de un agente sin recursos térmicos, el nivel de contratación de largo plazo se mantiene relativamente bajo para reducir el riesgo de exposición.

Los gastos crecieron 9% en términos reales concentrados en el área administrativa y en el pago del impuesto a la renta. En contraste, se observa una reducción importante en los costos de producción debido, en gran parte, a menores pagos por compras en bolsa de energía que se redujeron en una tercera parte, presumiblemente, por los menores precios del spot y porque en un escenario de aportes hídricos elevados, los volúmenes comprados pudieron ser inferiores. El pago por la contribución ambiental presentó un crecimiento de 32% entre estos dos años. El efecto combinado de menores ingresos y gastos se tradujo en un aumento en las utilidades netas del ejercicio, que se ubicaron en 249.869 millones, un 8% por encima de las reportadas en 2010.

**Tabla No 2. Gastos de Chivor (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Gastos</b>	<b>203,213</b>	<b>220,530</b>
Administración	18,813	22,463
Provisión de agotamiento	127,056	130,917
Impuesto de renta	108,975	118,617
Otros gastos (intereses y otros)	57,344	67,150
<b>Costos de producción</b>	<b>372,995</b>	<b>251,129</b>
Gastos en personal y otros generales	12,639	13,257
Depreciación	29,747	28,650
Costo de bienes	294,419	166,204
Compras de energía en bloque	0	0
Compras de energía en bolsa	285,897	147,775
Costo de conexión (restricciones)	2,548	2,600
Uso de redes	0	0
Otros (manejo comercial)	5,975	15,829
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aporte)	21,235	28,046
Insumos	0	0
Químicos	0	0
Gas	0	0
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	0	0
Impuestos	1,374	481
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	13,582	14,492
<b>Utilidad del período</b>	<b>230,510</b>	<b>249,869</b>

Fuente: SUI

El activo de Chivor creció un 13% en el último año, en su mayoría, por acumulación de inversiones. En contraste, los pasivos con terceros se redujeron por la cancelación de

obligaciones financieras registradas a diciembre de 2010. Como resultado de estos cambios en el balance, el patrimonio de la empresa aumentó un 22% el año anterior.

**Tabla No 3. Balance financiero de Chivor (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Activos</b>	<b>1,645,500</b>	<b>1,865,278</b>
Caja y bancos	3,169	66,665
Otros activos líquidos	0	0
Inversiones	36,629	210,946
Deudores	70,563	85,889
Inventarios	1,950	2,251
Planta y equipo	1,178,346	1,115,627
Otros activos	354,844	383,899
<b>Pasivos</b>	<b>591,277</b>	<b>577,128</b>
Obligaciones financieras	24,550	0
Cuentas por pagar	7,941	14,409
Obligación laboral	4,683	3,552
Bonos y títulos	337,054	329,934
Pasivos estimados	81,076	78,362
Otros pasivos	135,974	150,870
<b>Patrimonio</b>	<b>1,054,223</b>	<b>1,288,150</b>
Capital suscrito y pagado	242,446	233,737
Reservas	369,103	371,035
Resultados del ejercicio	230,510	249,869
Otras valorizaciones	212,165	433,510

Fuente: SUI

Chivor es una empresa financieramente sólida, con índices de endeudamiento bajos, rentabilidad sobre el patrimonio de 19% y 34 días de rotación de cartera.

## 2.3 Emgesa

**Tabla No 4. Ingresos operacionales de Emgesa (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Ingresos</b>	<b>1.982.646</b>	<b>1.926.302</b>
Generación	1.421.964	1.311.563
Comercialización	532.340	582.866
Otros servicios	3.012	4.729
Otros ingresos	25.570	27.144

Fuente: SUI

En Emgesa también se registró una reducción en los ingresos pero de menor intensidad que en Chivor (3%). De los estados financieros publicados por la empresa se desprende que 84% de las ventas de energía se transaron mediante contratos bilaterales al sector regulado (ventas en bloque) y a clientes no regulados. De esta forma, Emgesa solo expuso a la bolsa 15.2% de la energía transada.

Los gastos se expandieron al 7%, con un crecimiento importante de los de administración y los costos de operación se redujeron 17%, nuevamente por el menor

valor de las compras de energía en bolsa. En el caso de Emgesa se observa además, una reducción sustancial en las compras de gas natural y carbón para alimentar sus plantas térmicas. Esta disminución guarda relación directa con los menores despachos térmicos asociados a la hidrología abundante que caracterizó el 2011. Las utilidades de la empresa crecieron un 13% en términos reales para situarse en 667.755 millones.

**Tabla No 5. Gastos de Emgesa (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Gastos</b>	<b>461,707</b>	<b>493,097</b>
Administración	20,034	24,963
Provisión de agotamiento	289,107	307,759
Impuesto de renta	285,022	301,295
Otros gastos (intereses y otros)	152,566	160,374
<b>Costos de producción</b>	<b>927,579</b>	<b>765,450</b>
Gastos en personal y otros generales	47,102	42,585
Depreciación	141,253	144,486
Costo de bienes	497,015	360,128
Compras de energía en bloque	34,740	58,419
Compras de energía en bolsa	243,755	52,132
Costo de conexión (restricciones)	23,587	36,011
Uso de redes	181,261	200,219
Otros (manejo comercial)	13,672	13,347
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	55,144	58,110
Insumos	118,997	99,593
Químicos	466	-622
Gas	45,040	23,108
Carbón	44,018	16,343
Fuel Oil	29,473	60,764
Otros insumos	126	0
Impuestos	10,252	9,022
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	57,816	51,525
<b>Utilidad del período</b>	<b>593,361</b>	<b>667,755</b>

Fuente: SUI

El año pasado la variación en la estructura del balance de Emgesa fue marginal, con una reducción de 2% en el activo, un crecimiento de 3% en los pasivos y en consecuencia, una caída de 5% en la situación patrimonial. Por el lado activo se destaca un aumento en deudores; en el pasivo un crecimiento en obligaciones por bonos.

Emgesa también se puede caracterizar como una empresa sólida, con niveles bajos de endeudamiento, una rentabilidad del patrimonio de 12%. La rotación de cartera se ubica en 57 días, casi el doble del índice reportado por Chivor.

**Tabla No 6. Balance financiero de Emgesa (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Activos</b>	<b>8,070,771</b>	<b>8,265,856</b>
Caja y bancos	316,475	501,203
Otros activos líquidos	0	0
Inversiones	10,495	18,975
Deudores	345,928	422,303
Inventarios	42,250	61,243
Planta y equipo	5,092,661	5,037,780
Otros activos	2,262,962	2,224,352
<b>Pasivos</b>	<b>2,746,859</b>	<b>2,822,794</b>
Obligaciones financieras	478,517	324,499
Cuentas por pagar	552,249	367,469
Obligación laboral	9,750	9,604
Bonos y títulos	1,478,536	1,922,986
Pasivos estimados	220,553	194,086
Otros pasivos	7,255	4,150
<b>Patrimonio</b>	<b>5,756,089</b>	<b>5,443,061</b>
Capital suscrito y pagado	679,635	655,222
Reservas	340,002	327,789
Resultados del ejercicio	593,288	667,755
Otras valorizaciones	4,143,164	3,792,295

Fuente: SUI

## 2.4 EPM

De acuerdo con la base de datos de la SSPD, EPM logró aumentar sus ingresos por ventas de energía en un 6% en términos reales. No fue posible identificar en los estados financieros publicados por la empresa una desagregación de los ingresos por generación. Presumiblemente, una parte de los ingresos por comercialización involucran los que están asociados con actividades realizadas por eslabones del *downstream* del negocio eléctrico de la empresa dado su carácter integrado.

**Tabla No 7. Ingresos operacionales de EPM (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Ingresos</b>	<b>4.286.681</b>	<b>4.552.392</b>
Generación	1.011.248	1.247.898
Comercialización	2.357.045	2.449.425
Otros servicios	47.681	57.353
Otros ingresos	569.871	495.380

Fuente: SUI

Los gastos administrativos se incrementaron 5% y los de operación en solo 1%. Se observa una recomposición importante en las compras de energía, con una reducción de las realizadas en bloque y un aumento de las transadas en bolsa. La empresa contribuyó con 72.754 millones a los fondos ambientales de la Ley 99 de 1993. Se observa, además, que las compras de gas para el parque térmico representaron una La

observa además, que las compras de gas para el parque térmico representaron una sexta parte de las de 2010, por los contrastes hidrológicos entre el fenómeno del Niño (2010) y el de la Niña (2011). Las utilidades de EPM se incrementaron 15% en términos reales para situarse en 1.3 billones, que pueden contener algunos aportes de otros eslabones del negocio eléctrico.

**Tabla No 8. Gastos de EPM (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Gastos</b>	<b>1,184,878</b>	<b>1,249,008</b>
Administración	463,687	370,234
Provisión de agotamiento	422,157	536,448
Impuesto de renta	313,754	425,694
Otros gastos (intereses y otros)	299,034	342,326
<b>Costos de producción</b>	<b>1,875,680</b>	<b>1,902,436</b>
Gastos en personal y otros generales	179,885	194,239
Depreciación	164,057	198,388
Costo de bienes	1,134,544	1,138,215
Compras de energía en bloque	414,454	304,320
Compras de energía en bolsa	322,052	436,996
Costo de conexión (restricciones)	2,395	2,846
Uso de redes	382,141	381,392
Otros (manejo comercial)	13,502	12,661
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	65,962	72,754
Insumos	79,573	12,926
Químicos	0	0
Gas	79,573	12,926
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	0	0
Impuestos	10,996	4,571
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	240,662	281,343
<b>Utilidad del período</b>	<b>1,199,623</b>	<b>1,374,309</b>

Fuente: SUI

En 2011 la estructura del balance de EPM se expandió en forma homogénea en 5% en el activo, 6% en el pasivo con terceros y 5% en el patrimonio. Por el lado activo se observa un esfuerzo importante en reducción de cartera y en consecuencia, un aumento del activo corriente en bancos. En el pasivo se observa una reclasificación de otros pasivos a obligaciones financieras.

La empresa generó una rentabilidad sobre el patrimonio de 8%. Como los otros agentes analizados, EPM se caracteriza por su solvencia con niveles bajos de endeudamiento. La empresa rota su cartera cada 2 meses.

**Tabla No 9. Balance financiero de EPM (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Activos</b>	<b>22,162,347</b>	<b>23,292,606</b>
Caja y bancos	249,922	289,133
Otros activos líquidos	772	1,145
Inversiones	4,711,505	5,946,331
Deudores	1,736,848	1,411,727
Inventarios	51,350	68,725
Planta y equipo	6,830,170	6,697,181
Otros activos	8,581,780	8,878,365
<b>Pasivos</b>	<b>6,448,218</b>	<b>6,857,316</b>
Obligaciones financieras	0	4,416,541
Cuentas por pagar	1,134,291	918,025
Obligación laboral	69,828	75,885
Bonos y títulos	0	0
Pasivos estimados	712,942	963,036
Otros pasivos	4,531,157	483,829
<b>Patrimonio</b>	<b>15,714,129</b>	<b>16,435,290</b>
Capital suscrito y pagado	53	51
Reservas	2,019,639	2,233,618
Resultados del ejercicio	1,199,623	1,374,309
Otras valorizaciones	12,494,814	12,827,312

Fuente: SUI

## 2.5 EPSA

Los ingresos de generación de EPSA también se vieron afectados por las condiciones del mercado y presentaron una reducción del 10% en términos reales. En los estados financiero de la empresa parece inferirse que dentro de las ventas de generación, 43.7% corresponde a bolsa, 30.3% contratos bilaterales y 26% a comercialización a usuarios no regulados. Se reporta otro rubro de comercialización que podría estar asociado al negocio de distribución de la empresa.

**Tabla No 10. Ingresos operacionales de EPSA (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Ingresos</b>	<b>673.710</b>	<b>608.145</b>
Generación	303.367	242.872
Comercialización	243.942	228.371
Otros servicios	19.432	6.641
Otros ingresos	28.856	34.903

Fuente: SUI

La empresa contrajo sus gastos 6% y los costos de producción 4%. En este período se incrementaron considerablemente sus compras de energía tanto en bloque como en bolsa y se redujeron otros gastos no discriminados. Las utilidades de la empresa fueron de 137.620 millones, una cuarta parte menos que las reportadas en 2010.

**Tabla No 11. Gastos de EPSA (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Gastos</b>	<b>161,248</b>	<b>152,329</b>
Administración	34,159	43,346
Provisión de agotamiento	95,259	62,745
Impuesto de renta	85,953	57,335
Otros gastos (intereses y otros)	31,830	46,238
<b>Costos de producción</b>	<b>331,453</b>	<b>316,810</b>
Gastos en personal y otros generales	20,318	24,690
Depreciación	25,708	24,949
Costo de bienes	177,447	187,226
Compras de energía en bloque	2,868	38,098
Compras de energía en bolsa	64,540	99,186
Costo de conexión (restricciones)	1,811	1,656
Uso de redes	36,551	35,800
Otros (manejo comercial)	71,677	12,486
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	9,114	12,842
Insumos	43,644	991
Químicos	0	0
Gas	0	0
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	43,644	991
Impuestos	4,423	4,653
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	50,799	61,459
Utilidad del período	181,008	137,620

Fuente: SUI

**Tabla No 12. Balance financiero de EPSA (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Activos</b>	<b>3,584,820</b>	<b>4,190,455</b>
Caja y bancos	15,251	35,261
Otros activos líquidos	0	0
Inversiones	459,524	367,864
Deudores	263,784	301,076
Inventarios	16,010	11,231
Planta y equipo	2,024,390	2,064,668
Otros activos	805,860	1,410,355
<b>Pasivos</b>	<b>1,371,095</b>	<b>1,368,934</b>
Obligaciones financieras	116,834	125,665
Cuentas por pagar	206,104	360,716
Obligación laboral	2,441	2,163
Bonos y títulos	630,995	609,872
Pasivos estimados	363,950	218,494
Otros pasivos	50,770	52,024
<b>Patrimonio</b>	<b>2,213,725</b>	<b>2,821,521</b>
Capital suscrito y pagado	1,170,199	1,128,166
Reservas	339,374	373,497
Resultados del ejercicio	181,008	137,620
Otras valorizaciones	523,144	1,182,239

Fuente: SUI

En 2011 el activo de la empresa aumentó 17%, el pasivo se mantuvo constante y como resultado, la empresa experimentó una variación patrimonial positiva de 27% en términos reales. El cambio se concentra en un aumento de cerca de 600.000 millones en el rubro otros activos.

Aún con la caída en las utilidades, EPSA obtuvo una rentabilidad de 5% sobre el patrimonio. Los niveles de deuda de EPSA son bajos y la empresa es solvente de acuerdo con sus indicadores financieros.

## 2.6 Gecelca

En 2011, los ingresos operativos de Gecelca ascendieron a 1.3 billones, 23% por encima de los de 2010 a pesar de la abundancia de lluvias y su carácter principalmente térmico. En los reportes a la SSPD no discriminan la energía vendida en bolsa pero, si se asume que el componente clasificado como comercialización corresponde a ventas en contratos, se tendría una exposición a bolsa de 83%. Esta estructura de ventas sería consistente con el patrón histórico según el cual Gecelca y en general los agentes basados en recursos térmicos, son aversos a exponerse a contratos de largo plazo.

**Tabla No 13. Ingresos operacionales de Gecelca (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
Ingresos	1.095.935	1.348.516
Generación	859.830	1.050.217
Comercialización	190.684	229.917
Otros servicios	0	0
Otros ingresos	32.739	37.015

Fuente: SUI

Los gastos crecieron 52% en 2011, principalmente por el pago de impuestos. De hecho los gastos administrativos se redujeron en el período. Los costos de producción se mantuvieron en los niveles observados el año anterior con un cambio importante en la estructura. Se observa un aumento en las compras de energía en bloque y una reducción de las compras en bolsa. Por el lado de los insumos, aumenta el valor de las compras de gas y se reduce el del carbón. Paradójicamente, aunque 2011 fue un año con un nivel muy elevado de lluvias y precios bajos en el spot, Gecelca aumentó sus utilidades de 50.000 millones en 2010 a 234.000 millones en 2011. Es probable que los resultados estén relacionados con el papel que cumple la empresa en las generaciones de seguridad.

Los activos de la empresa se incrementaron 34% durante el ejercicio, con énfasis en cuentas del activo corriente: inversiones y deudores. Este comportamiento es consistente con el aumento en utilidades. Los activos fijos en contraste, se desvalorizaron. También se observa un aumento en los pasivos. Como resultado de

estos movimientos del balance, el patrimonio de Gecelca se incrementó 29% en términos reales.

**Tabla No 14. Gastos de Gecelca (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Gastos</b>	<b>122.541</b>	<b>186.664</b>
Administración	65.792	54.108
Provisión de agotamiento	34.870	120.977
Impuesto de renta	26.134	119.728
Otros gastos (intereses y otros)	21.878	11.579
<b>Costos de producción</b>	<b>922.762</b>	<b>927.170</b>
Gastos en personal y otros generales	18.180	16.981
Depreciación	56.409	54.281
Costo de bienes	250.514	245.383
Compras de energía en bloque	115.636	170.161
Compras de energía en bolsa	85.241	32.376
Costo de conexión (restricciones)	4.303	4.534
Uso de redes	1.421	1.506
Otros (manejo comercial)	43.913	36.806
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	2.879	2.433
Insumos	565.422	583.982
Químicos	382	365
Gas	431.816	505.792
Carbón	52.532	25.094
Fuel Oil	23.458	3.606
Otros insumos	57.234	49.124
Impuestos	7.344	5.807
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	22.014	18.303
<b>Utilidad del período</b>	<b>50.631</b>	<b>234.683</b>

Fuente: SUI

**Tabla No 15. Balance financiero de Gecelca (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Activos</b>	<b>1,169,018</b>	<b>1,562,641</b>
Caja y bancos	237,618	176,793
Otros activos líquidos	0	115
Inversiones	111,874	239,301
Deudores	356,078	662,742
Inventarios	24,660	45,809
Planta y equipo	294,717	234,297
Otros activos	144,071	203,583
<b>Pasivos</b>	<b>324,113</b>	<b>476,877</b>
Obligaciones financieras	84,435	61,164
Cuentas por pagar	30,930	85,599
Obligación laboral	1,589	1,702
Bonos y títulos	0	0
Pasivos estimados	199,597	279,377
Otros pasivos	7,563	49,036
<b>Patrimonio</b>	<b>844,905</b>	<b>1,085,764</b>
Capital suscrito y pagado	668,123	644,124
Reservas	4,451	36,864
Resultados del ejercicio	50,631	234,683
Otras valorizaciones	121,700	170,093

Fuente: SUI

En general, los indicadores financieros de Gecelca son favorables. No obstante, se detectan problemas serios en la recuperación de cartera con períodos extremadamente bajos de rotación. La rentabilidad sobre el patrimonio en 2011 ascendió a 22%. Esta tasa es elevada y significa un cambio importante con respecto a los bajos desempeños observados en períodos anteriores.

## 2.7 Isagen

El año pasado ISAGEN logró aumentar sus ventas de energía 7%. De acuerdo con los estados financieros la exposición a bolsa fue de apenas 10%. Quizás, el mayor porcentaje de ventas en contratos ayudó a la empresa a sostener el nivel de ingresos en un entorno de precios bajos en el spot.

**Tabla No 16. Ingresos operacionales de ISAGEN (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Ingresos</b>	<b>1.585.733</b>	<b>1.702.560</b>
Generación	829.584	813.993
Comercialización	641.791	778.705
Otros servicios	5.491	8.051
Otros ingresos	108.867	100.903

Fuente: SUI

**Tabla No 17. Gastos de ISAGEN (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Gastos</b>	<b>374,335</b>	<b>302,637</b>
Administración	84,972	80,949
Provisión de agotamiento	152,917	125,120
Impuesto de renta	138,281	114,687
Otros gastos (intereses y otros)	136,447	96,568
<b>Costos de producción</b>	<b>786,490</b>	<b>922,571</b>
Gastos en personal y otros generales	86,524	101,928
Depreciación	103,225	99,439
Costo de bienes	431,484	496,148
Compras de energía en bloque	135	2,036
Compras de energía en bolsa	237,474	278,189
Costo de conexión (restricciones)	10,115	13,690
Uso de redes	175,821	195,216
Otros (manejo comercial)	7,938	7,017
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	47,731	53,271
Insumos	56,549	99,884
Químicos	44	0
Gas	55,732	99,884
Carbón	0	0
Fuel Oil	774	0
Otros insumos	0	0
Impuestos	1,359	1,347
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	59,618	70,554
<b>Utilidad del período</b>	<b>424,907</b>	<b>477,352</b>

Fuente: SUI

Los gastos de la empresa, tanto administrativos como en obligaciones fiscales, se redujeron el año pasado. Los costos de producción no obstante, crecieron 17% en términos reales, con mayores compras de energía en bolsa, mayores pagos por contribución ambiental y casi el doble del costo en compras de gas. ISAGEN obtuvo utilidades por 477.352 millones, 12% superiores a las registradas en 2010.

Durante 2011 no se produjeron cambios destacables en la estructura del balance de la empresa. El activo creció 3%, el pasivo 4% y el patrimonio 2%, en términos reales. Se observa un crecimiento del activo fijo que puede estar relacionado con las inversiones que ha venido adelantando la empresa en Hidrosogamoso.

**Tabla No 18. Balance financiero de ISAGEN (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Activos</b>	<b>5,691,107</b>	<b>5,852,905</b>
Caja y bancos	541,342	550,817
Otros activos líquidos	0	10,286
Inversiones	526,578	8,076
Deudores	575,762	642,091
Inventarios	24,236	45,320
Planta y equipo	3,290,185	3,861,689
Otros activos	733,004	734,626
<b>Pasivos</b>	<b>2,393,636</b>	<b>2,491,643</b>
Obligaciones financieras	1,589,038	1,546,274
Cuentas por pagar	315,649	432,231
Obligación laboral	8,121	10,697
Bonos y títulos	0	0
Pasivos estimados	103,972	71,395
Otros pasivos	376,855	431,046
<b>Patrimonio</b>	<b>3,297,472</b>	<b>3,361,262</b>
Capital suscrito y pagado	70,652	67,804
Reservas	832,551	1,043,968
Resultados del ejercicio	424,907	477,352
Otras valorizaciones	1,969,361	1,772,139

Fuente: SUI

La rentabilidad de ISAGEN en la vigencia 2011 fue 12%. Los niveles de endeudamiento son un poco más elevados que los de otros generadores sin estar en niveles preocupantes y están muy concentrados en el corto plazo. La cartera rota en promedio 70 días, un período relativamente largo.

## 2.8 Celsia

Celsia reportó ventas por 520.589 millones, que representan un crecimiento en términos reales de 6% con relación a los resultados en 2010. No fue posible determinar la exposición a bolsa a partir de los estados financieros.

**Tabla No 19. Ingresos operacionales de Celsia (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Ingresos</b>	<b>489.816</b>	<b>520.589</b>
Generación	521.492	53.417
Comercialización	474.206	113.480
Otros servicios	52.967	20.949
Otros ingresos	338.113	169.871

Fuente: SUI

En la vigencia los gastos crecieron 8%, impulsados por el área administrativa y el pago de impuestos. En contraste, los costos de operación se contrajeron a la mitad. Probablemente las comparaciones 2011 – 2010 para el caso de esta empresa son muy imprecisas, porque se trata de un agente generador relativamente nuevo que ha cambiado su estructura administrativa y posiblemente la forma de reportar a la SSPD. De cualquier forma, se estima que las utilidades por generación ascendieron a 152.891 millones, 20% superiores a las de 2010.

**Tabla No 20. Gastos de Celsia (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Gastos</b>	<b>159.082</b>	<b>171.295</b>
Administración	17.903	34.790
Provisión de agotamiento	44.385	60.711
Impuesto de renta	0	21.296
Otros gastos (intereses y otros)	96.794	75.794
<b>Costos de producción</b>	<b>414.474</b>	<b>198.715</b>
Gastos en personal y otros generales	3.826	3.730
Depreciación	8.203	9.124
Costo de bienes	328.183	162.589
Compras de energía en bloque	0	0
Compras de energía en bolsa	24.603	66.321
Costo de conexión (restricciones)	3.335	503
Uso de redes	71.143	788
Otros (manejo comercial)	229.102	94.976
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	22.217	1.686
Insumos	48.573	12.301
Químicos	0	22
Gas	0	11.701
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	0	577
Impuestos	406	428
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	3.066	8.858
<b>Utilidad del período</b>	<b>127.014</b>	<b>152.891</b>

Fuente: SUI

El activo de Celsia se redujo 4% en 2011. En el activo predominan otras inversiones que pueden estar asociadas al manejo corporativo de empresas en el grupo. Los pasivos y el patrimonio también se redujeron a tasas del 2% y 5%, respectivamente.

Celsia también se puede catalogar como una empresa sólida, con bajos índices de endeudamiento. La rentabilidad sobre el patrimonio en 2011 fue baja, de 6%, lo cual

puede estar relacionado con el gran volumen de inversiones no relativas a activos de generación.

**Tabla No 21. Balance financiero de Celsia (millones \$ de 2011)**

Cuenta	2010	2011
<b>Activos</b>	<b>3.876.894</b>	<b>3.723.562</b>
Caja y bancos	5.497	30.018
Otros activos líquidos	7.041	0
Inversiones	2.956.070	2.804.913
Deudores	118.476	151.557
Inventarios	11.945	16.946
Planta y equipo	298.696	322.452
Otros activos	479.168	397.675
<b>Pasivos</b>	<b>1.098.465</b>	<b>1.073.020</b>
Obligaciones financieras	870.936	834.427
Cuentas por pagar	41.837	73.850
Obligación laboral	661	788
Bonos y títulos	0	0
Pasivos estimados	180.858	163.956
Otros pasivos	4.173	0
<b>Patrimonio</b>	<b>2.778.429</b>	<b>2.650.542</b>
Capital suscrito y pagado	187	180
Reservas	339.374	1.843.925
Resultados del ejercicio	261.589	152.891
Otras valorizaciones	2.177.279	653.546

Fuente: SUI

## 2.9 Indicadores transversales

En esta sección se comparan indicadores de los distintos agentes analizados. Para ello se combina información financiera con información técnica del mercado eléctrico. En la comparación se han suprimido algunos indicadores de Celsia y EPM porque presentan diferencias con los demás agentes de la muestra: en los activos de Celsia se incluyen participaciones en otras empresas y EPM está integrada verticalmente.

- Los activos de generación están valorados en los balances a un promedio de US\$1.138 por cada MW de capacidad instalada. Este valor parece revelar las condiciones de mercado (costo de reposición a nuevo) si se considera una combinación de recursos hidráulicos y térmicos. En el caso de Chivor, la planta y equipo podrían estar un poco castigados.
- Los ingresos brutos por ventas de energía se estimaron en \$177/kWh; si se restan las compras de energía a otros agentes, se obtiene un precio neto de \$133/kWh. Consistentemente, Gecelca que genera bajo condiciones de seguridad y mayoritariamente con combustibles fósiles, registra el precio neto más elevado.
- Los ingresos recibidos por cargo de confiabilidad, en promedio para la muestra, ascendieron a US\$5 al mes por kW instalado. Se observa la relación positiva entre el reconocimiento del cargo y la participación del parque térmico entre los activos de generación de las empresas.

- La rentabilidad promedio sobre el patrimonio es 16% en términos reales. Esta rentabilidad es elevada con relación a otras actividades económicas, pero no parecen alcanzar los niveles extremos de un mercado donde se ejerce poder de mercado. La rentabilidad muestra que las finanzas de los generadores soportan ciclos de precios bajos como el que caracterizó al 2011, gracias a la contratación de largo plazo.
- Los agentes generadores gozan de solvencia financiera con bajos niveles de endeudamiento. En algunos casos, la gestión de la cartera tiene un espacio muy amplio para mejorar.
- El costo en insumo para la generación térmica se estimó en \$188/kWh. Este parámetro puede estar un poco sobrestimado porque algunas empresas como Isagen y EPM manejan excedentes de gas natural que venden en el secundario, o lo utilizan para atender sus usuarios de gas.
- En 2011 las empresas de la muestra recibieron US\$638 MM por concepto de cargo de confiabilidad y contribuyeron con US\$754 MM. En promedio, los ingresos por cargo de confiabilidad corresponden a 29%.

**Tabla No 22. Indicadores financieros y operativos 2011**

	CELSIA	Chivor	EMGESA	EPM	EPSA	GECELCA	ISAGEN	Promedio
Utilidades (\$ MM)	152.891	249.869	667.755	1.374.309	137.620	234.683	477.352	470.640
Patrimonio/CEN (USD/Mw)	-	700	1.197	-	1.656	-	1.000	1.138
Ingreso/Generación (\$/Kwh)	-	126	156	273	112	248	145	177
Ingresos netos/generación (\$/Kwh)	-	98	130	190	71	209	102	133
CC/CEN (USD/Kw-mes)	6,1	3,3	5,1	4,4	3,2	8,6	4,4	5,0
ROE (%)	6%	19%	12%	8%	5%	22%	14%	12%
Margen neto (%)	16%	34%	35%	42%	26%	23%	34%	30%
Nivel de endeudamiento (%)	24%	1%	8%	23%	12%	10%	34%	16%
Rotación cartera (días)	-	34	57	64	117	137	70	80
Gasto en insumos (\$/Kwh generado)	166	-	212	237	95	113	302	188
Ingresos por cc/ingresos por generación	48%	-	25%	24%	32%	22%	25%	29%

Fuente: SUI, XM

## 2.10 Anexo de Tablas

**Tabla No 23. Generación por empresas y por tipo (GWh)**

	2010			2011			Crecimiento		
	Hídrica	Térmica	Total	Hídrica	Térmica	Total	Hídrica	Térmica	Total
Celsia	-	-	-	175	74	249	-	-	-
Chivor	3.305	0	3.300	5.338	0	5.338	62%	-	62%
Emgesa	10.337	1.032	11.369	11.701	470	12.171	13%	-54%	7%
EPM	11.269	1.034	12.303	13.501	55	13.556	20%	-95%	10%
EPSA	3.484	671	4.155	4.197	10	4.207	20%	-98%	1%
Gecelca	0	6.558	6.558	0	5.153	5.153	-	-21%	-21%
Isagén	9.073	486	9.559	10.672	331	11.002	18%	-32%	15%
Total	37.468	9.781	47.244	45.584	6.094	51.677	22%	-38%	9%

Fuente: XM

**Tabla No 24. Capacidad de generación por empresa (MW)**

	Capacidad de generación			Participación % en el total		
	Hídrica	Térmica	Total	Hídrica	Térmica	Total
Celsia	20	169	189	0%	6%	2%
Chivor	1.000	0	1.000	11%	0%	9%
Emgesa	2.469	412	2.881	28%	15%	25%
EPM	2.581	460	3.041	29%	17%	26%
EPSA	925	171	1.096	10%	6%	10%
Gecelca	0	1.214	1.214	0%	45%	11%
Isagén	1.826	278	2.104	21%	10%	18%

Fuente: XM

**Tabla No 25. Porcentaje de despachos de energía por empresa**

	2010			2011		
	Hídrica	Térmica	Total	Hídrica	Térmica	Total
Celsia	-	-	-	-	5%	15%
Chivor	38%	-	38%	61%	-	61%
Emgesa	50%	29%	47%	54%	13%	48%
EPM	55%	26%	50%	60%	1%	51%
EPSA	49%	20%	40%	52%	1%	44%
Gecelca	-	66%	66%	-	48%	48%
Isagén	57%	20%	52%	67%	14%	60%

Fuente: XM

**Tabla No 26. Cargos por confiabilidad (\$ millones)**

	2010			2011		
	Distribuir	Recaudar	Balance	Distribuir	Recaudar	Balance
Celsia	-	-	-	25.476	2.182	23.294
Chivor	69.300	92.801	-23.501	73.232	155.757	-82.524
Emgesa	315.265	302.294	617.559	326.626	333.592	660.218
EPM	268.114	325.364	-57.250	293.855	379.061	-85.206
EPSA	197.229	266.120	-68.891	78.653	118.141	-39.488
Gecelca	214.608	184.180	30.428	230.463	150.556	79.907
Isagén	197.229	266.120	-68.891	205.216	318.606	-113.391

Fuente: XM

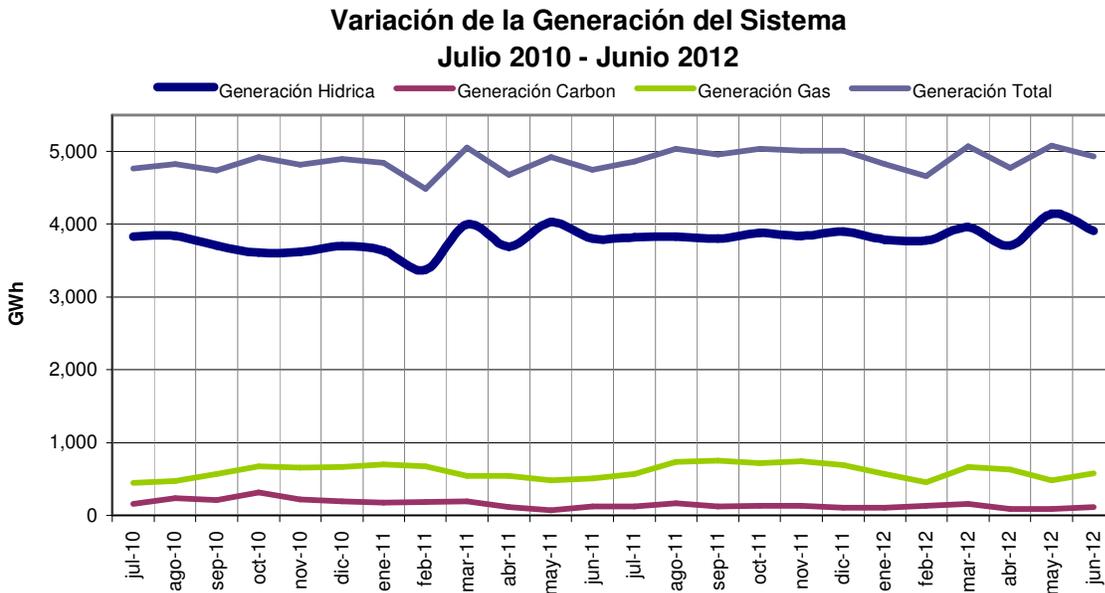
### 3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de junio de 2012 tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

#### 3.1 Comportamiento del sistema

##### 3.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 1 y la tabla No 27 presentan las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años.



**Gráfico No 1**

**Tabla No 27**

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	junio/11	mayo/12	junio/12	Variación MAY 12 - JUN 12	Variación JUN 11 - JUN 12	Variación Ultimo Año- Junio 12
Hídrica	3,860.42	3,804.28	4,139.47	3,906.58	-5.63%	2.69%	1.20%
Térmica	Total Térmica	769.42	630.39	702.01	20.38%	11.36%	-8.76%
	Gas	630.59	503.45	580.16	21.39%	15.24%	-8.00%
	Carbón	120.93	124.42	114.93	28.17%	-7.62%	-4.96%
	Fuel Oil-ACPM	21.02	2.52	69.18	345.02%	2643.90%	229.17%
Menores	276.15	293.22	334.65	285.86	-14.58%	-2.51%	3.52%
Cogeneradores	29.84	20.40	24.32	32.70	34.46%	60.26%	9.57%
Total	4,935.83	4,748.30	5,081.59	4,927.15	-3.04%	3.77%	-0.18%

En junio la generación de energía eléctrica creció un 3.8% con respecto al mismo mes del año anterior. La generación se redujo ligeramente con respecto a mayo, lo que se puede atribuir a variaciones estacionales. Se observa además, un aumento en la

participación de la generación térmica, que había estado deprimida por la incidencia de la Niña.

### 3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 2 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. El crecimiento promedio ponderado (pondera días comerciales, sábados y domingos-festivos) de la demanda de energía mensual, para el mes de junio fue del 3.5%, este comportamiento es más acorde con la evolución del PIB, del que se venía separando la demanda eléctrica en los primeros meses del año..

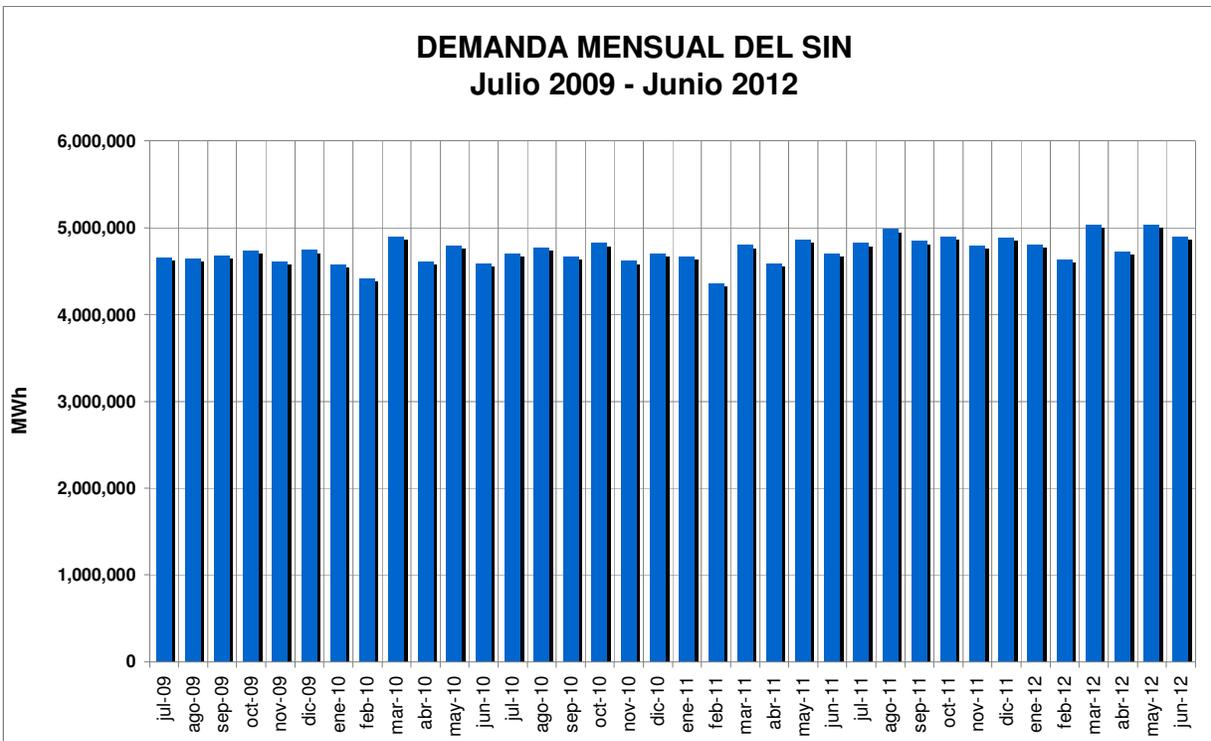
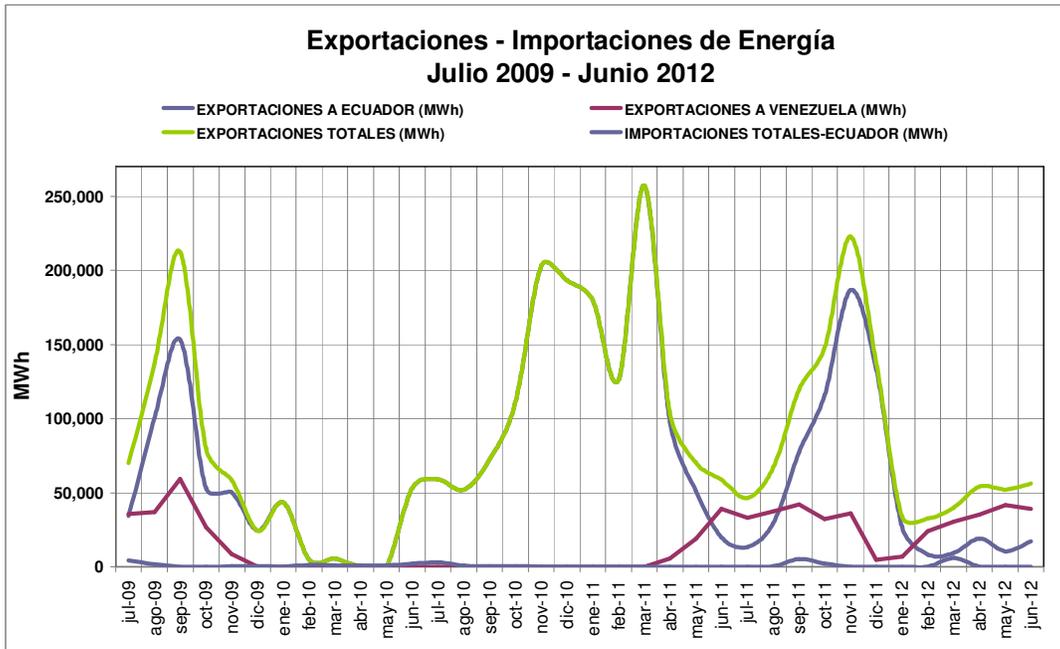


Gráfico No 2

### 3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

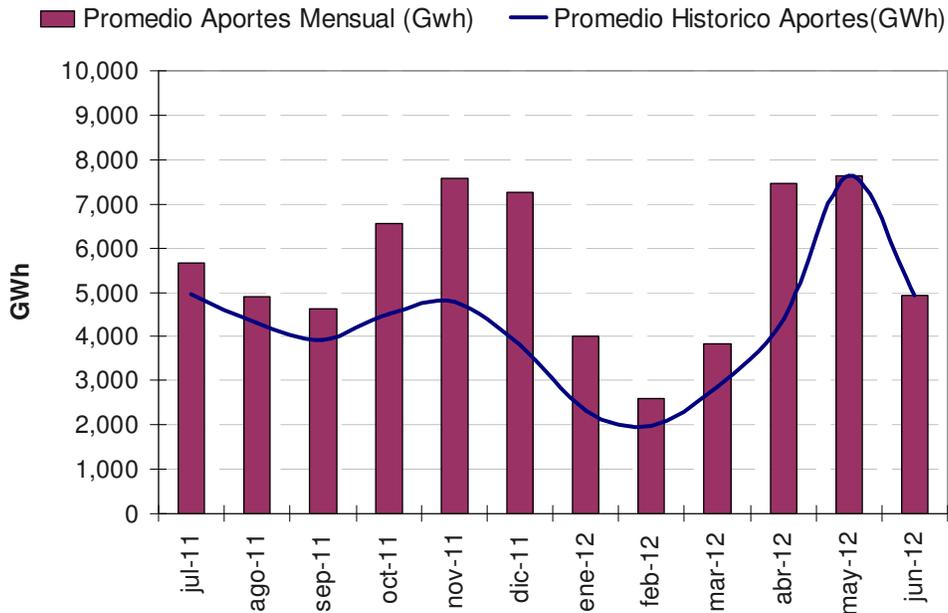
El gráfico No 3 presenta las exportaciones e importaciones totales de energía y por país en MWh, ocurridas en los últimos tres años. Las exportaciones a los países vecinos siguen deprimidas. En el caso de Ecuador, este fenómeno se puede atribuir al intenso invierno y a la entrada en operación de nuevos proyectos.



**Gráfico No 3**

### 3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

#### APORTES HIDRICOS AGREGADOS

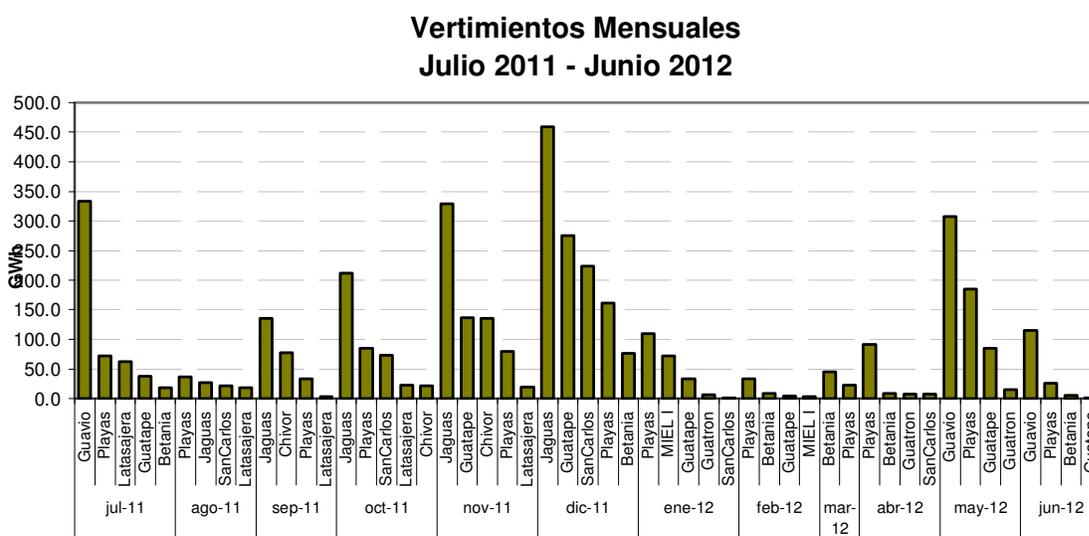


**Gráfico No 4**

El gráfico No 4 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico. En mayo y junio, por primera vez en más de un año, los promedios de aportes se ubicaron en los promedios históricos.

### 3.1.5 Vertimientos

El gráfico No 5 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. Aún en condiciones hidrológicas normales se observaron algunos vertimientos en Guavio y Playas, que ya habían desembalsado recursos el mes anterior.



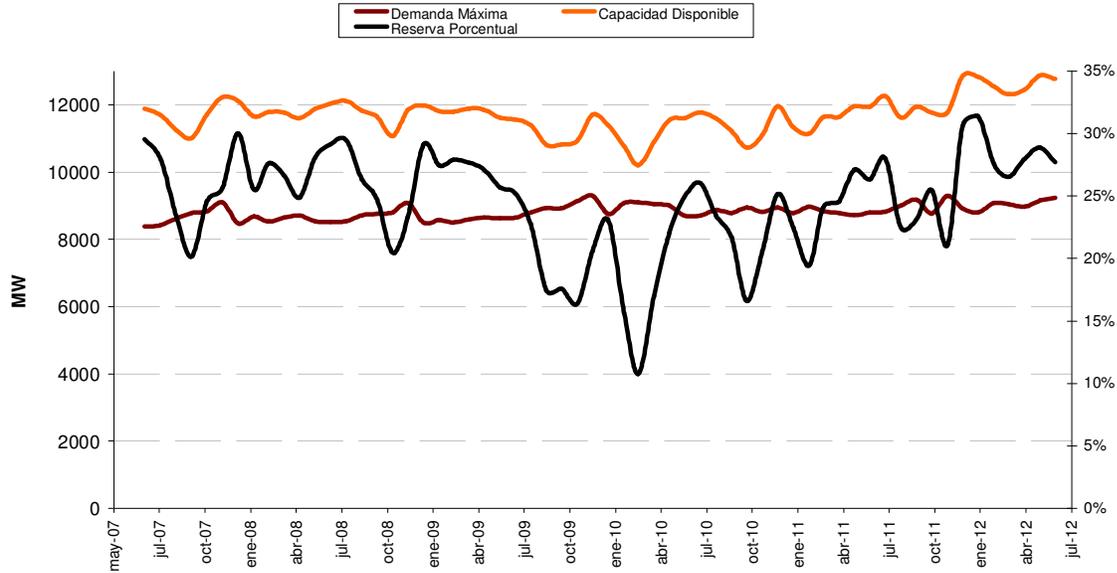
**Gráfico No 5**

### 3.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 6 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 de 9.226 MW y el margen de reserva de 28%; con la entrada en operación de nuevos proyectos, la disponibilidad del parque de generación se ha mantenido en niveles relativamente elevados, con lo cual el margen de reserva permite cierta holgura en el MEM, a pesar del incremento en la demanda.

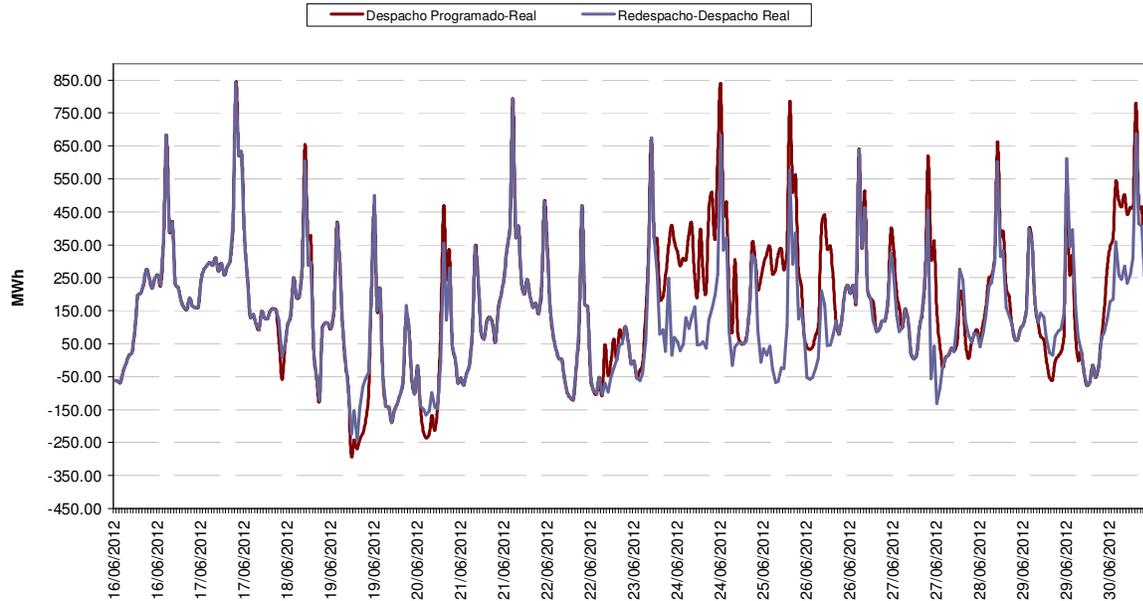
**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL  
Julio 2007 - Junio 2012**



**Gráfico No 6**

**3.1.7 Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado**

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



**Gráfico No 7**

El gráfico No 7 presenta a nivel horario para la segunda quincena de junio, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el re-despacho menos la generación real del SIN.

Entre el 23 y el 26 y el día 30 de junio, el despacho presentó una sobre-estimación horaria, con valores entre 200 y 400 GWh, que fue corregida en los re-despachos. En ambos casos pudo existir una corrección de la predicción de la demanda, o equivalentemente una corrección de la magnitud de la generación en el despacho de unidades.

### **3.1.8 Nivel de los Embalses**

En el gráfico No 8 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; al final de junio el nivel agregado de los embalses correspondió al 85.0% de la capacidad útil, equivalente a 12.795 GWh. En comparación con el mes de mayo estas reservas incrementaron 0.2%.

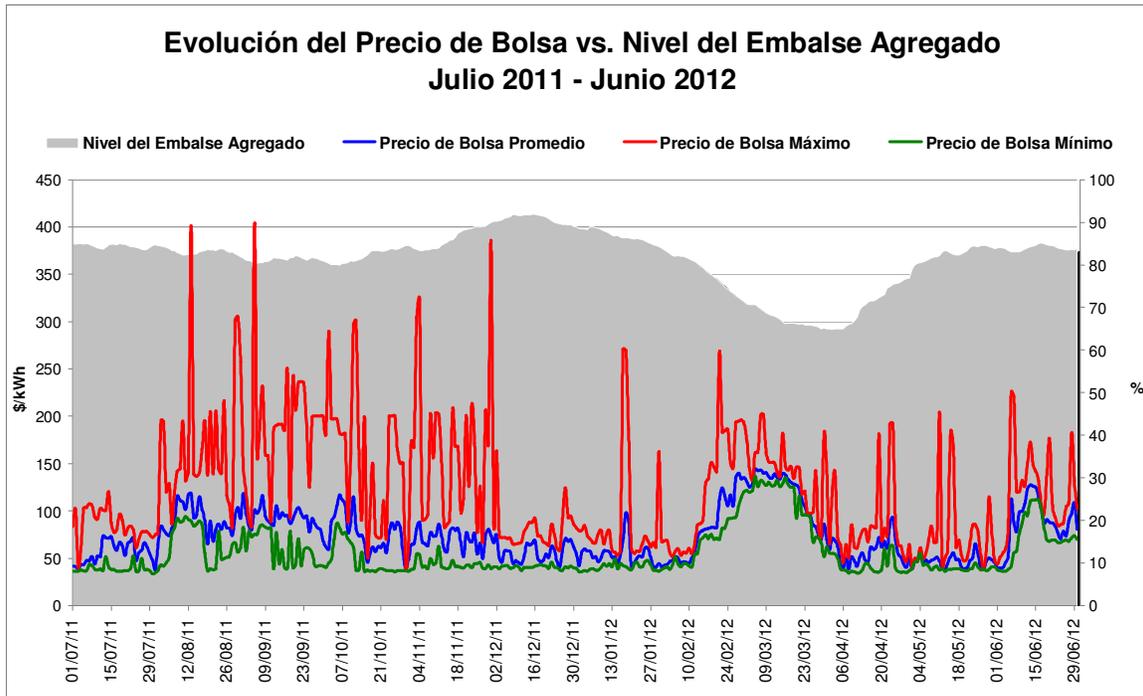
En relación a las reservas regionales del sistema, al final de junio Oriente acumuló 88.0%, Antioquia 87.7%, Centro 77.7%, Valle 67.0% y Caribe 53.6%. Los embalses de Miraflores, Peñol y Playas registraron niveles por encima del 90% y el de Esmeralda (Chivor) 89.0%.

## **3.2 Evolución de los precios de Bolsa**

### **3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado**

El gráfico No 8 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 12 meses.

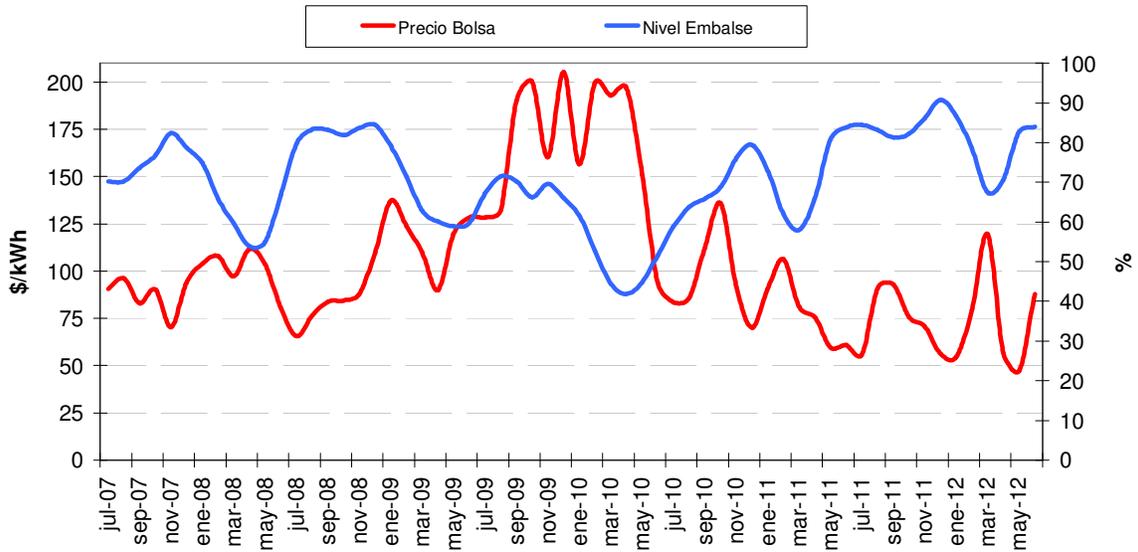
Aunque el embalse agregado se encuentra en un nivel elevado, la reducción de aportes hídricos parece haber presionado al alza los precios en el spot a mediados de junio. Hacia el final del mes se presentó una corrección a la baja, nivelándose en un punto intermedio entre el precio de inicio y el máximo alcanzado. Se observaron precios elevados en algunas horas de alta demanda. El precio promedio de junio fue \$87,70/kWh, los precios máximo y mínimo fueron \$225.38/kWh y \$36.43/kWh respectivamente.



**Gráfico No 8**

### 3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

#### PRECIO DE BOLSA VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO Julio 2007 - Junio 2012

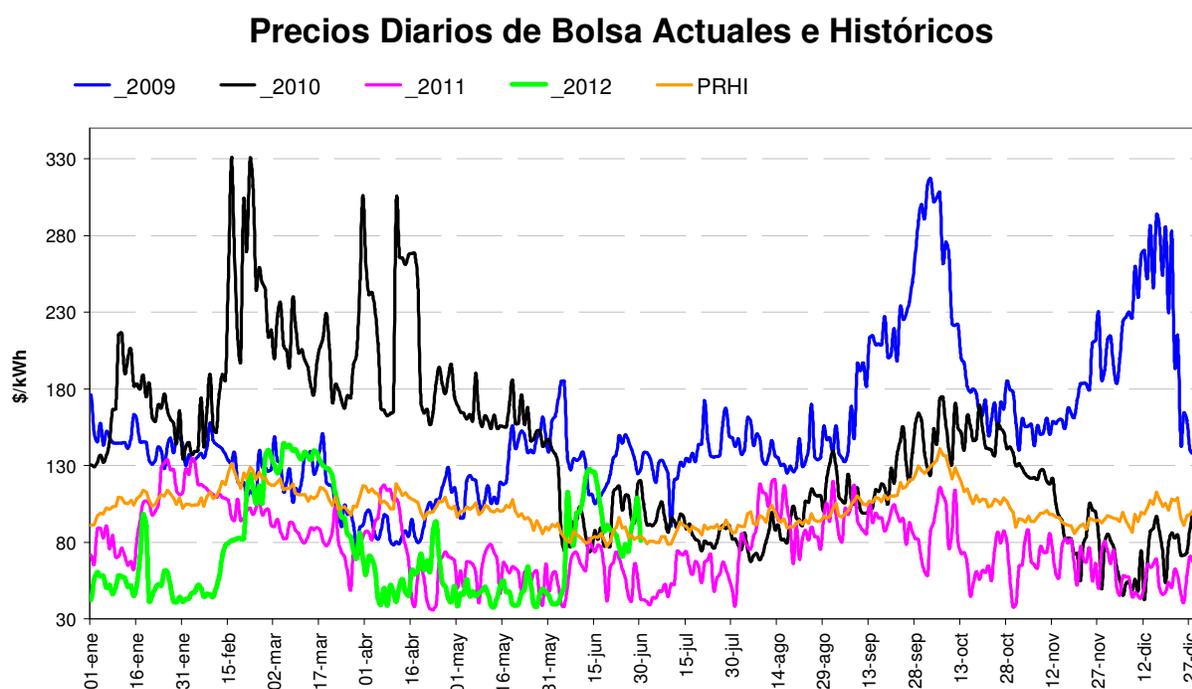


**Gráfico No 9**

El gráfico No 9 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. Se constata que el aumento en los precios de junio no se explica completamente por las reducciones en el nivel del embalse agregado.

### 3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 10 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. El alza de precios de bolsa en junio, elevó los registros por encima del promedio histórico para este mes y llegó a superar los promedios de años con veranos intensos como 2009.



**Gráfico No 10**

### 3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

El gráfico No 11 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. Los precios en junio se desplazaron en forma paralela, en todas las horas del día, similarmente la demanda creció en todas las horas, excepto en los periodos 5-9 y 17-21.

### Precio de Bolsa Horario vs Generación

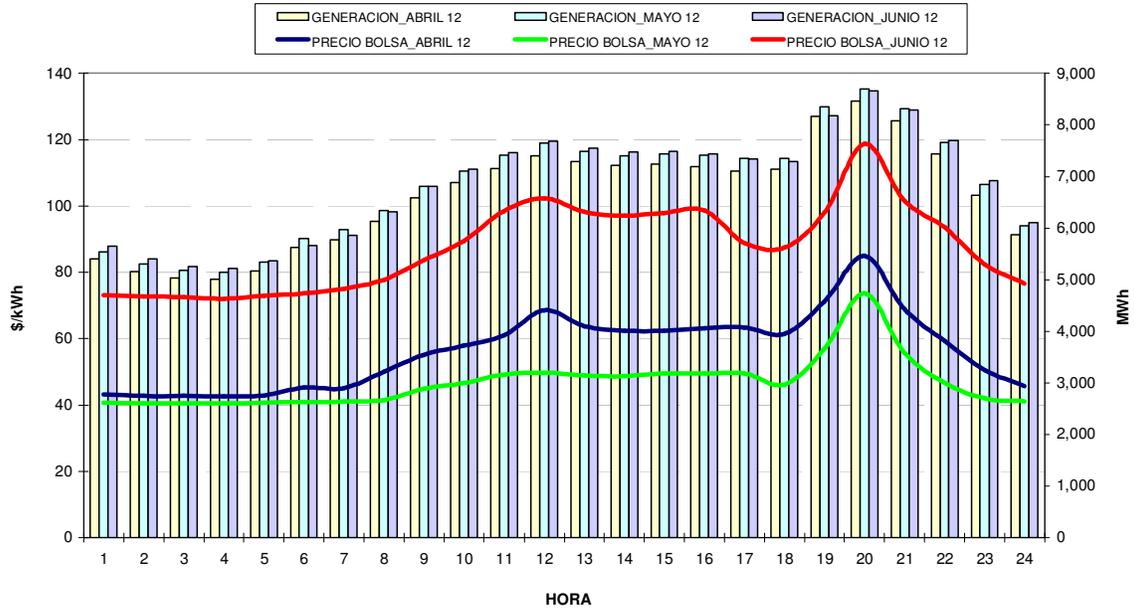


Gráfico No 11

### 3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

#### Distribución del Precio de Bolsa

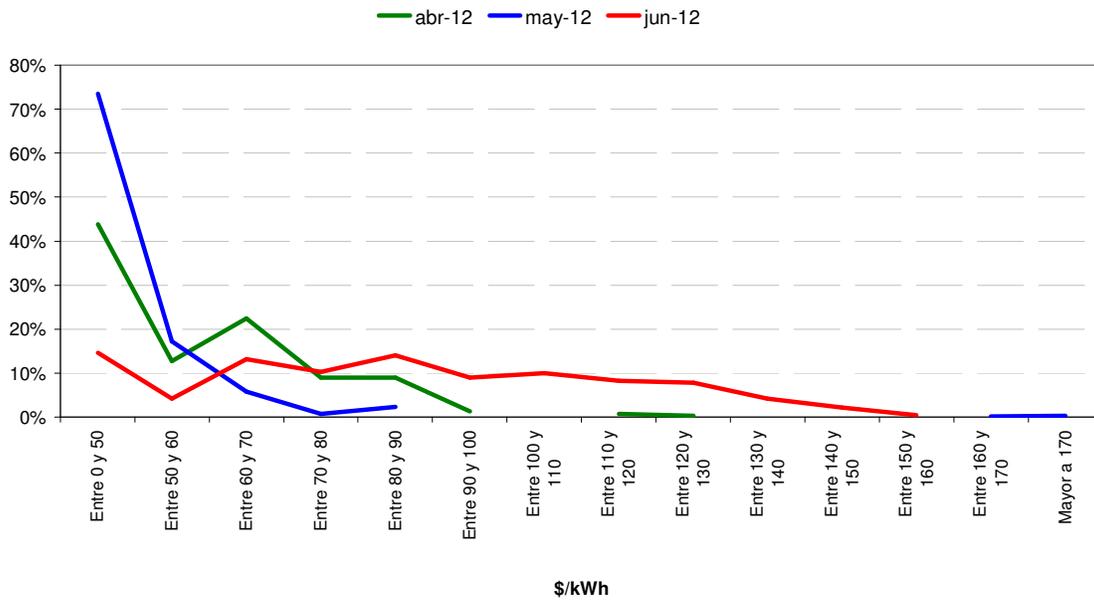


Gráfico No 12

El grafico No 12 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 en junio fue bastante atípica en el marco del comportamiento histórico de la bolsa. En efecto, no se destaca un segmento que capture un mayor porcentaje de precios; éstos se distribuyeron en forma casi uniforme, quizás por tratarse de una transición entre un período prolongado de altas lluvias hacia uno más “normal”.

### 3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 13 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. Los registros máximos para horas de alto consumo en junio estuvieron por debajo de \$230/kWh y se encuentran muy lejos del umbral de escasez; esto es consistente con los niveles elevados del embalse agregado del SIN.

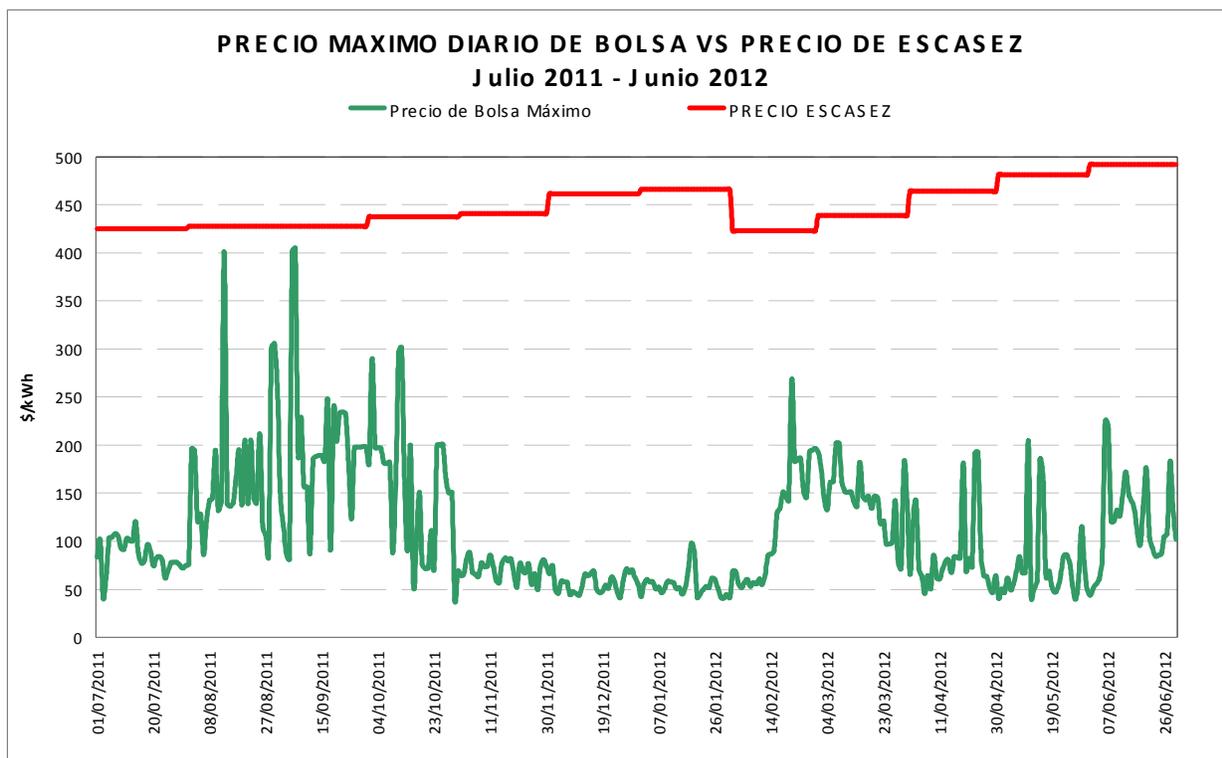
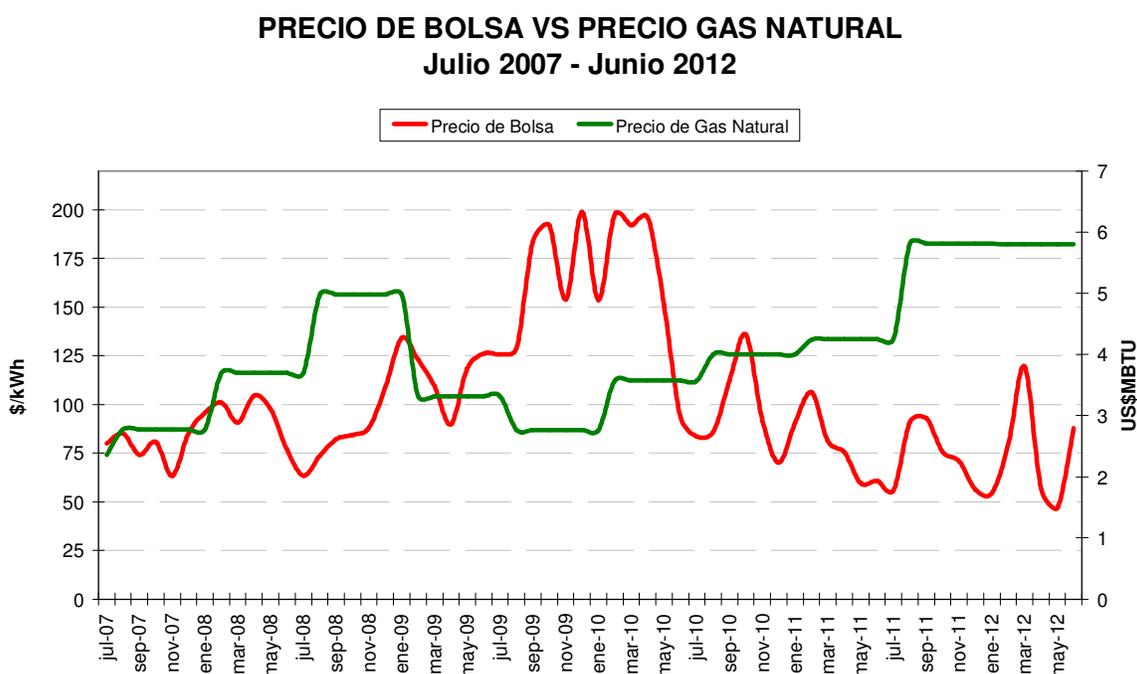


Gráfico No 13

### 3.2.7 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 14 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.



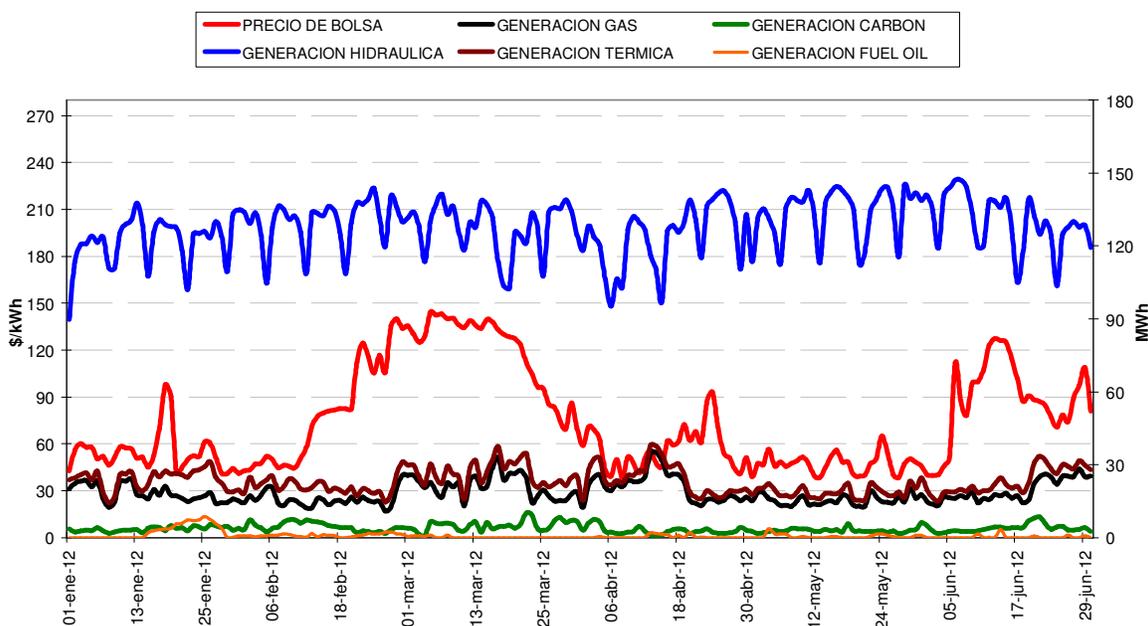
**Gráfico No 14**

El precio regulado del gas natural se reajusta en agosto y por lo tanto en junio no se presentaron variaciones en esta variable que hubiesen podido incidir en la formación de precios del sector eléctrico. El mercado del gas se ha venido relajando, a raíz de las compras a precios menores bajo el proceso de contratación de suministro de la Resolución 118 de 2011.

### 3.2.8 Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo

El gráfico No 15 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos 6 meses. Como se mencionó anteriormente, la generación hidroeléctrica cedió algún espacio a la térmica en junio, básicamente para plantas alimentadas con gas natural.

**PRECIO DE BOLSA VS GENERACIONES POR TIPO  
Enero 2012 - Junio 2012**



**Gráfico No 15**

### 3.3 Comportamiento de Ofertas

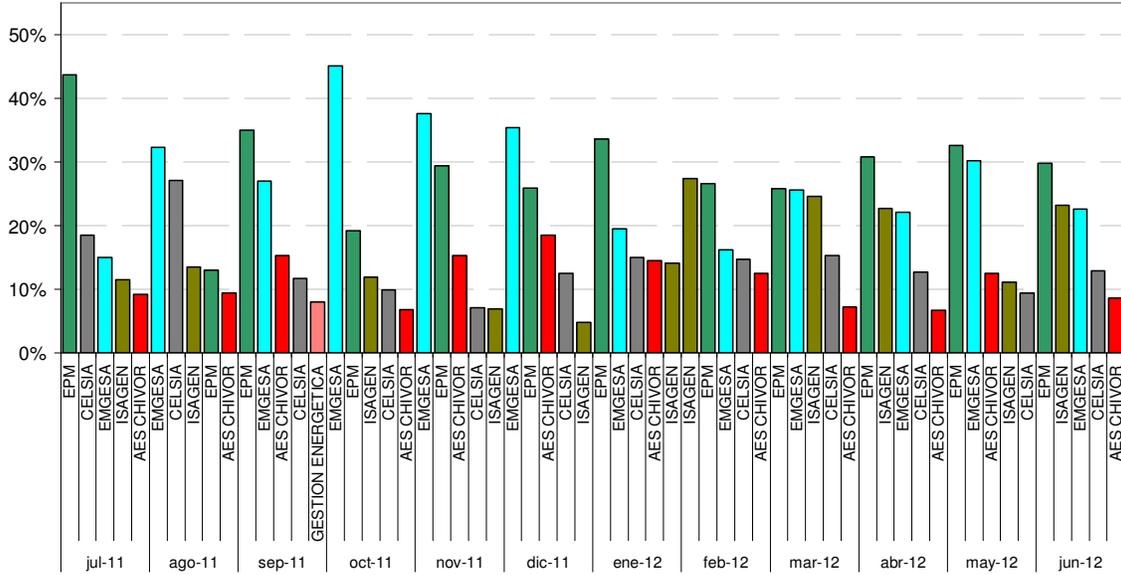
#### 3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 16 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.

EPM continúa registrando los mayores niveles de coincidencias entre el nivel de sus ofertas y los precios que despejan el mercado en la bolsa. En junio Isagen tuvo un protagonismo más marcado que el mes anterior y desplazó a Emgesa en el segundo lugar del liderazgo en la formación de precios.

El patrón de comportamiento de los registros de coincidencias muestra como tres agentes fijaron el precio para el 76% de las horas del mes, además, EPM, Isagen, Emgesa y Celsia marcaron el precio el 88% del tiempo.

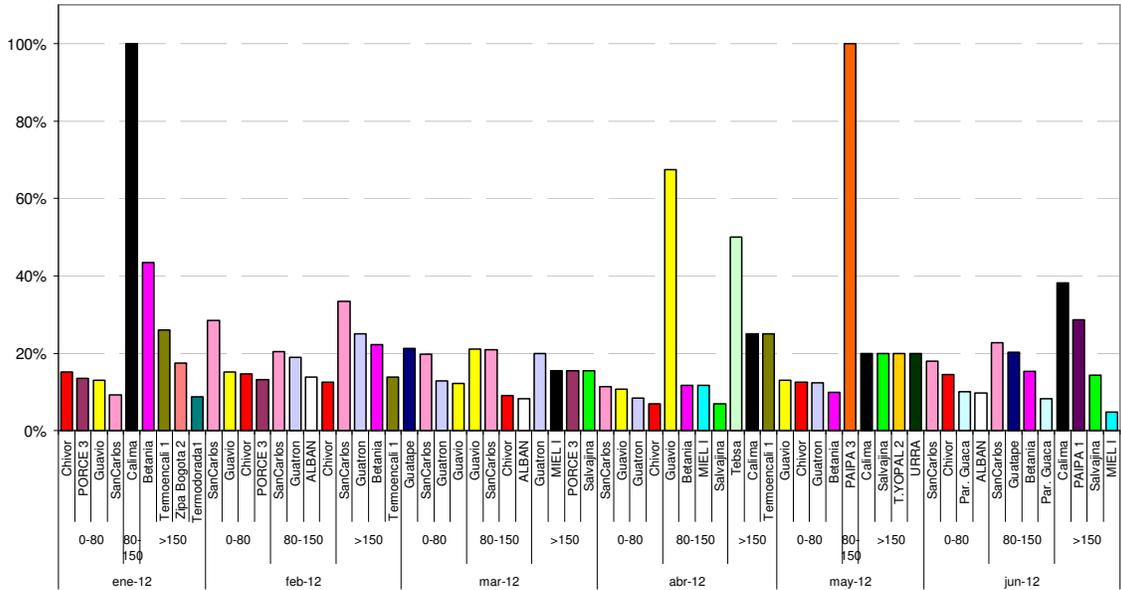
**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa  
Julio 2011 - Junio 2012**



**Gráfico No 16**

**3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio**

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa  
Enero 2012 - Junio 2012**



**Gráfico No 17**

El gráfico No 17 presenta para los últimos seis meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

No se identifica alguna planta que explique un mayor porcentaje de las coincidencias. Las térmicas a gas no aparecen en los índices de coincidencias, ni siquiera en horas de alta demanda, donde también se presentó un predominio de los recursos hídricos, salvo la excepción de Paipa que genera con carbón.

### **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 se observa que las plantas con niveles de embalse relativamente bajos son las que han ofertado siguiendo el comportamiento de los precios de mercado. Este es el caso de Guatrón, Jaguas y Porce 2. En el caso de Guatapé, Albán y Betania, los precios de oferta se han ceñido al mercado, a pesar de sus altos niveles de embalse. Otras plantas con niveles elevados de embalse han ofertado a precios bajos buscando energizar sus recursos y evitar vertimientos, en esta situación se pueden clasificar Guavio, Chivor, Playas y San Carlos. El comportamiento descrito muestra que los vertimientos de junio no se originaron en estrategias comerciales.

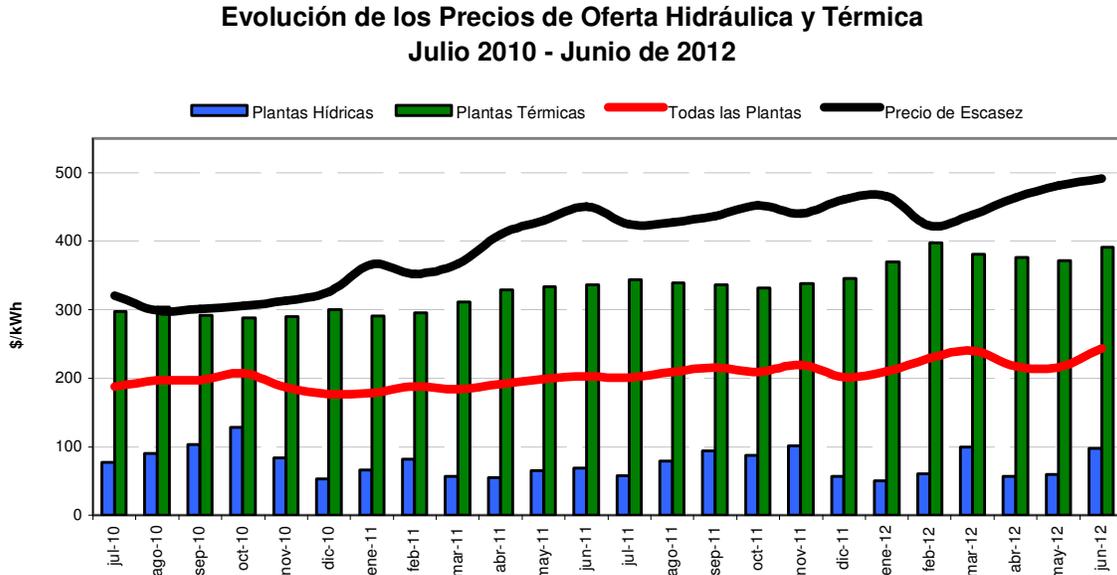
Los precios de las térmicas siguen siendo elevados, con varias plantas fuera de los rangos de precio para participar en el despacho (Centro, Candelaria y durante la mayor parte del mes Flores I). Las que ofertan en niveles competitivos lo hacen a precios por encima de 150 \$/Kwh, aunque Paipa IV llegó a presentar ofertas por debajo de los \$100/Kwh.

Desde mediados de mayo Guajira permanece 100% fuera de servicio y Sierra durante todo el mes de junio estuvo indisponible 50%.

### **3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica**

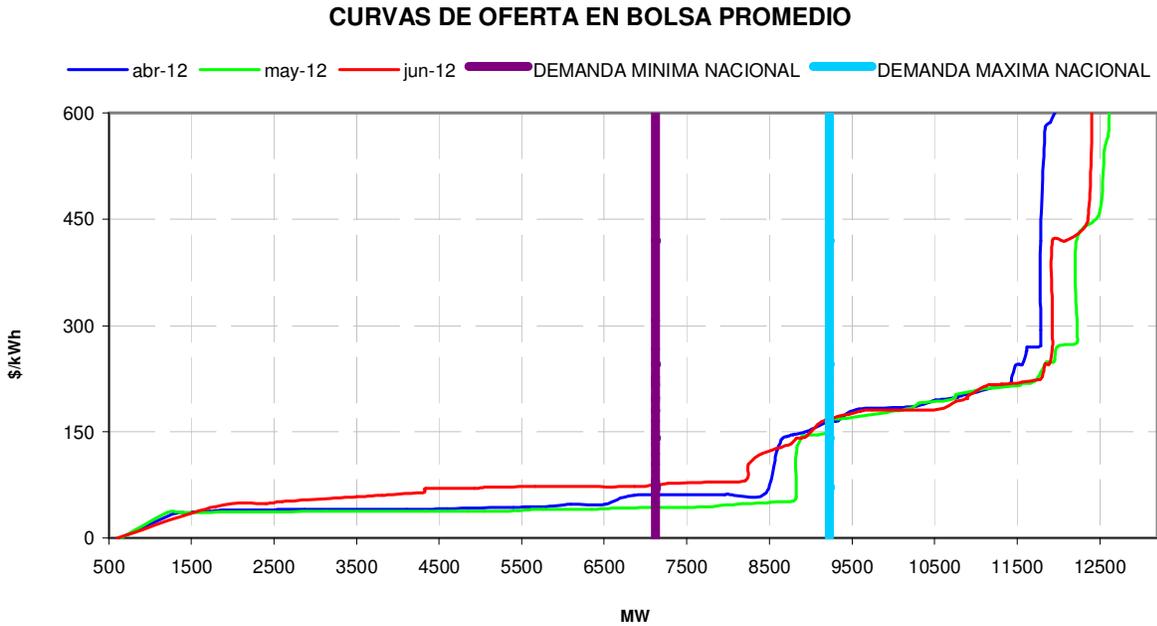
El gráfico No 18 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total y el precio de escasez, para los

últimos 2 años. Se observa como las ofertas promedio de las plantas hidráulicas han venido incrementando en los últimos meses.



**Gráfico No 18**

### 3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa



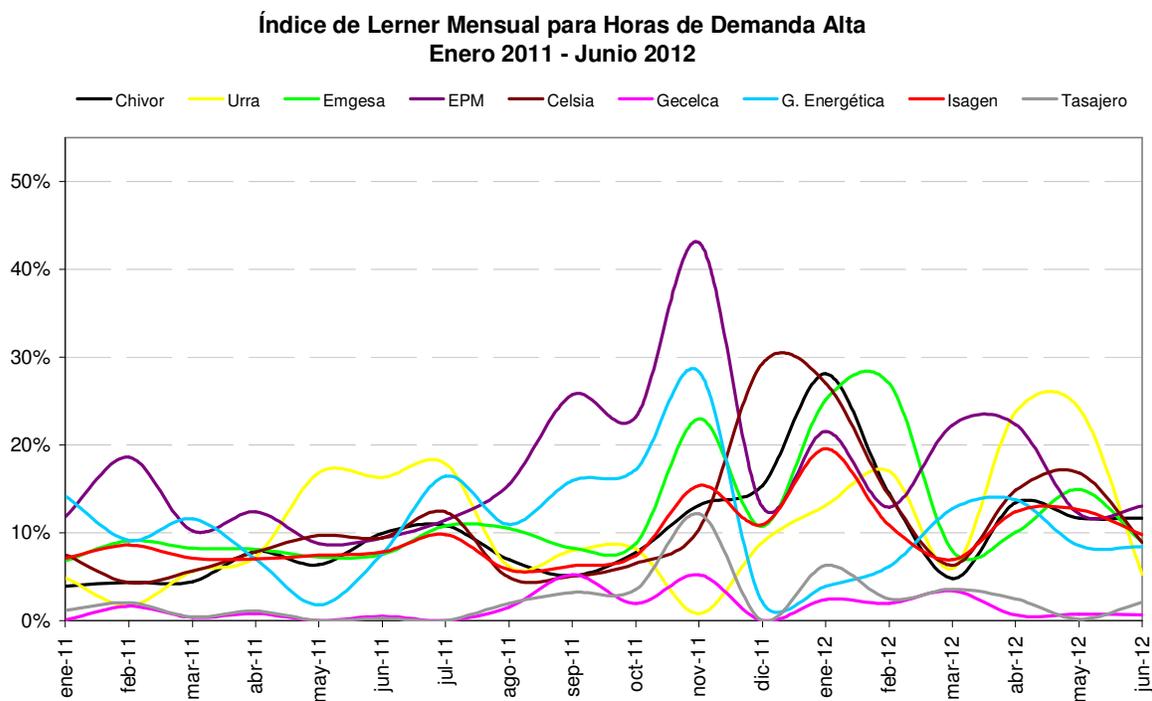
**Gráfico No 19**

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

Consecuente con el análisis de las ofertas individuales, se observa un desplazamiento paralelo de la función agregada promedio de oferta que abarca casi todo el espectro posible de demanda. La pendiente de la curva se suaviza en los rangos máximos de consumo, pero es muy inelástica en el tramo de consumos medios.

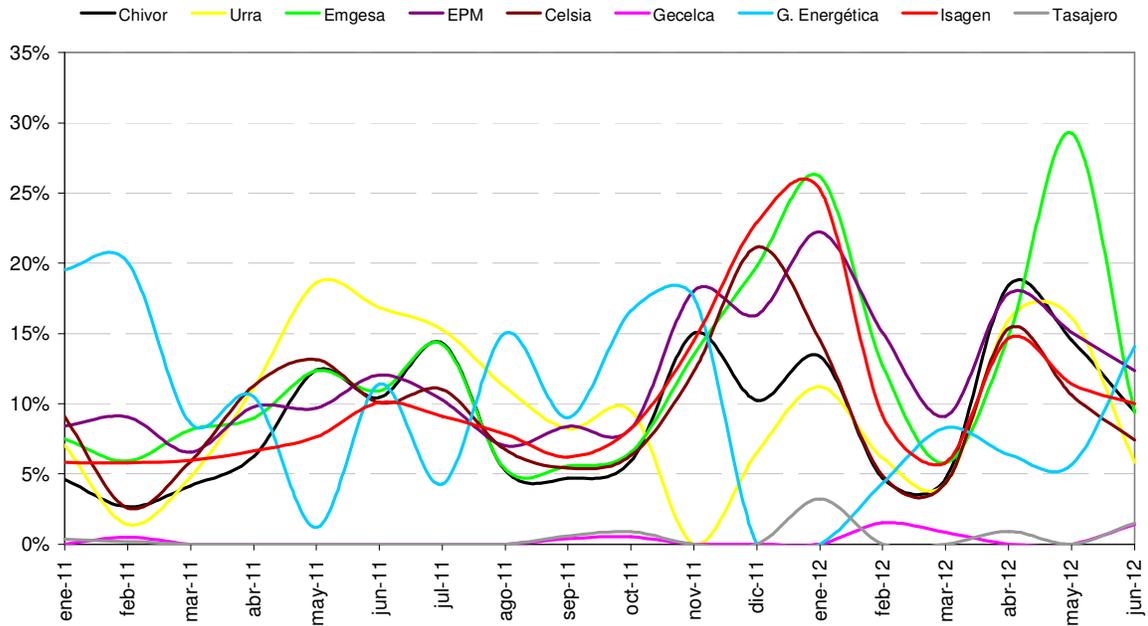
### 3.3.6 Índice de Lerner Mensual

Los gráficos No 20-a, 20-b y 20-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja, en los últimos diez y ocho meses. Los índices de Lerner siguen en niveles normales que no permiten prever excesos de poder de mercado para ningún agente en ninguno de los periodos del día.



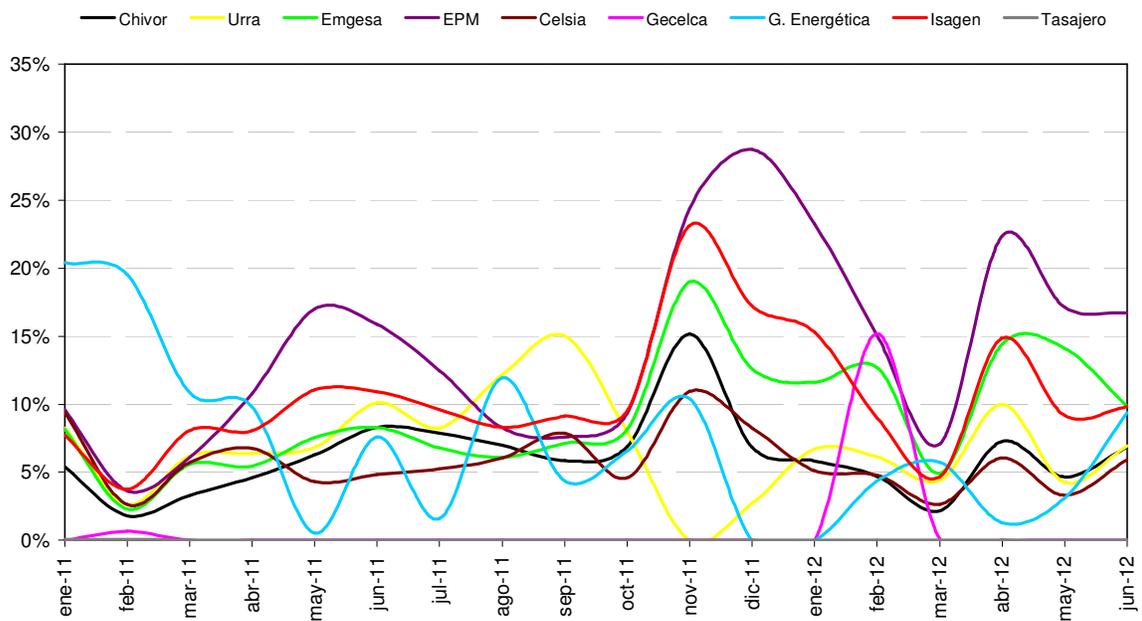
**Gráfico No 20-a**

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media  
Enero 2011 - Junio 2012**



**Gráfico No 20-b**

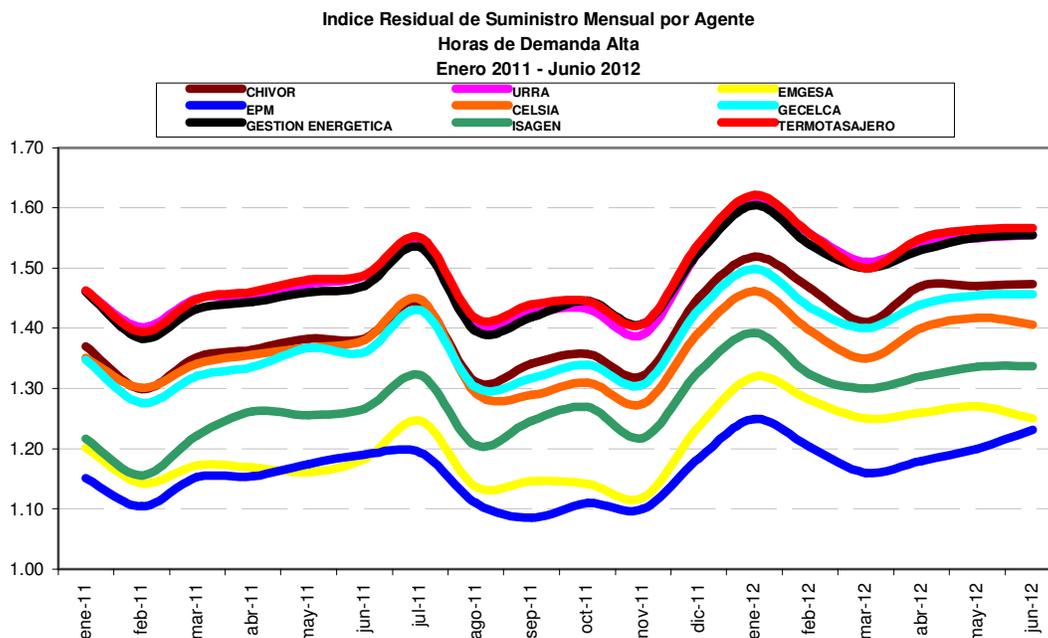
**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja  
Enero 2011 - Junio 2012**



**Gráfico No 20-c**

### 3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 21 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta en los últimos diez y ocho meses.



**Gráfico No 21**

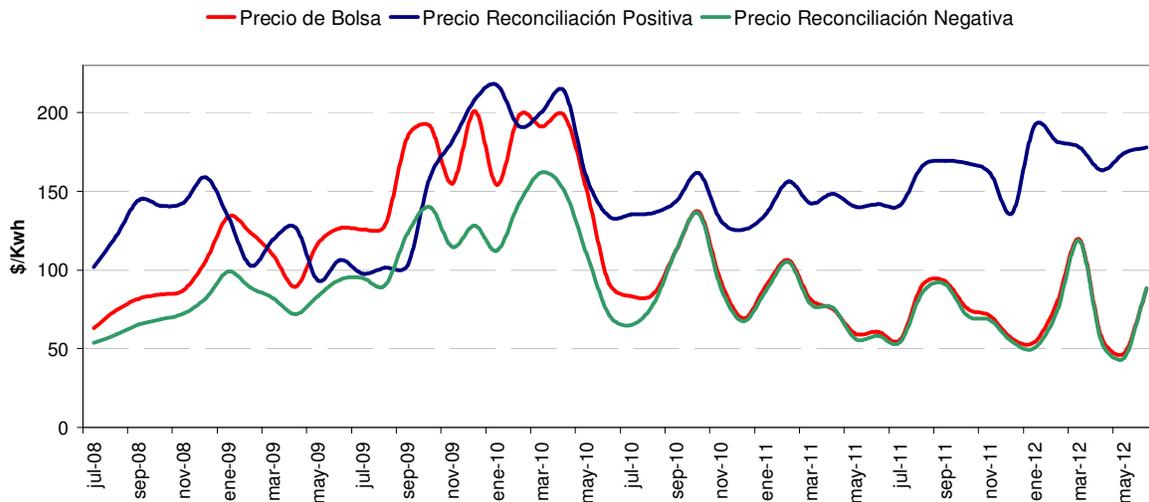
La conclusión anterior con base en los índices de Lerner se valida con el índice residual de suministro. El índice ha aumentado desde mínimos de 1.10 hasta 1.23 para EPM cuyo índice marca el caso más crítico. Quizás por la mayor disponibilidad comercial de los recursos de generación el mercado, se ha alejado del riesgo de enfrentar agentes pivotaes.

## 3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

### 3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 22 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses. Desde enero el precio promedio de las reconciliaciones positivas permanece por encima de \$170/kWh.

**Precios de Reconciliaciones vs Precios de Bolsa  
Julio 2008 - Junio 2012**

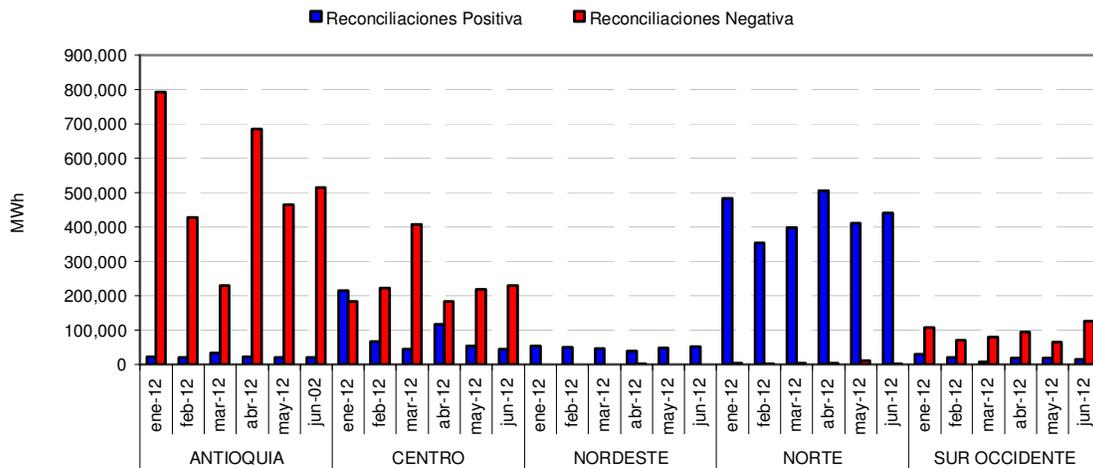


**Gráfico No 22**

**3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas**

El gráfico No 23 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

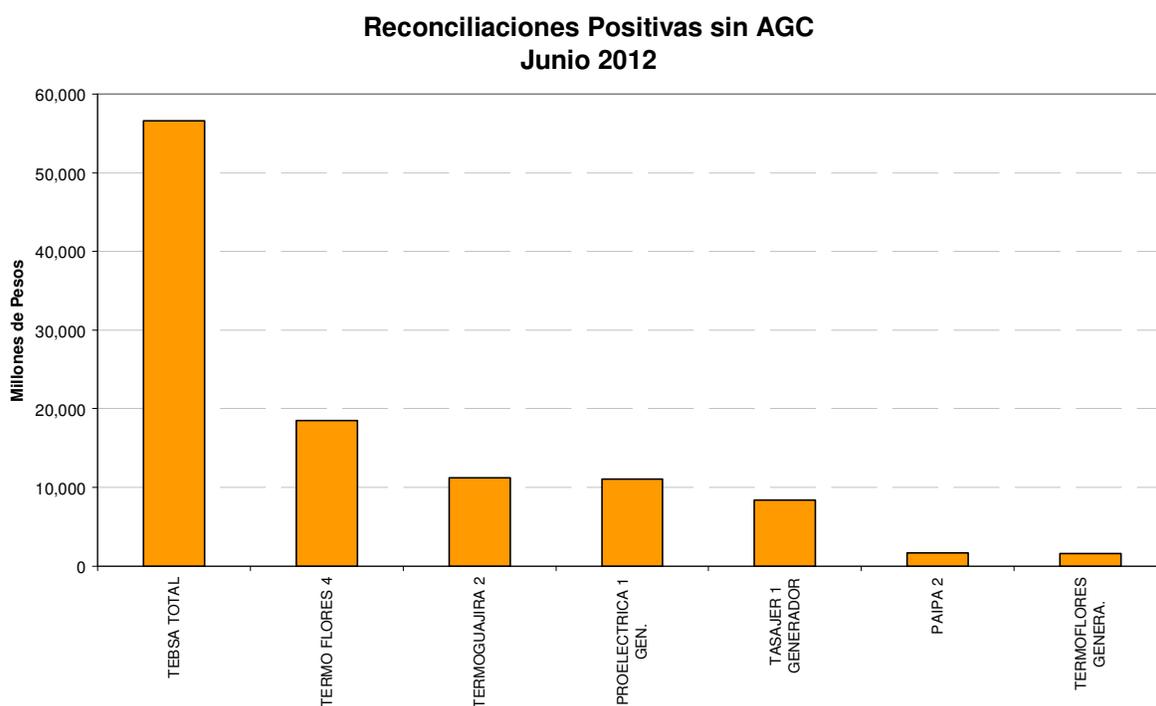
**Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas  
Enero 2012 - Junio 2012**



**Gráfico No 23**

### 3.4.3 Reconciliaciones Positivas sin AGC por Planta

El gráfico No 24 muestra el costo en millones de pesos de las reconciliaciones, sin incluir AGC, para cada planta en el mes.



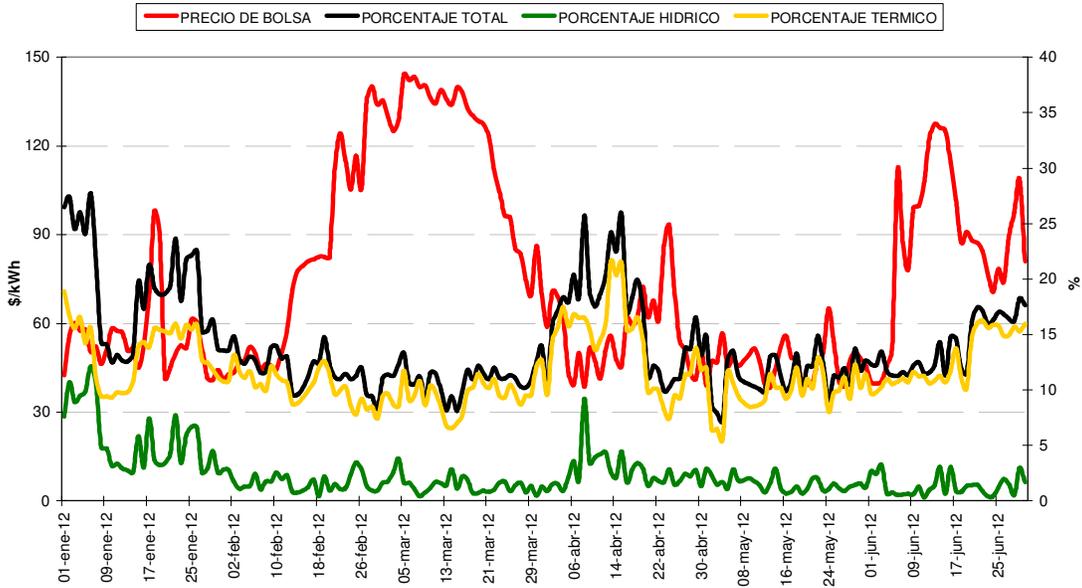
**Gráfico No 24**

### 3.4.4 Reconciliaciones Positivas como Porcentaje de la Demanda

El gráfico No 25 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra la magnitud de las reconciliaciones positivas expresadas como porcentaje de la demanda, para los últimos 6 meses.

Se observa que las reconciliaciones positivas aumentaron desde mediados de junio y alcanzan valores correspondientes al 18% de la demanda del SIN.

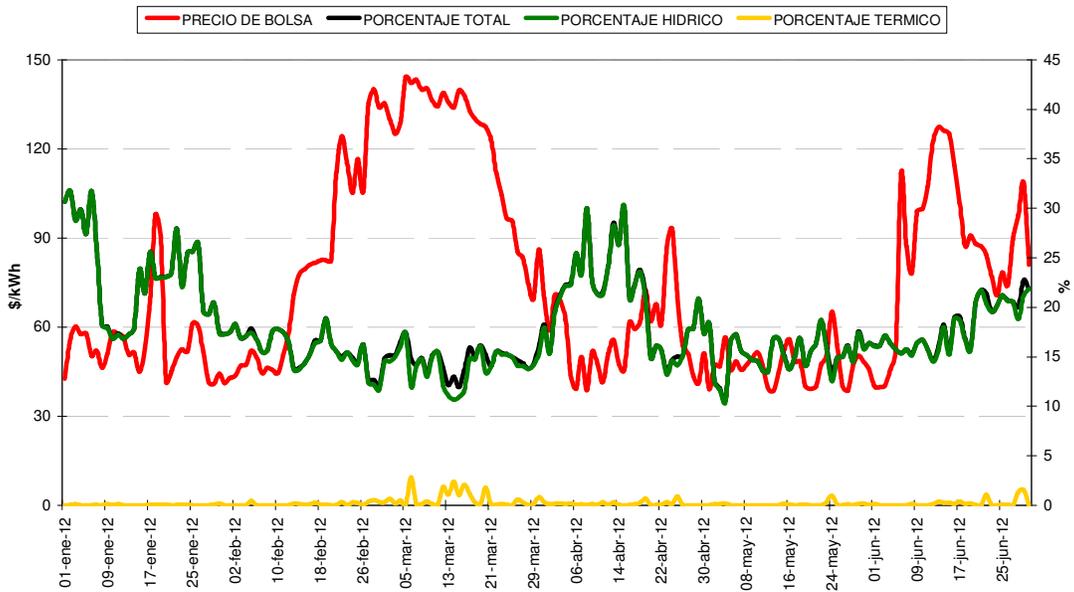
**PRECIO DE BOLSA VS RECONCILIACIONES POSITIVAS**  
Enero 2012 - Junio 2012



**Gráfico No 25**

**3.4.5 Reconciliaciones Negativas como Porcentaje de la Demanda**

**PRECIO DE BOLSA VS RECONCILIACIONES NEGATIVAS**  
Enero 2011- Junio 2012



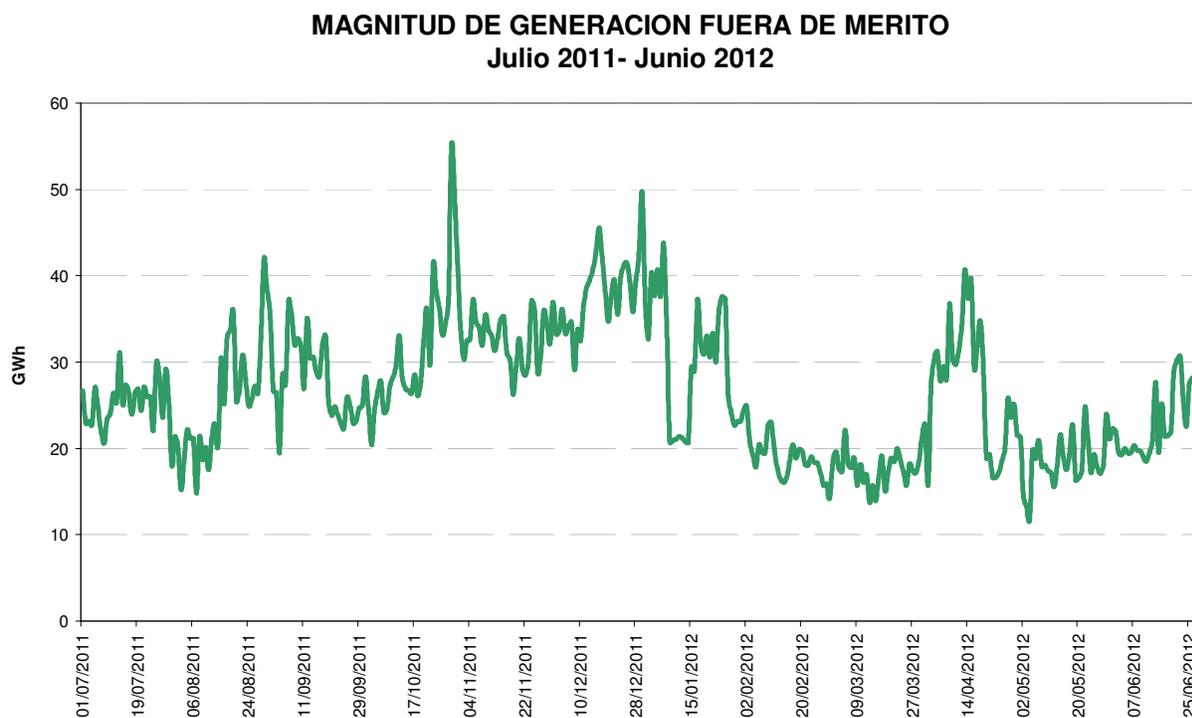
**Gráfico No 26**

El gráfico No 26 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra la magnitud de las reconciliaciones negativas expresadas como porcentaje de la demanda, para los últimos 6 meses. Por efecto del aumento de la generación térmica forzada, se produce aumento en la generación hidráulica desplazada, la cual corresponde a reconciliaciones negativas.

### 3.5 Comportamiento de Restricciones

#### 3.5.1 Generación Fuera de Mérito

El gráfico No 27 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día) generada fuera de mérito en los últimos doce meses.



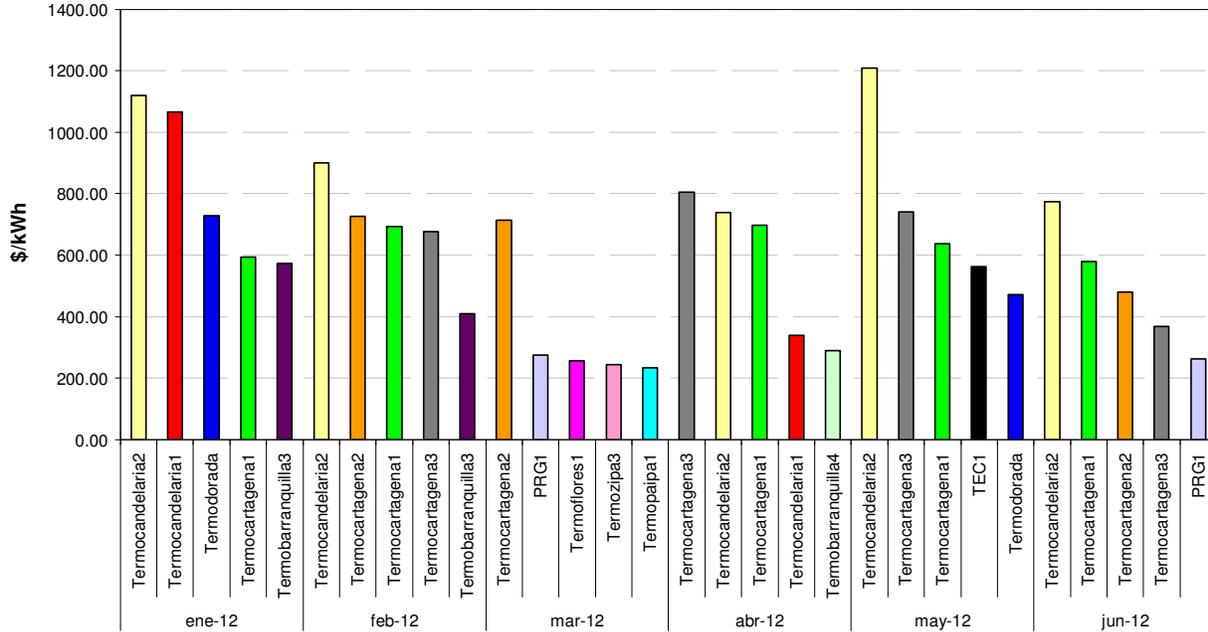
**Gráfico No 27**

A partir del 20 de junio se observa un incremento de la generación fuera de mérito, como consecuencia de la indisponibilidad del circuito Primavera – Cerromatoso.

### 3.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 28 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito  
Enero 2012- Junio 2012**

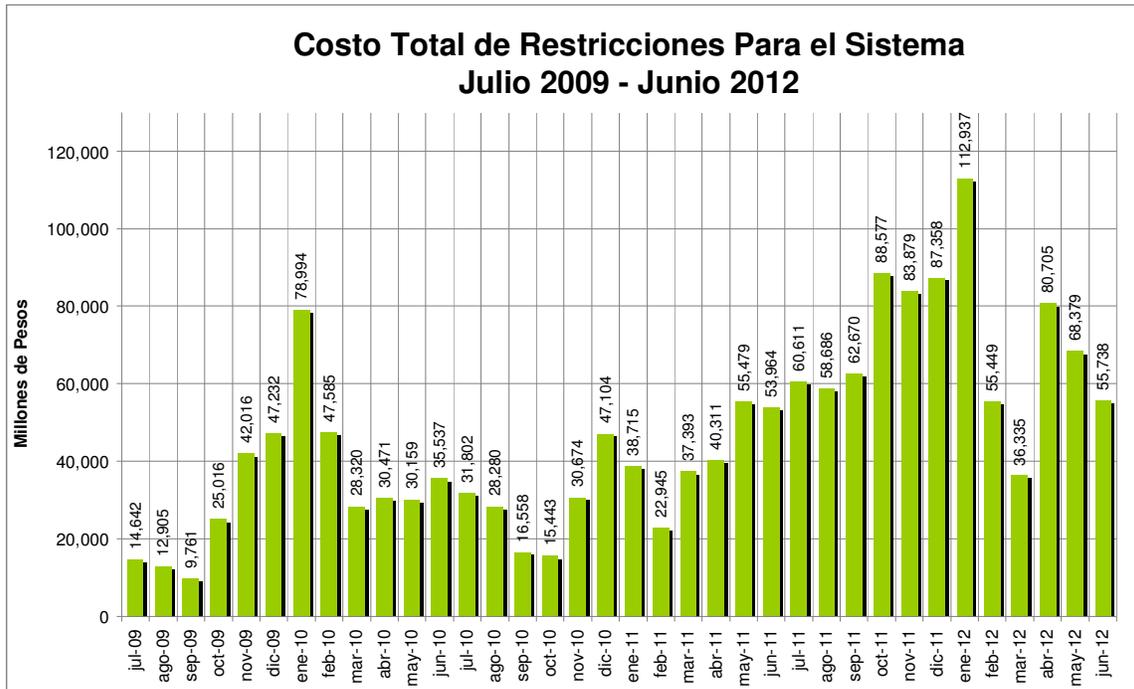


**Gráfico No 28**

Los precios de las generaciones fuera de mérito en Candelaria y las unidades de Cartagena se ubican entre \$800/kWh y \$400/kWh, los cuales reflejan la utilización de combustibles líquidos.

### 3.5.3 Costo Mensual de Restricciones

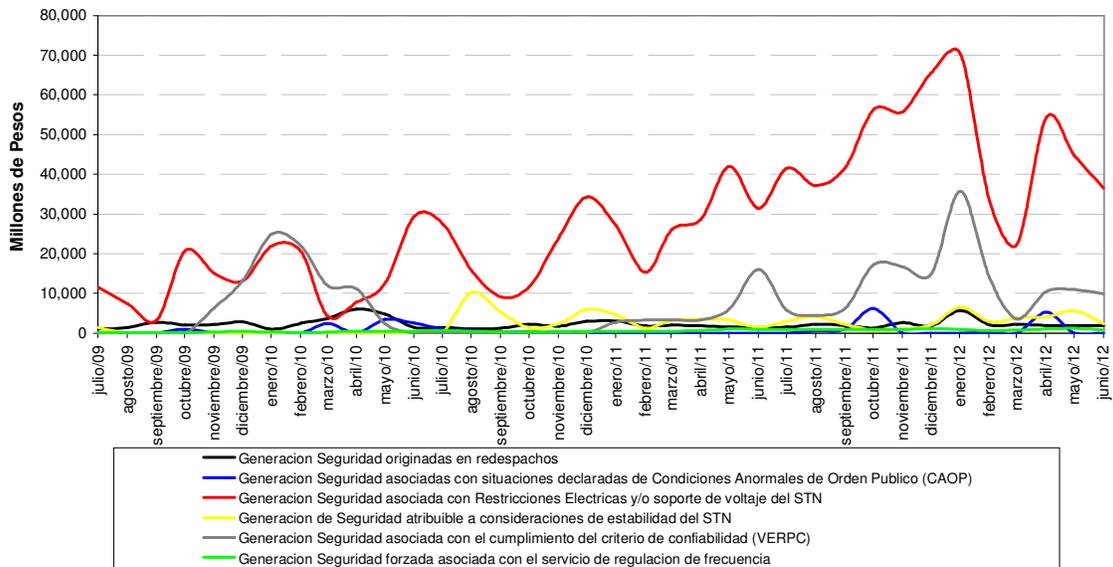
El gráfico No 29 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.



**Gráfico No 29**

### 3.5.4 Costo de Restricciones por Causa

#### Costo de Restricciones por Causa Julio 2009 a Junio 2012

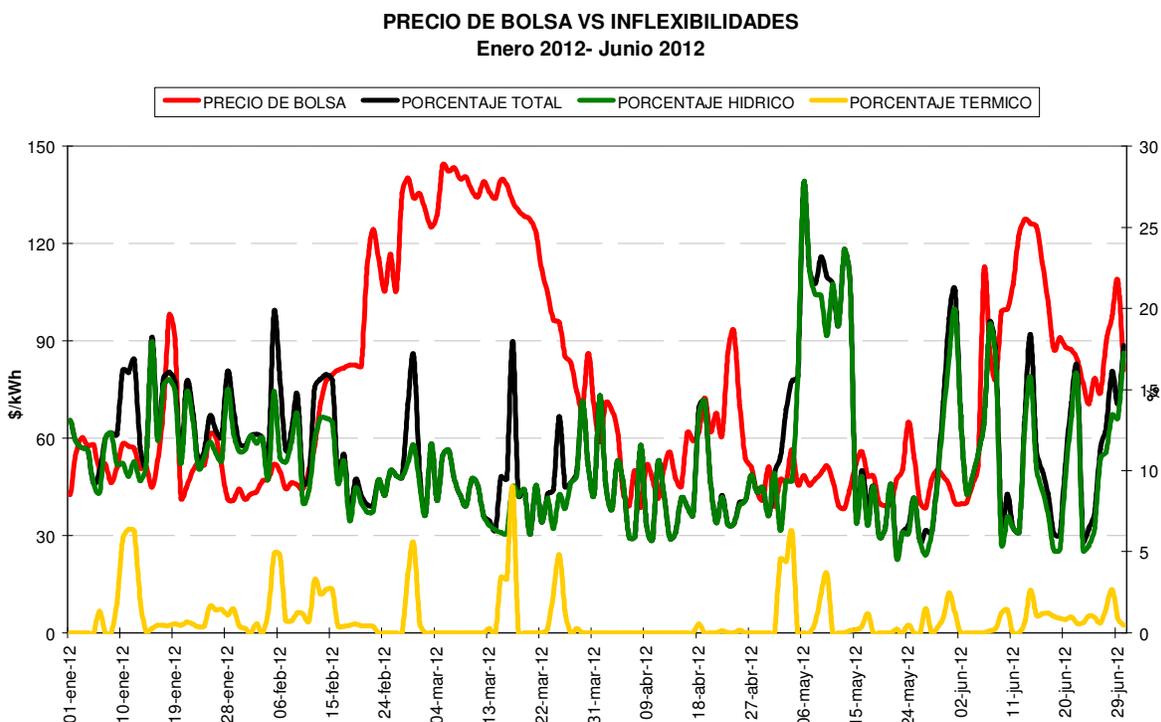


**Gráfico No 30**

El gráfico No 30 presenta el costo mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema en los últimos 3 años, identificadas por tipo de causa. Se identifican como causas principales, las restricciones de seguridad eléctrica y soporte de voltaje del STN y las asociadas al cumplimiento del criterio de confiabilidad VERPC (valor esperado de racionamiento de potencia a corto plazo).

### 3.5.5 Generación Inflexible como Porcentaje de Demanda

El gráfico No 31 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes tipos de generación inflexible diaria expresados como porcentaje de la demanda, para los últimos 6 meses.



**Gráfico No 31**

La generación inflexible es una generación fuera de mérito que requiere ser despachada por restricciones técnicas de las plantas (generación mínima, tiempos mínimos de operación, tasas de toma/diminución de carga, etc.), la cual para efectos del despacho ideal se descuenta de la demanda del sistema y se paga al mayor precio entre el precio de bolsa y el precio de reconciliación positiva.

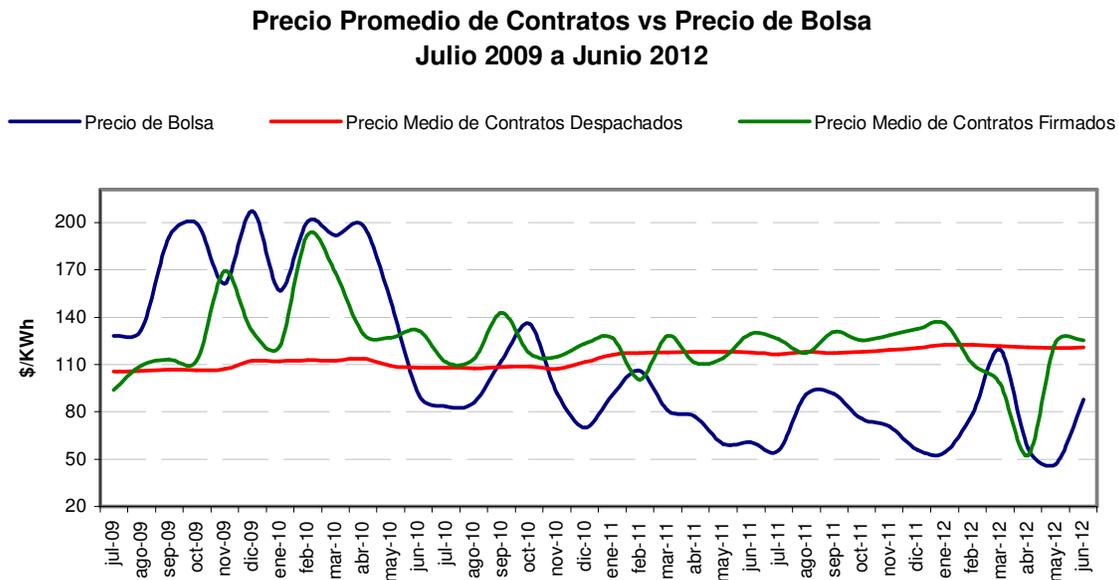
Se observa en el gráfico como la generación inflexible cambió su patrón de comportamiento en el mes de junio, presentando variaciones extremas (entre 10% y 15% de la demanda del sistema) y frecuentes. Además, dado que la generación inflexible se descuenta de la demanda del sistema, su incremento disminuye la demanda y tiende a deprimir los precios de bolsa, efecto que se visualiza en mayo, pero no en junio.

El CSMEM no ha encontrado una explicación para el cambio del comportamiento de la generación inflexible, pero se propone continuar monitoreando y analizando esta situación.

### 3.6 Mercado de Contratos

#### 3.6.1 Precio Promedio de Contratos

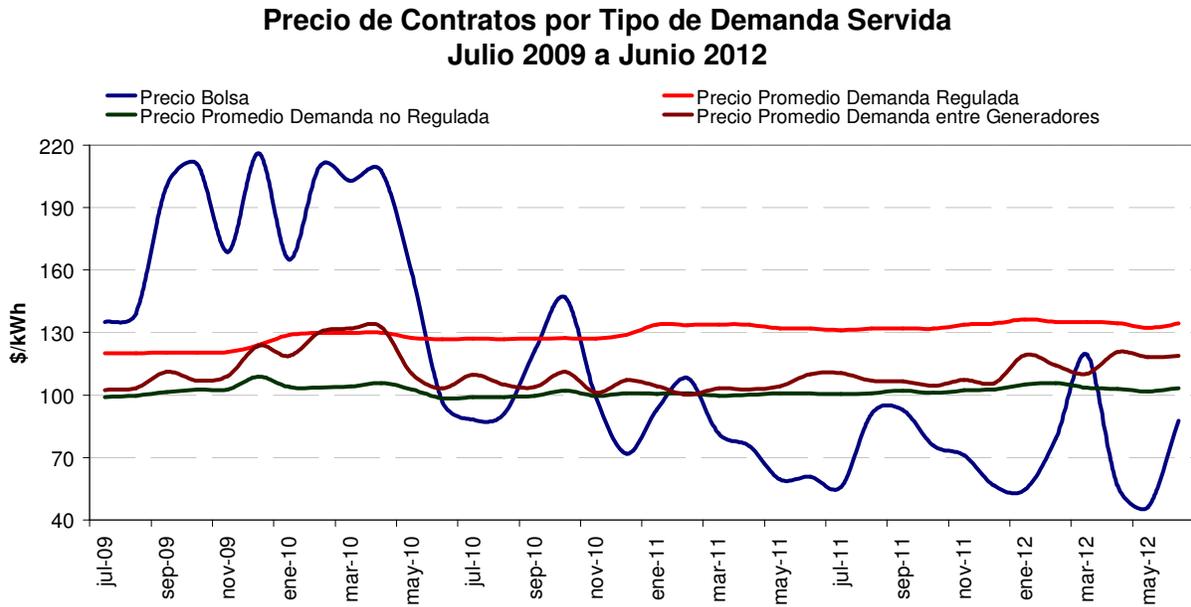
El gráfico No 32 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años.



**Gráfico No 32**

### 3.6.2 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

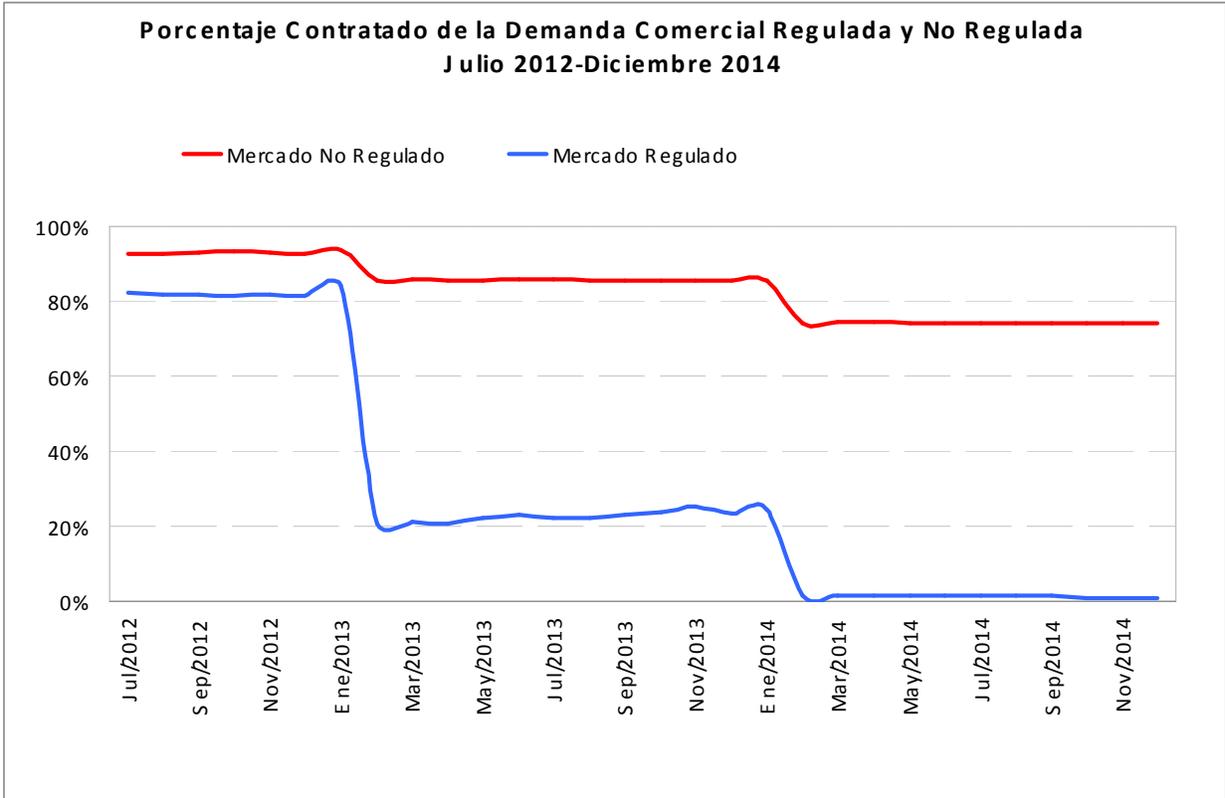
El gráfico No 33 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada, para la demanda no regulada (descontados los contratos entre generadores) y para los contratos de respaldo entre generadores vs el precio de Bolsa, en los últimos tres años.



**Gráfico No 33**

### 3.6.3 Porcentaje de Demanda Futura Contratada

El gráfico No 34 presenta el porcentaje de demanda futura contratada, clasificado por tipo de demanda; regulada y no regulada, para los próximos tres años.



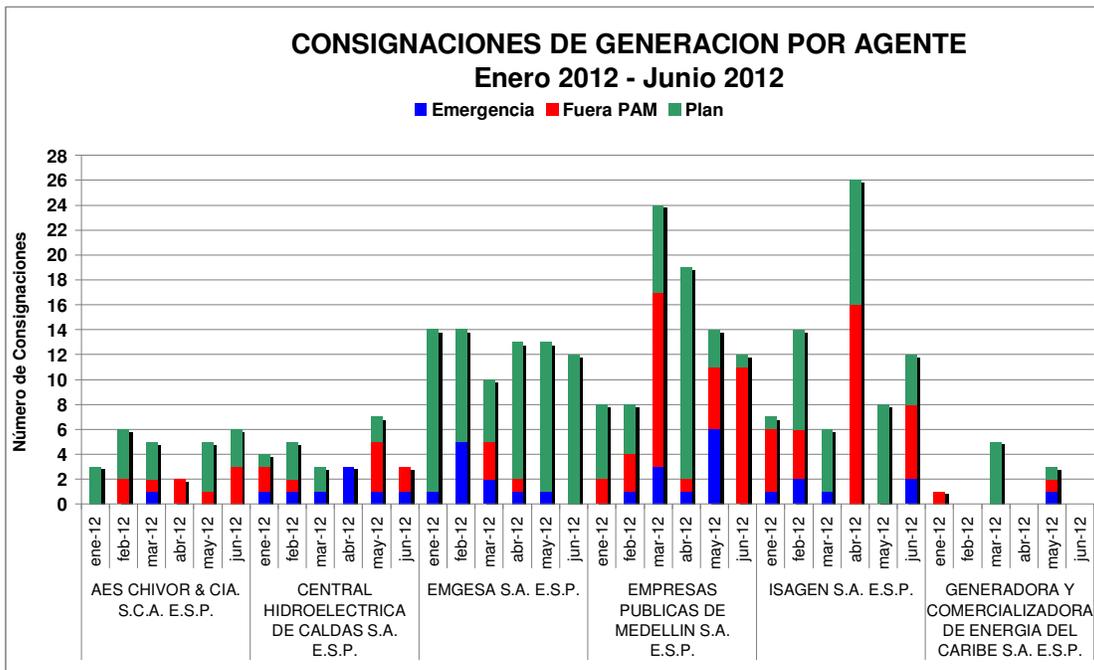
**Gráfico No 34**

**3.7 Indicadores Operativos**

**3.7.1 Mantenimientos de Generación por Agente**

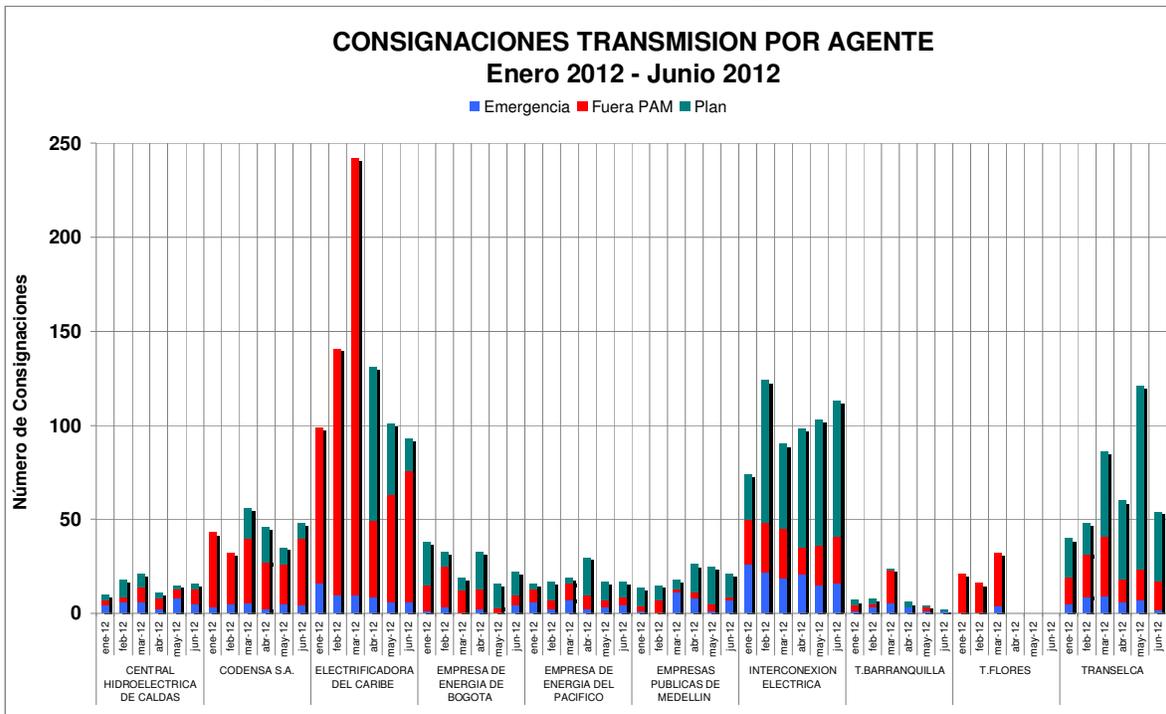
El gráfico No 35 presenta el número de consignaciones de generación en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.

En EPM la casi totalidad de las consignaciones de generación en el mes de junio se efectuaron por fuera del plan de mantenimientos, así como el aumento de los mantenimientos no programados en Isagen.



**Gráfico No 35**

### 3.7.2 Consignaciones de Transmisión por Agente



**Gráfico No 36**

El gráfico No 36 presenta el número de consignaciones de transmisión nacional y regional en los últimos seis meses, para los agentes que realizaron el mayor número de consignaciones.