

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

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

**Informe No 81 – 2013**

**DESEMPEÑO FINANCIERO DE LOS PRINCIPALES**

**AGENTES GENERADORES EN EL 2012**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Julio 22 de 2013**

# CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>DESEMPEÑO FINANCIERO DE LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES EN EL 2012 ....</b>	<b>2</b>
2.1	CHIVOR.....	2
2.2	EMGESA.....	4
2.3	EPM.....	6
2.4	EPSA.....	8
2.5	GECELCA.....	10
2.6	ISAGEN.....	12
2.7	CELSIA.....	14
2.8	CONCLUSIONES.....	16
2.9	ANEXO DE TABLAS.....	18
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....</b>	<b>20</b>
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	20
3.1.1	<i>Generación del Sistema.....</i>	<i>20</i>
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	<i>21</i>
3.1.3	<i>Exportaciones e Importaciones de Energía.....</i>	<i>21</i>
3.1.4	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>22</i>
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>23</i>
3.1.6	<i>Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado.....</i>	<i>23</i>
3.1.7	<i>Nivel de los Embalses.....</i>	<i>25</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA.....	25
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>25</i>
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>26</i>
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos.....</i>	<i>26</i>
3.2.4	<i>Precios de Bolsa Horarios vs Generación.....</i>	<i>27</i>
3.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>28</i>
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>28</i>
3.2.7	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación por Tipo.....</i>	<i>29</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	30
3.3.1	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>30</i>
3.3.2	<i>Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología.....</i>	<i>31</i>
3.3.3	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa.....</i>	<i>31</i>
3.3.4	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	<i>32</i>
3.3.5	<i>Plantas Marcadoras del Precio.....</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>34</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 Positivas y Negativas.....</i>	<i>35</i>
3.4.3	<i>Costo de Reconciliaciones por Zonas.....</i>	<i>36</i>
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	36
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito.....</i>	<i>36</i>
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito.....</i>	<i>37</i>
3.5.3	<i>Costo Mensual de Restricciones.....</i>	<i>38</i>

## Resumen Ejecutivo

En el 2012 se presentaron hidrologías muy altas en el primer semestre y muy bajas en el segundo semestre. En promedio, los recursos hídricos se despacharon 54% del tiempo, 5 puntos porcentuales por debajo del observado en 2011 que estuvo afectado por el fenómeno de la Niña. En consecuencia, el porcentaje de despacho de las térmicas se incrementó de 14% a 33%. El aumento en la participación de la generación térmica incidió en los precios elevados de la energía que promediaron 159 \$/kWh. En efecto, de la información analizada se desprende que los costos de combustibles asociados con la generación térmica se encuentran en niveles 162 \$/kWh térmico generado que impone un piso alto al costo variable de generación. Independientemente de las causas, el país está enfrentando precios de la energía eléctrica en el mercado de energía mayorista poco competitivos y por encima del referente internacional.

Los ingresos por ventas de energía para 2012 agregados para las empresas de la muestra sumaron \$12,8 billones de pesos, 5% por encima de los de 2011. Si se consideran únicamente los ingresos de generación, para evitar una doble contabilidad, ascienden \$6 billones. Para generar estos ingresos, las empresas incurrieron en gastos del orden de \$9 billones, 7% por encima del nivel registrado en 2011. Por su parte, las utilidades asociadas con el mercado de energía mayorista alcanzaron \$3,5 billones, lo cual indica un crecimiento de 2% con respecto al año anterior.

Las empresas de la muestra obtuvieron una rentabilidad sobre el patrimonio de 14%, excluidas Celsia y EPM. Se encontró que esta rentabilidad es superior a la del conjunto de las mayores empresas de la economía nacional sin considerar las del sector minero y de hidrocarburos.

El precio de la energía del mercado mayorista se ubicó en \$159/kWh (USD\$89/MWh), muy por encima de referentes internacionales para analizar la competitividad del país como Estados Unidos. Estos precios están asociados con un porcentaje relativamente alto de despachos térmicos, sobre todo en la segunda mitad del año y a costos elevados para adquirir los combustibles. En particular, se detectaron compras importantes de ACPM para generar con líquidos, que sugiere problemas en el abastecimiento de combustibles más económicos como carbón y gas natural. No sobra recordar que la generación con combustibles tan costosos no solo afectan los precios que perciben las plantas que los utilizan, sino toda la energía que se transa en el mercado cuando estas unidades están marginando.

En el análisis se encontró que todas las empresas de generación incluidas en la muestra presentan índices de endeudamiento bajo (20%), 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. Para varias empresas existe un espacio amplio para mejorar la gestión de la cartera (146 días).

#### Resumen de los indicadores financieros y operativos 2012

	Celsia	Chivor	Emgesa	EPM	EPSA	Gecelca	Isagén	Total
Ingresos	451,155	897,942	2,163,977	4,968,598	1,281,962	1,360,883	1,727,381	12,851,897
Variación 2012 - 2011	68%	18%	12%	4%	-4%	-9%	-6%	5%
Gastos y costos	367,369	648,741	1,380,448	3,511,791	1,004,624	1,232,283	1,272,770	9,418,026
Variación 2012 - 2011	-3%	34%	7%	9%	-2%	8%	1%	7%
Utilidades	162,473	249,201	783,529	1,430,856	277,384	128,600	454,610	3,486,654
Variación 2012 - 2011	4%	-3%	14%	1%	44%	-47%	-7%	2%
Patrimonio	2,837,124	985,809	5,721,351	17,231,290	2,909,998	1,199,586	3,619,358	34,504,515
Variación 2012 - 2011	4%	-25%	2%	2%	1%	8%	5%	2%

Fuente: SUI, XM

La segunda parte de este informe incluye el análisis del desempeño del MEM en el mes de junio de 2013, destacándose que la generación total del sistema considerando año completo, creció a una tasa del 2.54%, por debajo del crecimiento del PIB esperado. Igualmente se observó una fuerte recomposición en la estructura de generación, ya que la generación térmica aportó el 24% de la energía generada, lo cual responde en gran medida, al bajo régimen de aportes hídricos.

El crecimiento promedio ponderado de la demanda de energía mensual para el mes de Junio, con respecto al mismo mes del 2012 fue 1,8%, disminución que obedece principalmente a la caída de las actividades en las industrias manufacturera y de minas. Por otra parte, se redujeron las exportaciones a Ecuador, pero se mantuvo un flujo relativamente alto con Venezuela; además la importación desde Ecuador se incrementó considerablemente debido a los buenos precios de su oferta.

Los aportes hídricos estuvieron por debajo de los referentes históricos, siendo los más bajos registrados para el mes de junio desde el año 2000. El nivel del embalse agregado del SIN continuó su recuperación en forma lenta, lo que significó un aumento de las reservas de solo 1,8%.

El precio de bolsa retomó una senda ascendente asociada a la baja recuperación del embalse, con relación a los patrones observados en mayo, aunque a final del mes los precios cayeron nuevamente para registrar un precio promedio similar al de mayo; la

volatilidad del precio aumentó considerablemente para periodos de máxima y mínima demanda y el precio promedio fue \$141,22/kWh.

Las estrategias de oferta durante junio se caracterizaron por seguir el mercado, incluso embalses con niveles muy bajos, cotizaron a la bolsa en rangos competitivos con una probabilidad elevada de salir en despacho. Las excepciones fueron Guatapé, Playas y Guatrón, que ofertaron muy por debajo de los niveles de bolsa. La alta frecuencia de cotizaciones en el rango de mercado, ayuda a explicar porque los precios en horas de baja demanda observados en junio fueron elevados; de igual forma, el hecho que los agentes no hayan cotizado a precios muy por encima de los del mercado para cuidar sus reservas de agua, permite entender porque los precios en horas pico fueron bajos, con relación a meses anteriores.

Se destacan también los bajos precios de las ofertas de algunas plantas de carbón y precios competitivos de algunas térmicas a gas. Nuevamente parte del parque térmico cotizó en niveles completamente ajenos a la franja de competitividad.

En el proceso de formación de precios en la bolsa durante junio, Isagen fue el agente más activo en la definición del precio de mercado. El nivel de concentración fue inferior al que usualmente se registra y los precios en la bolsa estuvieron definidos 84% del tiempo por las ofertas de cuatro agentes.

El poder de mercado, medido a través de índice de Lerner se ubicó en niveles moderados para baja y media demanda. En demanda alta el índice denota un poder de mercado considerable; no obstante, en junio la escalada de precios no se explica por el comportamiento del índice Lerner en horas de alta demanda.

# 1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Desempeño financiero de los principales agentes generadores en el 2012, b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de junio del 2013.

## **a) Desempeño Financiero de los Principales Agentes Generadores en el 2012**

Analiza el desempeño financiero de los principales generadores durante el 2012, con el objeto de identificar las tendencias de las principales variables de ingresos y gastos, analizar la rentabilidad de los agentes y evaluar su solvencia como participantes del mercado mayorista.

El ejercicio se basa en las cuentas PUC que compila la SSPD. En algunos casos, la información se cruza con la reportada en los estados financieros de las empresas.

## **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 2013, un comportamiento que merece destacarse.

## 2 Desempeño Financiero de los Principales Agentes Generadores en el 2012

En este informe el CSMEM presenta el análisis de los resultados financieros de una muestra de generadores. El análisis es importante para el monitoreo del mercado porque permite identificar las tendencias de las principales variables de ingresos y gastos, analizar la rentabilidad de los agentes y evaluar su solvencia como participantes del mercado mayorista. El ejercicio se basa en las cuentas PUC que compila la SSPD. En algunos casos, la información se cruza con la reportada en los estados financieros de las empresas. De igual forma, se construyen algunos indicadores que involucran simultáneamente variables financieras y técnicas.

El 2012 fue un año de contrastes en el mercado mayorista de energía. Hasta julio los aportes hídricos fueron elevados y en consecuencia, los precios de bolsa se mantuvieron deprimidos; a partir de este mes se inició un período de sequía no asociado con el Fenómeno del Niño y el mercado reaccionó con una escalada de precios que los ubicó por encima de los registros históricos en los últimos 3 años.

### 2.1 Chivor

Los ingresos por generación de Chivor crecieron 18% en términos reales. A pesar de los bajos aportes al embalse en el segundo semestre del año, el agente mantuvo un elevado nivel de despachos que le permitió aprovechar los precios altos en bolsa, en la segunda mitad del año. Como consecuencia, los niveles de embalse se redujeron hasta un mínimo histórico.

Esta empresa mantuvo relativamente constante su exposición en bolsa, en un nivel de 43% de acuerdo con los estados financieros. El nivel de bolsa de Chivor es alto, con respecto a otros agentes, porque dado su carácter exclusivamente hidráulico, el riesgo de asumir compromisos en contratos de largo plazo es más elevado.

**Tabla No 1. Ingresos operacionales de Chivor (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
Ingresos	740.166	897.942
Generación	690.164	814.276
Comercialización	0	0
Otros servicios	653	633
Otros ingresos	49.350	83.032

Fuente: SUI

Los gastos administrativos crecieron a 4% en términos reales con respecto al 2011. Se observa un crecimiento importante en el rubro de otros gastos, que incluye el pago de intereses y otras obligaciones financieras. En el 2012 hubo un incremento importante de 81% en términos reales, en las compras de energía en bolsa. Este comportamiento es consistente con ventas elevadas en la bolsa, en un entorno de bajos aportes hidrológicos. La información financiera permite inferir que Chivor tuvo necesidad de adquirir en bolsa cantidades elevadas de energía, para atender sus compromisos con el mercado. El mayor crecimiento en los costos de producción con respecto a los ingresos, dio lugar a una caída real en la utilidad de 3% después de impuestos.

**Tabla No 2. Gastos de Chivor (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
Gastos	226.227	273.870
Administración	23.043	23.974
Provisión de agotamiento	134.299	141.159
Otros gastos (intereses y otros)	68.884	108.736
Costos de producción	257.616	374.871
Gastos en personal y otros generales	13.599	14.686
Depreciación	29.390	24.102
Costo de bienes	170.497	293.573
Compras de energía en bloque	0	0
Compras de energía en bolsa	151.593	275.074
Costo de conexión (restricciones)	2.667	2.606
Uso de redes	0	0
Otros (manejo comercial)	16.238	15.893
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	28.770	24.747
Insumos	0	0
Químicos	0	0
Gas	0	0
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	0	0
Impuestos	493	94
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	14.866	17.669
Utilidad del período (después de impuestos)	256.324	249.201

Fuente: SUI

El activo de Chivor creció 2% en el último año, en parte por acumulación de cuentas por cobrar. En los estados financieros se reporta un aumento en los pasivos asociados con el rubro compañías vinculadas. Como resultado de estos movimientos en el balance, el patrimonio de la empresa se redujo 25% con respecto al año anterior.

Chivor es una empresa financieramente sólida. El índice de endeudamiento se estimó en 15% concentrado totalmente en el largo plazo<sup>1</sup>. Preocupa en el 2012 una reducción

<sup>1</sup> Se presenta una diferencia entre los estados financieros y la información reportada a la SSPD en la clasificación presentada de los pasivos a largo plazo. En el caso de la información reportada a la SSPD, se encuentran \$300.405

considerable en la rotación de la cartera que pasó de 47 días a 148 días<sup>2</sup>. A pesar de la reducción en las utilidades, la rentabilidad de la compañía aumentó de 19% en 2011 a 25% en 2012<sup>3</sup>. Esto se explica por la reducción en el valor patrimonial de la empresa. La rentabilidad de Chivor sigue siendo excepcionalmente elevada en comparación con otros sectores de la economía.

**Tabla No 3. Balance financiero de Chivor (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Activos</b>	<b>1.913.463</b>	<b>1.960.776</b>
Caja y bancos	68.388	36.734
Otros activos líquidos	0	0
Inversiones	216.396	248.892
Deudores	88.107	329.784
Inventarios	2.309	2.559
Planta y equipo	1.144.447	1.100.282
Otros activos	393.816	242.525
<b>Pasivos</b>	<b>592.036</b>	<b>974.967</b>
Obligaciones financieras	0	0
Cuentas por pagar	14.781	434.955
Obligación laboral	3.643	1.369
Bonos y títulos	338.457	300.405
Pasivos estimados	80.386	86.850
Otros pasivos	154.768	151.388
<b>Patrimonio</b>	<b>1.321.427</b>	<b>985.809</b>
Capital suscrito y pagado	239.775	233.737
Reservas	380.619	378.311
Resultados del ejercicio	256.324	248.748
Otras valorizaciones	444.708	125.014

Fuente: SUI

## 2.2 Emgesa

En Emgesa también se registró un aumento en los ingresos con relación al 2011 (10%). De los estados financieros publicados por la empresa se desprende que 76% de las ventas de energía se transaron mediante contratos bilaterales de largo plazo y 24% en la bolsa.

---

millones como obligaciones en bonos y títulos y ninguna obligación en el sistema financiero. En el P&G de la compañía, estos \$300.405 millones se clasifican como obligaciones financieras de largo plazo. El indicador de endeudamiento en este informe se estima como las obligaciones financieras más las adquiridas por emisión de bonos y títulos sobre el total del activo.

<sup>2</sup> Este indicador se estima como el número de días promedio de recuperación de cartera calculando el cociente entre el rubro de cuentas por cobrar y las ventas de energía eléctrica multiplicado por 365.

<sup>3</sup> El ROE (rentabilidad sobre el patrimonio) se estima como las utilidades después de impuestos sobre el patrimonio.

**Tabla No 4. Ingresos operacionales de Emgesa (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Ingresos</b>	<b>1.976.063</b>	<b>2.163.977</b>
Generación	1.345.444	1.506.060
Comercialización	597.923	634.205
Otros servicios	4.851	4.064
Otros ingresos	27.845	19.648

Fuente: SUI

Los gastos se redujeron 1%, con una caída importante en otros gastos y un aumento importante en provisión de agotamiento que incluye entre otros, el impuesto a la renta. Los costos de producción aumentaron 12% con mayores compras de energía en la bolsa que pasaron de \$53.500 millones del 2011 a \$140.200 en 2012. Como en el caso de Chivor, las mayores compras en bolsa pueden estar relacionadas con los bajos aportes del segundo semestre y los bajos niveles de embalse observados en Guavio.

Se observa una reconfiguración en los insumos de las plantas térmicas con menores compras de gas y mayores compras de carbón y de combustibles líquidos. Sorprende la intensidad en el uso de líquidos, lo cual ayuda a explicar el crecimiento en los precios de bolsa en la segunda mitad del año y constituye un síntoma de la escasez de abastecimiento de otros combustibles más eficientes como el gas y el carbón. Las utilidades después de impuestos se situaron en \$783.529 millones con un crecimiento de 14% en términos reales con respecto al 2011.

**Tabla No 5. Gastos de Emgesa (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Gastos</b>	<b>505.835</b>	<b>499.579</b>
Administración	25.608	25.224
Provisión de agotamiento	315.709	325.283
Otros gastos (intereses y otros)	164.517	149.072
<b>Costos de producción</b>	<b>785.224</b>	<b>880.869</b>
Gastos en personal y otros generales	43.685	47.768
Depreciación	148.219	139.848
Costo de bienes	369.431	433.797
Compras de energía en bloque	59.928	38.955
Compras de energía en bolsa	53.479	140.166
Costo de conexión (restricciones)	36.941	31.555
Uso de redes	205.391	208.074
Otros (manejo comercial)	13.692	15.047
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	59.611	65.529
<b>Insumos</b>	<b>102.166</b>	<b>138.484</b>
Químicos	-638	353
Gas	23.705	16.605
Carbón	16.765	28.483
Fuel Oil	62.333	93.043
Otros insumos	0	0
Impuestos	9.255	4.826
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	52.856	50.618
<b>Utilidad del período (después de impuestos)</b>	<b>685.005</b>	<b>783.529</b>

Fuente: SUI

En el 2012 los activos de Emgesa crecieron 8% con una variación importante en las inversiones. Los pasivos también crecieron, a una tasa de 18% explicado principalmente por el aumento en las obligaciones con tenedores de títulos y bonos expedidos por la empresa. El patrimonio se incrementó 2%.

**Tabla No 6. Balance financiero de Emgesa (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Activos</b>	<b>8.479.385</b>	<b>9.140.080</b>
Caja y bancos	514.150	631.323
Otros activos líquidos	0	0
Inversiones	19.465	162.552
Deudores	433.212	326.031
Inventarios	62.825	63.153
Planta y equipo	5.167.919	5.527.869
Otros activos	2.281.813	2.429.151
<b>Pasivos</b>	<b>2.895.715</b>	<b>3.418.729</b>
Obligaciones financieras	332.882	316.018
Cuentas por pagar	376.962	434.165
Obligación laboral	9.852	11.178
Bonos y títulos	1.972.662	2.421.277
Pasivos estimados	199.100	232.295
Otros pasivos	4.257	3.796
<b>Patrimonio</b>	<b>5.583.670</b>	<b>5.721.351</b>
Capital suscrito y pagado	672.148	655.222
Reservas	336.257	327.789
Resultados del ejercicio	685.005	783.529
Otras valorizaciones	3.890.260	3.954.810

Fuente: SUI

Emgesa también se puede caracterizar como una empresa sólida, con niveles bajos de endeudamiento (30%), concentrado en el largo plazo y una rentabilidad del patrimonio de 14%. La rotación de cartera se ubica en 56 días con una reducción con respecto al 2011.

## 2.3 EPM

De acuerdo con la base de la SSPD, EPM logró aumentar sus ingresos por ventas de energía en un 6% en términos reales. Aproximadamente 83% de sus ventas de energía en el mercado mayorista corresponden a contratos bilaterales. En este sentido, EPM no tiene incentivos fuertes para utilizar su poder de mercado, por lo menos bajo una perspectiva de corto plazo. Como se ha advertido en otros informes de análisis financiero del CSMEM, el análisis de resultados de EPM debe tomarse con cautela teniendo en cuenta que se trata de una empresa que integra la prestación de varios servicios y por lo tanto, en la contabilidad pueden persistir rubros que no se pueden

separar. La empresa reporta a la SSPD las cuentas asociadas con ventas de energía eléctrica que también incluyen un componente de comercialización.

**Tabla No 7. Ingresos operacionales de EPM (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
Ingresos	4.669.992	4.968.598
Generación	1.280.134	1.329.046
Comercialización	2.512.700	2.613.475
Otros servicios	58.835	65.320
Otros ingresos	508.176	655.271

Fuente: SUI

Los gastos administrativos se incrementaron 11%, a pesar de una reducción de 20% en la provisión de agotamiento que incluye el impuesto a la renta. En general los costos de la empresa se mantuvieron en los niveles registrados en el 2011, incluyendo las compras de energía en bolsa. Se destaca, no obstante, el aumento en las compras de gas natural que pasó de \$13.260 millones en el 2011 a \$67.253 millones en el 2012. Presumiblemente la mayor generación térmica le permitió mantener estables las compras de energía eléctrica en bolsa, aún en la coyuntura de hidrologías bajas. La utilidad de la empresa se mantuvo en los niveles del 2011, con un crecimiento en términos reales de 1%.

**Tabla No 8. Gastos de EPM (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Gastos</b>	<b>1.281.273</b>	<b>1.422.755</b>
Administración	379.798	438.570
Provisión de agotamiento	550.306	438.818
Otros gastos (intereses y otros)	351.169	545.367
<b>Costos de producción</b>	<b>1.951.581</b>	<b>2.089.036</b>
Gastos en personal y otros generales	199.257	200.329
Depreciación	203.513	217.772
Costo de bienes	1.167.618	1.204.543
Compras de energía en bloque	312.182	304.958
Compras de energía en bolsa	448.285	460.742
Costo de conexión (restricciones)	2.919	2.057
Uso de redes	391.244	423.778
Otros (manejo comercial)	12.988	13.007
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	74.634	84.348
Insumos	13.260	81.297
Químicos	0	0
Gas	13.260	67.253
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	0	0
Impuestos	4.689	3.804
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	288.611	296.943
<b>Utilidad del período</b>	<b>1.409.811</b>	<b>1.430.856</b>

Fuente: SUI

En el 2012 el valor de los activos de EPM se mantuvo constante en términos reales, con respecto al año anterior. Los pasivos por su parte, se redujeron 5% con una disminución importante en las cuentas por pagar y un ligero incremento en las obligaciones financieras. El patrimonio creció 2%.

**Tabla No 9. Balance financiero de EPM (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Activos</b>	<b>23.894.316</b>	<b>23.947.284</b>
Caja y bancos	296.602	322.677
Otros activos líquidos	1.174	0
Inversiones	6.099.941	5.533.850
Deudores	1.448.195	1.569.279
Inventarios	70.500	83.295
Planta y equipo	6.870.187	6.928.974
Otros activos	9.107.717	9.509.210
<b>Pasivos</b>	<b>7.034.459</b>	<b>6.715.995</b>
Obligaciones financieras	4.530.632	4.738.279
Cuentas por pagar	941.740	474.626
Obligación laboral	77.845	78.153
Bonos y títulos	0	0
Pasivos estimados	987.914	883.125
Otros pasivos	496.327	541.810
<b>Patrimonio</b>	<b>16.859.857</b>	<b>17.231.290</b>
Capital suscrito y pagado	52	51
Reservas	2.291.318	2.327.121
Resultados del ejercicio	1.409.811	1.430.856
Otras valorizaciones	13.158.675	13.473.262

Fuente: SUI

La empresa generó una rentabilidad sobre el patrimonio de 8% similar a la generada en 2011. Como los otros agentes analizados, EPM se caracteriza por su solvencia con niveles bajos de endeudamiento (20%). La empresa tiene un índice bajo de rotación de cartera, con 145 días de recuperación.

## 2.4 EPSA

Como en EPM, EPSA tiene algunas actividades integradas en distribución y comercialización de energía eléctrica y es metodológicamente difícil separar estas actividades. A partir de la información reportada a la SSPD se infiere que los ingresos asociados estrictamente con la generación ascendieron a \$469.000 millones, que representa una caída de 4% sobre las ventas por este concepto en 2011. Se infiere, además, que EPSA expone a contratos 53% de su energía, con lo cual sus resultados dependen estrechamente del precio de bolsa en el corto plazo.

**Tabla No 10. Ingresos operacionales de EPSA (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Ingresos</b>	<b>1,213,168</b>	<b>1,281,962</b>
Generación	487,961	469,665
Comercialización	467,207	489,898
Otros servicios	202,415	18,791
Otros ingresos	55,585	105,039

Fuente: SUI

Teniendo en cuenta las limitaciones para discriminar la información entre servicios, a partir del PUC que la empresa reporta a la SSPD se infiere que la empresa redujo sus gastos administrativos (1%) e incrementó los de producción (7%). En particular, las compras de energía en bolsa aumentaron 10% y se incurrió en un costo por compra de gas de cerca de \$17.000 millones. En 2011 la empresa no reportó compras de este combustible. Las utilidades de la empresa ascendieron a \$277.384 millones, 44% por encima de la observada en 2011.

**Tabla No 11. Gastos de EPSA (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Gastos</b>	<b>349,266</b>	<b>284,072</b>
Administración	63,774	63,322
Provisión de agotamiento	120,337	152,659
Otros gastos (intereses y otros)	165,154	68,091
<b>Costos de producción</b>	<b>671,695</b>	<b>720,552</b>
Gastos en personal y otros generales	52,314	64,794
Costo de bienes	403,352	431,559
Compras de energía en bloque	94,566	102,956
Compras de energía en bolsa	204,425	224,727
Costo de conexión (restricciones)	3,238	3,365
Uso de redes	71,458	71,297
Otros (manejo comercial)	29,665	29,215
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	24,842	20,245
Insumos	2,665	21,043
Químicos	0	0
Gas	13	16,972
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	2,652	4,072
Impuestos	8,514	9,122
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	180,009	118,482
<b>Utilidad del período</b>	<b>192,207</b>	<b>277,384</b>

Fuente: SUI

A pesar del registro contable de un aumento considerable en ingresos, gastos y utilidades, las cifras reportan una caída en el activo y en el pasivo. De acuerdo con esta información el patrimonio de EPSA habría aumentado un 1% en términos reales entre 2011 y 2012.

**Tabla No 12. Balance financiero de EPSA (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Activos</b>	<b>4,153,408</b>	<b>4,042,396</b>
Caja y bancos	173,578	134,624
Otros activos líquidos	0	0
Inversiones	244,973	241,750
Deudores	217,501	168,019
Inventarios	7,613	6,289
Planta y equipo	2,135,375	2,195,594
Otros activos	1,374,369	1,296,119
<b>Pasivos</b>	<b>1,279,900</b>	<b>1,132,398</b>
Obligaciones financieras	155,418	85,093
Cuentas por pagar	293,390	118,212
Obligación laboral	5,309	5,774
Bonos y títulos	610,638	609,891
Pasivos estimados	166,028	265,672
Otros pasivos	49,117	47,757
<b>Patrimonio</b>	<b>2,873,509</b>	<b>2,909,998</b>
Capital suscrito y pagado	1,128,166	1,128,166
Reservas	373,497	325,643
Resultados del ejercicio	192,207	277,384
Otras valorizaciones	1,179,639	1,178,804

Fuente: SUI

El ROE de la empresa ascendió a 10%, doblando los resultados del ejercicio anterior. Los niveles de endeudamiento de la empresa son bajos (17%) y presenta un índice favorable de rotación de cartera (64 días) comprado con otras empresas del sector.

## 2.5 Gecelca

En el 2012 los ingresos por generación ascendieron a \$982.000 millones con una caída de 9% con respecto al año anterior. 54% de la energía generada por la empresa estuvo comprometida en contratos de largo plazo. Lo anterior es positivo para el mercado porque aumenta la oferta en el mercado de contratos, que en el caso colombiano, se tiende a concentrar en los recursos hídricos. Por otra parte, una menor exposición en bolsa reduce los incentivos para usar el poder de mercado.

**Tabla No 13. Ingresos operacionales de Gecelca (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Ingresos</b>	<b>1.383.352</b>	<b>1.360.883</b>
Generación	1.077.347	981.902
Comercialización	235.856	294.061
Otros servicios	0	0
Otros ingresos	37.971	54.003

Fuente: SUI

Los gastos se redujeron 20% explicado en buena medida por una menor provisión para impuesto de renta. Los costos de producción, por su parte crecieron 13%. Se destacan las mayores compras de energía en bolsa que se doblaron con relación al año anterior. Este resultado puede estar asociado con la mayor exposición a contratos de largo plazo. Desde el punto de vista de costos se mantuvieron relativamente constantes las compras de gas natural, pero aumentaron considerablemente las de carbón y las de combustibles líquidos. Desde el punto de vista del mercado mayorista, la mayor intensidad en el uso del carbón es positiva porque últimamente se ha detectado que este combustible es más competitivo que el gas natural. La generación con líquidos, como se mencionó atrás, en contraste da una señal de problemas en el abastecimiento de los combustibles y repercute en precios elevados en la bolsa y en generación de rentas. La utilidad después de impuestos ascendió a \$129.000 millones que representa una caída de 47% sobre los resultados obtenidos en el 2011.

**Tabla No 14. Gastos de Gecelca (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Gastos</b>	<b>191.486</b>	<b>153.758</b>
Administración	55.506	55.843
Provisión de agotamiento	124.102	71.063
Otros gastos (intereses y otros)	11.878	26.852
<b>Costos de producción</b>	<b>951.121</b>	<b>1.078.525</b>
Gastos en personal y otros generales	17.420	20.162
Depreciación	55.683	54.401
Costo de bienes	251.722	295.880
Compras de energía en bloque	174.557	175.203
Compras de energía en bolsa	33.213	69.578
Costo de conexión (restricciones)	4.651	4.726
Uso de redes	1.545	1.907
Otros (manejo comercial)	37.756	44.466
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	2.496	2.996
Insumos	599.068	663.226
Químicos	375	391
Gas	518.858	527.595
Carbón	25.742	69.338
Fuel Oil	3.699	17.088
Otros insumos	50.393	48.815
Impuestos	5.957	6.420
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	18.775	35.440
<b>Utilidad del período</b>	<b>240.745</b>	<b>128.600</b>

Fuente: SUI

El activo se mantuvo cercano a los niveles reportados en el 2011, con un crecimiento importante en las inversiones y una reducción en el valor de la planta y equipo. La empresa redujo sus obligaciones financieras a casi la mitad. Como resultado, el patrimonio de Gecelca se incrementó 8% en la vigencia del 2012.

**Tabla No 15. Balance financiero de Gecelca (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Activos</b>	<b>1.603.008</b>	<b>1.614.593</b>
Caja y bancos	181.360	69.914
Otros activos líquidos	118	0
Inversiones	245.483	390.277
Deudores	679.862	649.853
Inventarios	46.993	54.329
Planta y equipo	240.349	181.914
Otros activos	208.843	268.305
<b>Pasivos</b>	<b>489.196</b>	<b>415.007</b>
Obligaciones financieras	62.744	36.648
Cuentas por pagar	87.810	71.694
Obligación laboral	1.746	1.854
Bonos y títulos	0	0
Pasivos estimados	286.594	267.239
Otros pasivos	50.303	37.572
<b>Patrimonio</b>	<b>1.113.812</b>	<b>1.199.586</b>
Capital suscrito y pagado	660.763	644.124
Reservas	37.817	181.334
Resultados del ejercicio	240.745	128.600
Otras valorizaciones	174.487	245.528

Fuente: SUI

En general, los indicadores financieros de Gecelca son favorables. La rentabilidad sobre patrimonio se ubicó en 12% y el nivel de endeudamiento es apenas 2%. La rotación de cartera es elevada pero se sitúa en el rango observado para otros generadores.

## 2.6 Isagen

De acuerdo con el PUC, en el 2012 Isagen obtuvo ingresos por \$786.000 millones derivados de su actividad como generador, con una caída de 6% en términos reales con respecto al 2011. De acuerdo con esta fuente, 73% de la energía generada se comprometió en contratos de largo plazo y 27% se transó en la bolsa. La empresa tiene además un volumen de ventas muy importante en comercialización de energía; esta actividad creció 7%. Considerando los ingresos totales por venta de energía y de acuerdo con los estados financieros de la empresa, 87% de las ventas corresponde a contratos. Desde este punto de vista, Isagen no tiene incentivos fuertes para utilizar su poder de mercado.

**Tabla No 16. Ingresos operacionales de Isagen (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Ingresos</b>	<b>1.746.542</b>	<b>1.727.381</b>
Generación	835.020	785.736
Comercialización	798.821	855.561
Otros servicios	8.259	7.576
Otros ingresos	103.510	77.888

Fuente: SUI

En el 2012 se redujeron los gastos, en particular los asociados con intereses y provisión de agotamiento. Los costos de producción por su parte, se incrementaron 10% real. Se observan aumentos importantes en las compras de energía en bolsa. La empresa, destinó \$104.000 millones a compras de gas natural. No obstante, como se observa en los estados financieros, las ventas de gas le generaron ingresos por cerca de \$82.000 millones. La utilidad después de impuestos ascendió a \$455.000 millones, 7% por debajo del registro del año pasado.

**Tabla No 17. Gastos de Isagen (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Gastos</b>	<b>310.455</b>	<b>234.138</b>
Administración	83.041	110.831
Provisión de agotamiento	128.352	57.542
Otros gastos (intereses y otros)	99.063	65.765
<b>Costos de producción</b>	<b>946.404</b>	<b>1.038.632</b>
Gastos en personal y otros generales	104.561	98.713
Depreciación	102.007	100.096
Costo de bienes	508.965	613.585
Compras de energía en bloque	2.089	989
Compras de energía en bolsa	285.375	382.584
Costo de conexión (restricciones)	14.044	19.148
Uso de redes	200.259	203.603
Otros (manejo comercial)	7.198	7.261
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	54.647	48.950
Insumos	102.465	104.842
Químicos	0	127
Gas	102.465	104.715
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	0	0
Impuestos	1.382	1.423
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	72.377	71.022
<b>Utilidad del período</b>	<b>489.683</b>	<b>454.610</b>

Fuente: SUI

El activo total de la empresa se incrementó 12% durante el 2012 para alcanzar un monto de \$6,7 billones con un aumento considerable en planta y equipo. Este aumento, presumiblemente responde a los proyectos de inversión de la empresa para expandir su capacidad de generación y asciende a casi \$1 billón. En concordancia con lo anterior, el pasivo con terceros también se incrementó, particularmente en obligaciones financieras destinadas a financiar estas obligaciones. Como resultado, el patrimonio de Isagen se incrementó en 5% en la vigencia y alcanzó un valor de \$3.6 millones.

**Tabla No 18. Balance financiero de Isagen (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Activos</b>	<b>6.004.102</b>	<b>6.714.242</b>
Caja y bancos	565.046	177.308
Otros activos líquidos	10.552	835
Inversiones	8.284	584
Deudores	658.678	716.899
Inventarios	46.491	84.591
Planta y equipo	3.961.446	4.959.974
Otros activos	753.604	774.050
<b>Pasivos</b>	<b>2.556.009</b>	<b>3.094.884</b>
Obligaciones financieras	1.586.218	2.166.169
Cuentas por pagar	443.396	395.601
Obligación laboral	10.974	11.055
Bonos y títulos	0	0
Pasivos estimados	73.240	79.066
Otros pasivos	442.181	442.993
<b>Patrimonio</b>	<b>3.448.093</b>	<b>3.619.358</b>
Capital suscrito y pagado	67.804	68.009
Reservas	1.070.936	1.315.755
Resultados del ejercicio	489.683	454.610
Otras valorizaciones	1.819.670	1.780.984

Fuente: SUI

En medio de esta expansión, los niveles de endeudamiento de Isagen se mantienen en un nivel razonable de 32%. La rentabilidad sobre patrimonio se puede considerar elevada y ascendió a 13%, un nivel muy similar al observado el año anterior. Nuevamente, como en el caso de otras empresas, se observa un índice de rotación de cartera relativamente alto (159 días).

## 2.7 Celsia

Celsia además de participar en el sector de generación eléctrica, desempeña otras actividades. Por lo anterior, no hay una correspondencia de 100% entre las cifras del PUC que la empresa reporta a la SSPD y los estados financieros. Los ingresos por generación crecieron 68% para alcanzar \$92.000 millones en el 2012. Además, se reportan ingresos por comercialización de energía por \$108.000 millones. De acuerdo con los estados financieros, 35% de la energía de Celsia se transa en bolsa.

**Tabla No 19. Ingresos operacionales de Celsia (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Ingresos</b>	<b>534.038</b>	<b>451.155</b>
Generación	54.797	92.207
Comercialización	116.411	107.951
Otros servicios	21.490	20.569
Otros ingresos	174.259	230.427

Fuente: SUI

En la vigencia, los gastos cayeron 13% explicados principalmente por una reducción en la provisión de agotamiento. Los costos de producción se incrementaron 5% en términos reales, con un aumento considerable de las compras de energía en bolsa y compras de gas natural. Las utilidades de Celsia ascendieron a \$162.400 millones, 4% por encima del nivel observado en el 2011.

**Tabla No 20. Gastos de Celsia (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Gastos</b>	<b>175.720</b>	<b>153.309</b>
Administración	35.689	46.501
Provisión de agotamiento	62.279	21.739
Otros gastos (intereses y otros)	77.752	85.069
<b>Costos de producción</b>	<b>203.849</b>	<b>214.061</b>
Gastos en personal y otros generales	3.827	4.401
Depreciación	9.360	10.805
Costo de bienes	166.789	172.173
Compras de energía en bloque	0	0
Compras de energía en bolsa	68.035	166.154
Costo de conexión (restricciones)	516	541
Uso de redes	808	0
Otros (manejo comercial)	97.430	5.478
Contribuciones (Ley 99, Fondo de Solidaridad, aportes)	1.729	1.952
Insumos	12.619	20.022
Químicos	22	18
Gas	12.004	19.525
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	592	285
Impuestos	439	102
Otros (arriendo, amortización, honorarios)	9.087	4.606
<b>Utilidad del período</b>	<b>156.841</b>	<b>162.473</b>

Fuente: SUI

Del balance se desprende que la actividad de Celsia involucra varias actividades distintas a la del sector eléctrico. Así por ejemplo, la planta y equipo corresponde a menos de 10% de los activos de la empresa. En el 2012 la empresa redujo sus pasivos con terceros, tanto en obligaciones financieras como en cuentas por pagar. En este período el patrimonio de la empresa aumentó 4% en términos reales y alcanzó una cifra de \$2.8 billones.

Celsia también se puede catalogar como una empresa sólida, con bajos índices de endeudamiento (21%). La rentabilidad sobre el patrimonio en el 2012 se mantuvo en 6%, una tasa relativamente baja con respecto a las observadas para otros generadores. Lo anterior, puede estar relacionado con el gran volumen de inversiones no relativas a activos de generación. La rotación de cartera es de 262 días, lo cual se considera excepcionalmente alto.

**Tabla No 21. Balance financiero de Celsia (millones \$ de 2012)**

Cuenta	2011	2012
<b>Activos</b>	<b>3.819.752</b>	<b>3.886.167</b>
Caja y bancos	30.794	129.449
Otros activos líquidos	0	0
Inversiones	2.877.371	2.780.758
Deudores	155.472	143.382
Inventarios	17.384	17.511
Planta y equipo	330.782	339.082
Otros activos	407.948	475.986
<b>Pasivos</b>	<b>1.100.739</b>	<b>1.049.044</b>
Obligaciones financieras	855.982	816.735
Cuentas por pagar	75.758	65.807
Obligación laboral	808	2.342
Bonos y títulos	0	0
Pasivos estimados	168.191	163.956
Otros pasivos	0	204
<b>Patrimonio</b>	<b>2.719.012</b>	<b>2.837.124</b>
Capital suscrito y pagado	185	180
Reservas	1.891.559	1.932.054
Resultados del ejercicio	156.841	162.473
Otras valorizaciones	670.428	742.417

Fuente: SUI

## 2.8 Conclusiones

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 en EPM está integrada verticalmente.

- La muestra de empresas analizada arrojó utilidades asociadas con la generación de energía por \$3.5 billones en el 2012. Dos terceras partes de este monto corresponden a las utilidades de EPM y Emgesa.
- Excluyendo a EPM y a Celsia se encuentra que en promedio, el valor patrimonial por kW de capacidad de generación asciende a USD \$997. Este valor se encuentra en un rango razonable, si se tiene en cuenta el costo de reposición a nuevo de un kW para generación.
- Se encontró que las empresas en promedio obtuvieron \$159/kWh generado. Como es de esperar, los ingresos por kWh más elevados son los que presentan los generadores con mayor participación térmica, puesto que su despacho se

concentra en períodos de alta demanda y precios elevados. Si se consideran además los ingresos de comercialización y se netean de las compras de energía, el ingreso promedio es 151 \$/kWh.

- El precio mayorista promedio asociado directamente a ingresos por generación, asciende a USD\$89/MWh. Este valor se encuentra muy por encima del referente en Estados Unidos, tanto para el 2013 como para el 2012. En los estados donde no hay restricciones de transporte de gas, el precio mayorista oscila alrededor de USD \$35/MWh. Aún en los casos extremos como New England, donde se presentan cuellos de botella para el suministro de gas, el precio mayorista está en USD \$71/MWh, 20% por debajo del promedio para Colombia.
- En promedio, por cargo de confiabilidad, las empresas reciben USD \$6/kWh instalado al mes. Este valor es muy superior para los generadores con mayor participación de plantas térmicas, como Gecelca donde alcanza USD\$12/kWh.
- La rentabilidad promedio<sup>4</sup> del patrimonio para el 2012 se ubicó en 14% en términos reales. Esta rentabilidad es casi el doble de la reportada por la Superintendencia de Sociedades para las 1.000 empresas más grandes del país, exceptuando minería e hidrocarburos (7,53%).
- Desde un punto de vista financiero, el sector es bastante sólido. El nivel promedio de endeudamiento es 20% y en ningún caso supera 32%.
- La rotación de la cartera parece estructuralmente alta con las únicas excepciones de Emgesa y EPSA.
- En promedio 64% de la energía generada se transa en contratos bilaterales. De esta forma, los incentivos para utilizar el poder de mercado y presionar al alza los precios de bolsa, solo ejerce sobre una tercera parte de las ventas.
- En promedio se destinaron \$162/kWh de generación térmica a compra de combustibles. Este valor explica en buena medida los niveles elevados en los precios del spot observados durante el 2012. La cifra puede estar sobreestimada porque como se mencionó, algunas empresas como Isagen venden parte del combustible adquirido en el mercado secundario y no lo destinan a generación.

---

<sup>4</sup> Se estimó como un promedio simple

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

	Celsia	Chivor	Emgesa	EPM	EPSA	Gecelca	Isagén	Promedio
Utilidades (\$ MM)	162.473	249.201	783.529	1.430.856	277.384	128.600	454.610	498.093
Patrimonio/CEN (USD/Kw)		550	1.160		1.635	669	969	997
Ingresos de generación/generación (\$/Kwh)	284	175	119	97	144	206	90	159
Ingresos netos/generación (\$/Kwh)*	103	115	135	201	170	215	118	151
CC/CEN (USD/Kw-mes)	8	3	6	6	4	11	5	6
ROE (%)		25	14		10	11	13	14
Margen neto (%)	81	31	37	36	29	10	28	36
Nivel de endeudamiento (%)	21	15	30	20	17	2	32	20
Rotación cartera (días)	261	148	56	145	64	186	159	146
Exposición a bolsa	35%	43%	24%	17%	58%	46%	27%	36%
Gasto en insumos (\$/Kwh generado)	170		232	133	63	139	234	162

Fuente: SUI, XM

## 2.9 Anexo de Tablas

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

	2011			2012			Crecimiento		
	Hídrica	Térmica	Total	Hídrica	Térmica	Total	Hídrica	Térmica	Total
Celsia	175	74	249	207	118	325	18%	59%	30%
Chivor	5,338	-	5,338	4,664	-	325	-13%	-	-94%
Emgesa	11,701	470	12,171	12,112	597	12,709	4%	27%	4%
EPM	13,501	55	13,556	13,093	613	13,706	-3%	1024%	1%
EPSA	4,197	-	4,207	3,101	-	3,269	-26%	-	-22%
Gecelca	-	5,153	5,153	-	4,759	4,759	-	-8%	-8%
Isagén	10,672	331	11,002	8,309	449	8,758	-22%	36%	-20%

Fuente: XM

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

	Hídrica	Térmica	Total
Celsia	40	167	207
Chivor	1,000	0	1,000
Emgesa	2,340	412	2,752
EPM	2,581	460	3,123
EPSA	945	-	3,123
Gecelca	0	1,000	1,000
Isagén	1,806	278	2,084

Fuente: XM

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

	2012		
	Hídrica	Térmica	Total
Celsia	59%	8%	18%
Chivor	53%	0%	53%
Emgesa	59%	17%	53%
EPM	56%	15%	50%
EPSA	35%	79%	38%
Gecelca	0%	54%	54%
Isagén	53%	18%	48%

Fuente: XM

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

	2012		
	Distribuir	Recaudar	Balance
Celsia	34.553	3.527	38.081
Chivor	72.536	139.845	-67.308
Emgesa	382.399	326.793	55.606
EPM	369.667	450.276	-80.608
EPSA	89.219	65.230	23.989
Gecelca	228.648	163.290	65.358
Isagén	204.047	290.224	-86.177

Fuente: XM

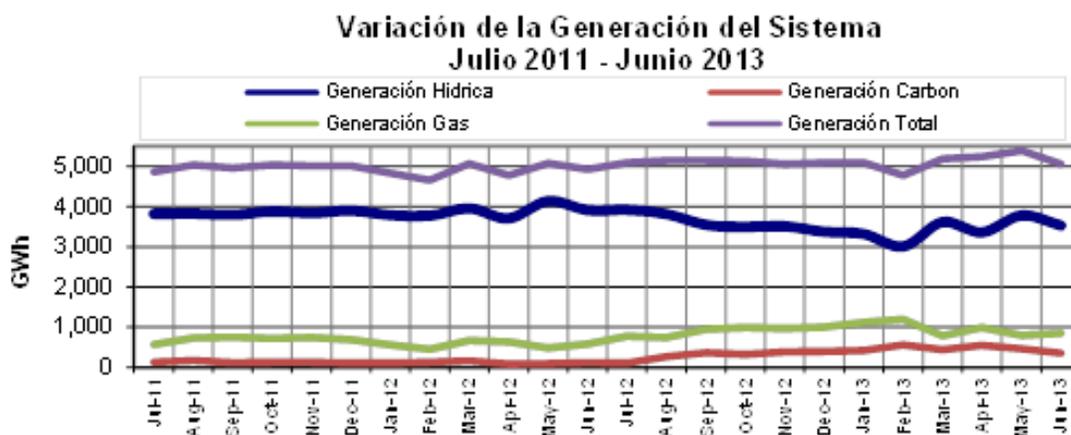
### 3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante el mes de junio de 2013 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 28 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 28**

Tipo de Generación		Promedio Ultimo Año	junio-12	mayo-13	junio-13	Variación MAY 13 - JUN 13	Variación JUN 12 - JUN 13	Variación Ultimo Año- JUN 13
Térmica	Hidráulica	3,521.43	3,906.58	3,780.62	3,526.28	-6.73%	-9.73%	0.14%
	Total Térmica	1,310.86	702.01	1,264.47	1,211.57	-4.18%	72.59%	-7.57%
	Gas	904.74	580.16	790.66	845.56	6.94%	45.75%	-6.54%
	Carbon	294.79	114.93	457.64	352.88	-22.89%	207.04%	19.70%
Fuel Oil-ACPM		31.38	69.18	16.18	13.13	-18.84%	-81.02%	-58.16%
Menores		254.39	285.86	322.15	282.44	-12.33%	-1.20%	11.02%
Cogeneradores		27.73	32.70	18.65	32.02	71.64%	-2.09%	15.44%
Total		5,114.41	4,927.15	5,385.90	5,052.31	-6.19%	2.54%	-1.21%

Considerando año completo, la generación del sistema creció a una tasa del 2.54%, por debajo del crecimiento del PIB esperado y se observa una fuerte recomposición en las estructura de generación. En junio de 2012, la generación térmica aportó 14.2% de la energía generada; en junio de 2013 la contribución del parque térmico se elevó a 23.9%; la generación a carbón se multiplicó por tres con relación a la de junio 2012. El



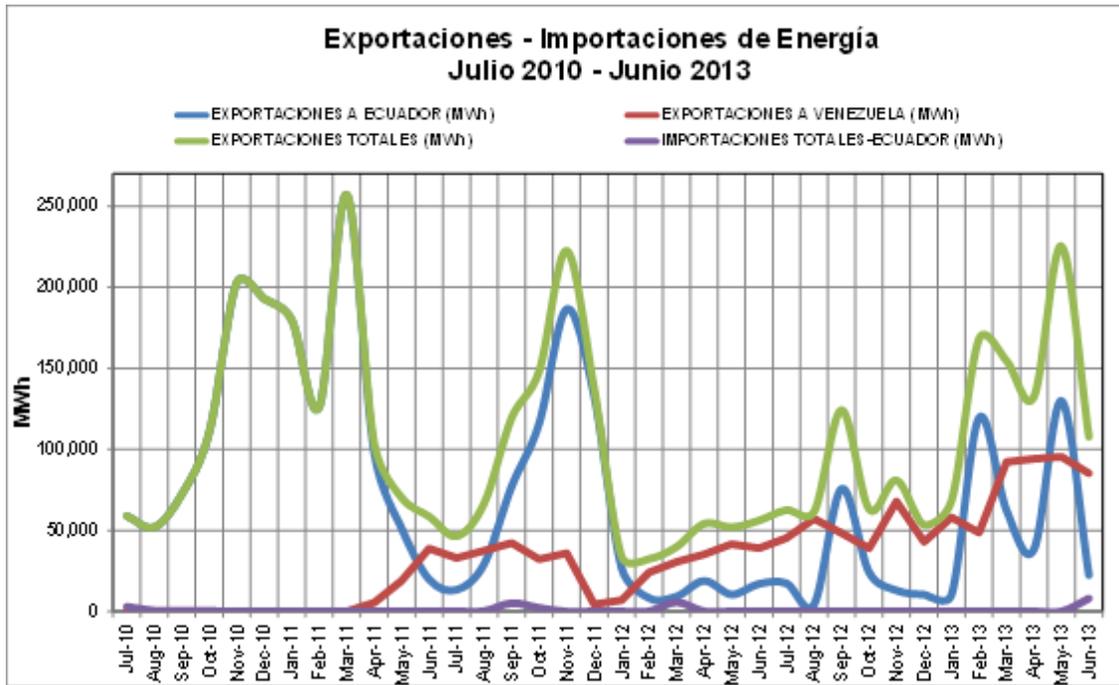


Gráfico No 3

### 3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

## APORTES HIDRICOS AGREGADOS

■ Promedio Aportes Mensual (Gwh)

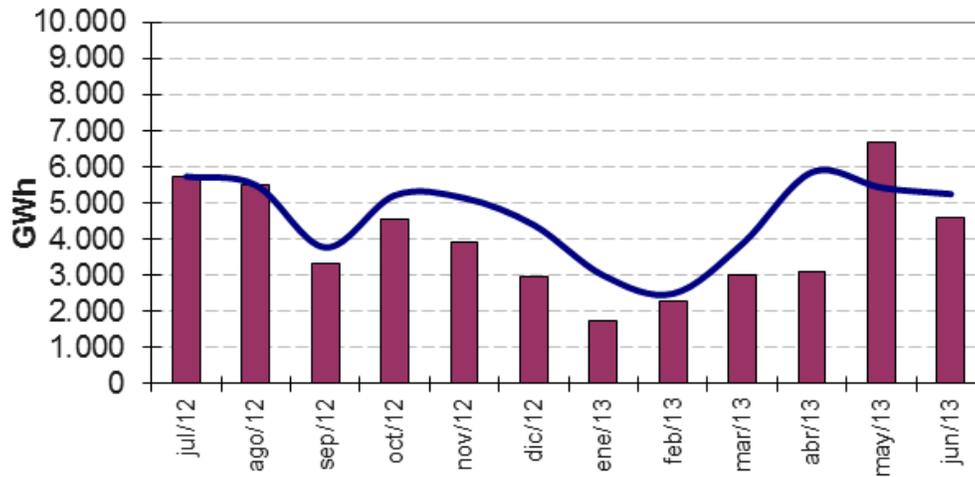
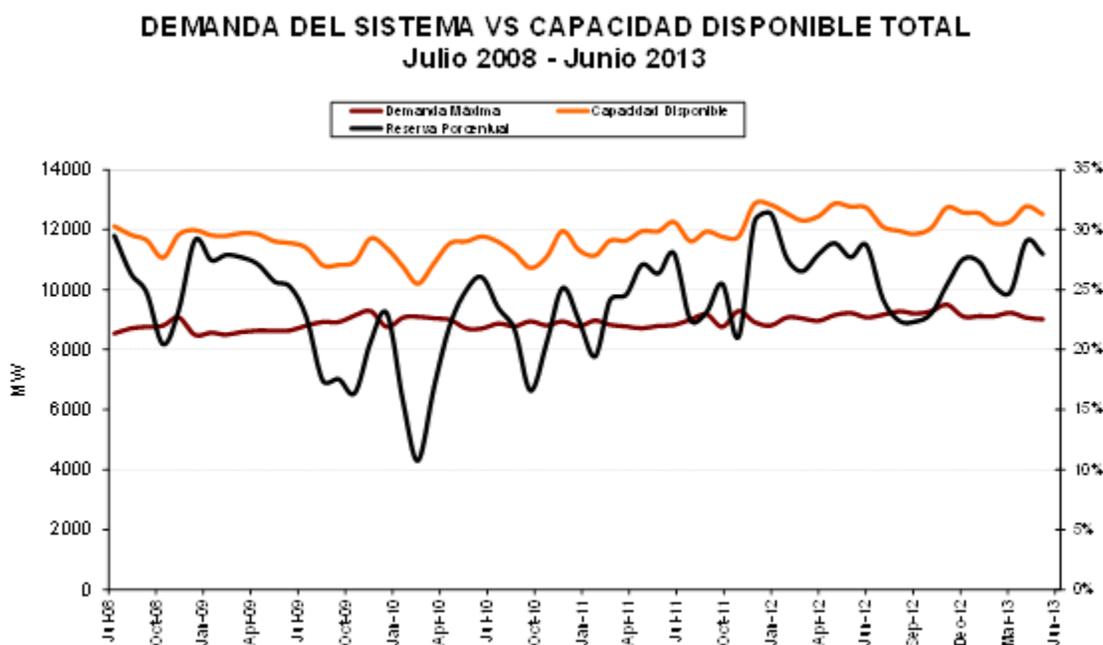


Gráfico No 4

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 junio nuevamente los aportes hídricos estuvieron por debajo de los referentes históricos. Los aportes registrados fueron de 4.606 GWh, los más bajos para el mes de junio desde el año 2000.

### 3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 5 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema, contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual. En junio el registro de la demanda máxima de potencia fue 9.015 MW, un poco menor que la de mayo.



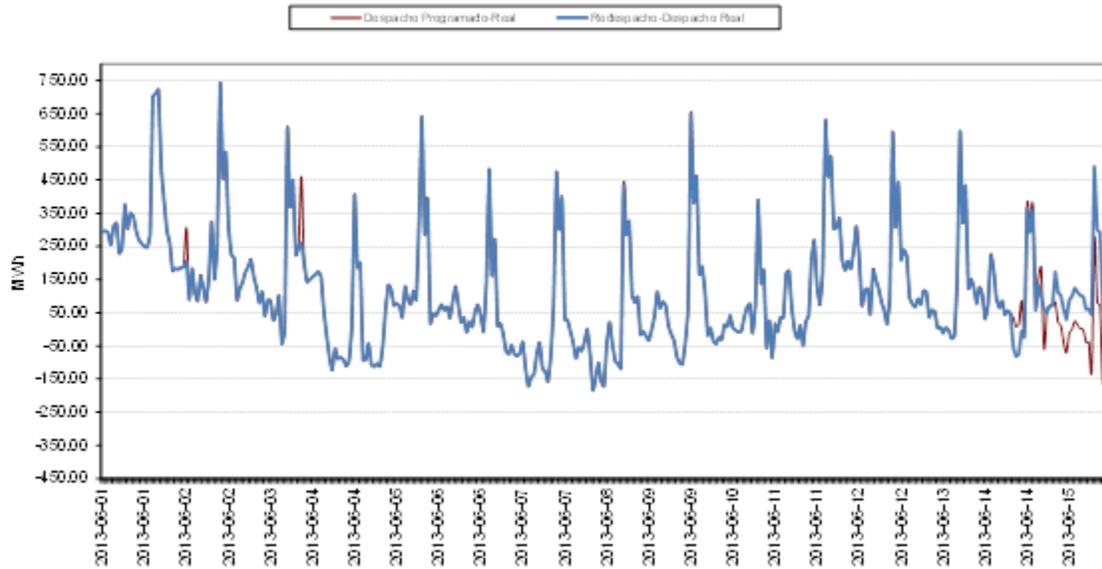
**Gráfico No 5**

### 3.1.6 Desviación del Despacho Ejecutado Respecto al Programado

Los gráficos No 6-a y 6-b presentan a nivel horario, las desviaciones en MWh correspondientes al despacho programado menos la generación real y el re-despacho menos la generación real del SIN.

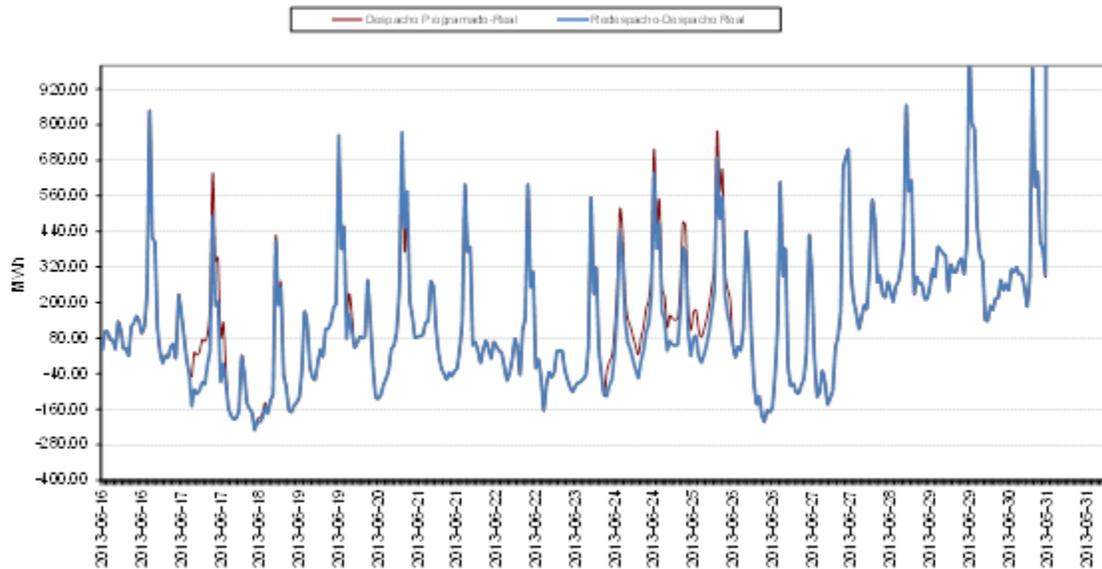
Los días 15 y 16 de junio las desviaciones que presentó el despacho programado aumentaron con el re-despacho, lo cual refleja una situación operativa particular.

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



**Gráfico No 6-a**

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



**Gráfico No 6-b**

### 3.1.7 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 7 se muestra la variación del nivel del embalse agregado del SIN; en junio continuó su recuperación con una pendiente que se redujo considerablemente y a fin del mes llegó a 51,7% de la capacidad útil, equivalente a 7.843 GWh, lo que significó un aumento de las reservas de solo 1,8%. Para este nivel de embalse agregado, no se presentaron vertimientos significativos en los embalses.

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de junio, Centro acumuló 66,6%, Valle 61,8%, %, Oriente 45,9%, Antioquia 44,8 y Caribe 43,9%. El embalse de Guavio registró un nivel de 47,3%, el Peñol (Guatapé) 44,7%, Esmeralda (Chivor) 29,9%, Salvajina 76,1% y Betania 57,4%.

## 3.2 Evolución de los precios de Bolsa

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

El gráfico No 7 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario para los últimos 12 meses.

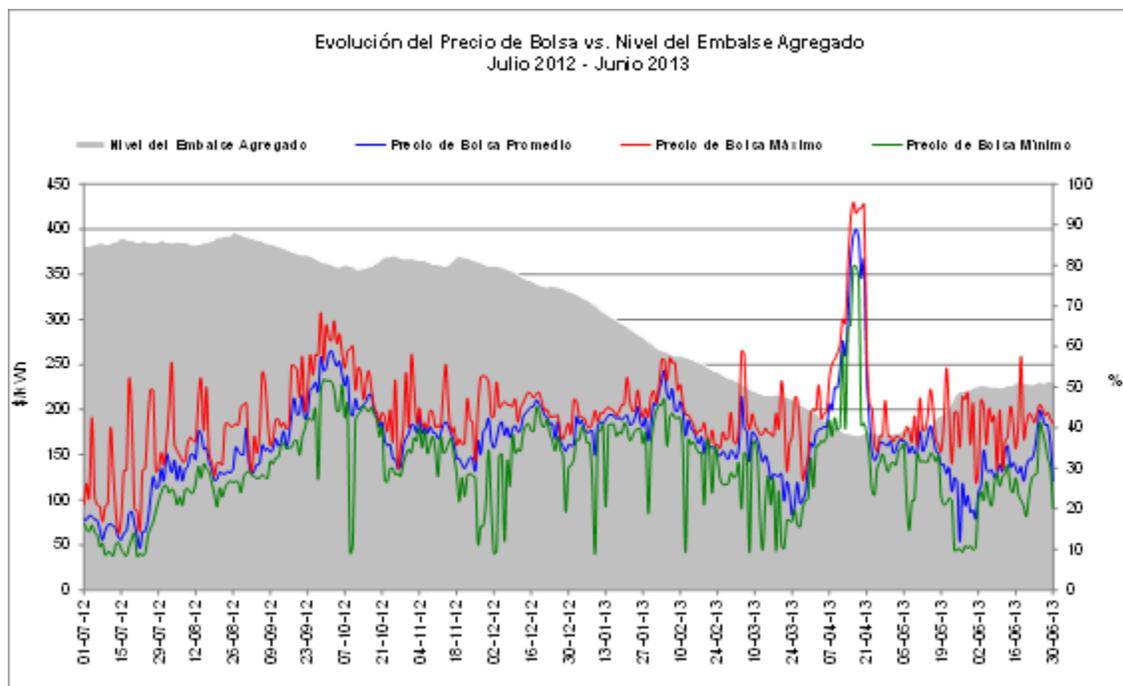
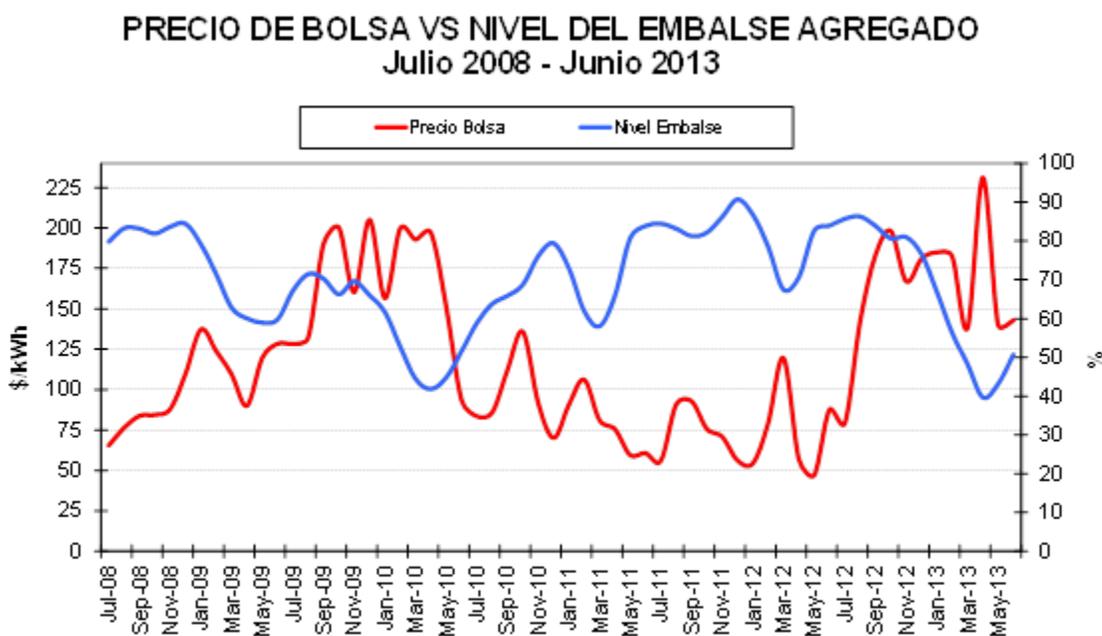


Gráfico No 7

En junio el precio de bolsa retomó una senda ascendente asociada a la baja recuperación del embalse, con relación a los patrones observados en mayo, aunque a final del mes los precios cayeron nuevamente para registrar un precio promedio similar al de mayo; de otra parte, la volatilidad del precio aumentó considerablemente para periodos de máxima y mínima demanda. El precio promedio en junio fue \$141,22/kWh, el máximo \$259,01/kWh y el mínimo \$47,57/kWh.

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

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



**Gráfico No 8**

### 3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 9 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. Con el ascenso en junio, la serie de precios de bolsa se volvió a apartar de los promedios históricos registrados; de hecho, el precio se situó por considerablemente por encima de los registros del 2010.

### Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

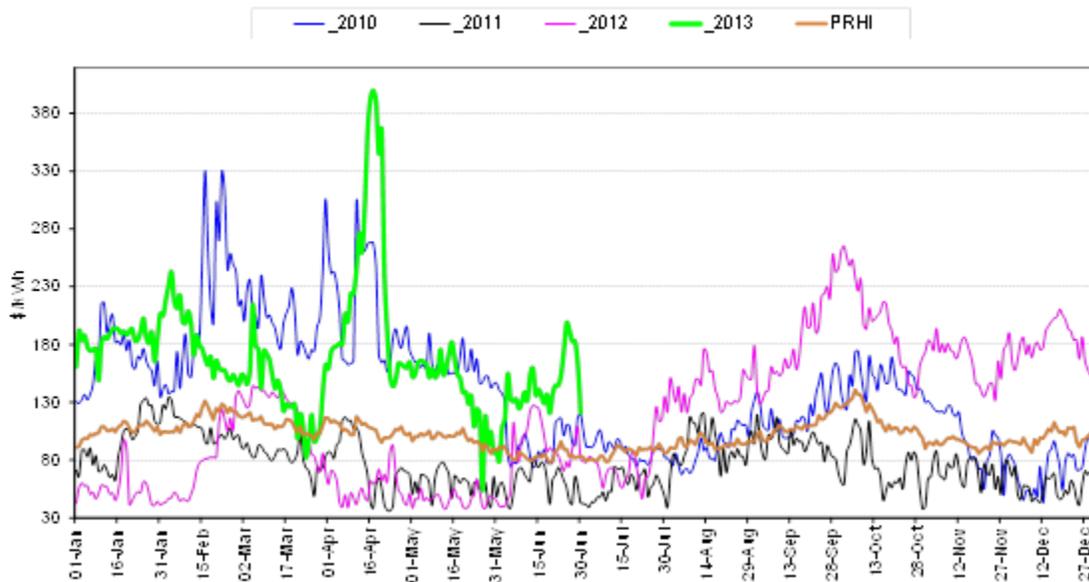


Gráfico No 9

### 3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

#### Precio de Bolsa Horario vs Generación

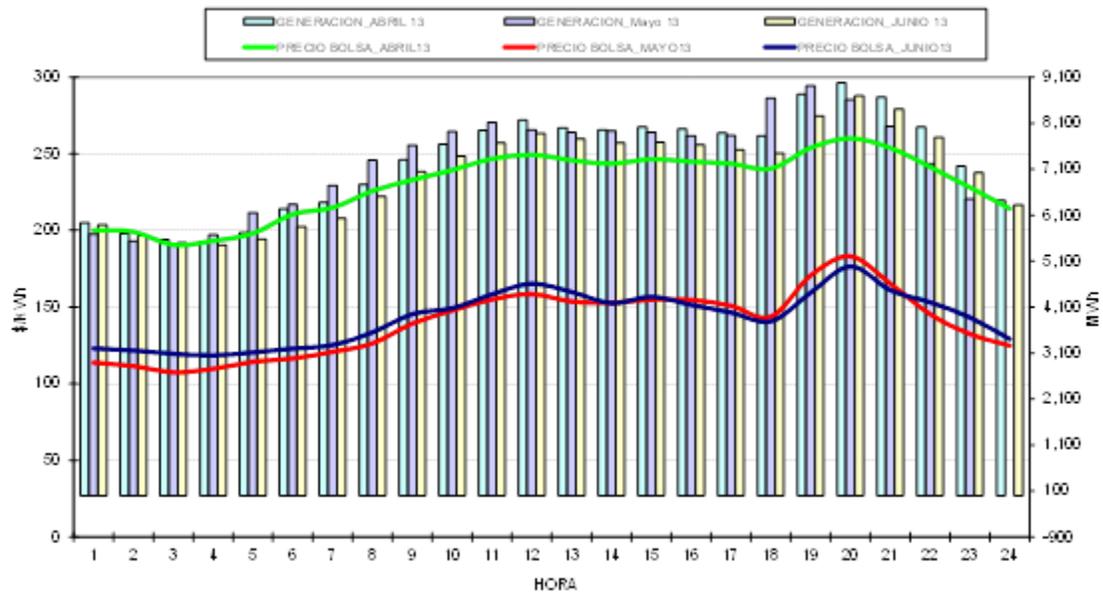
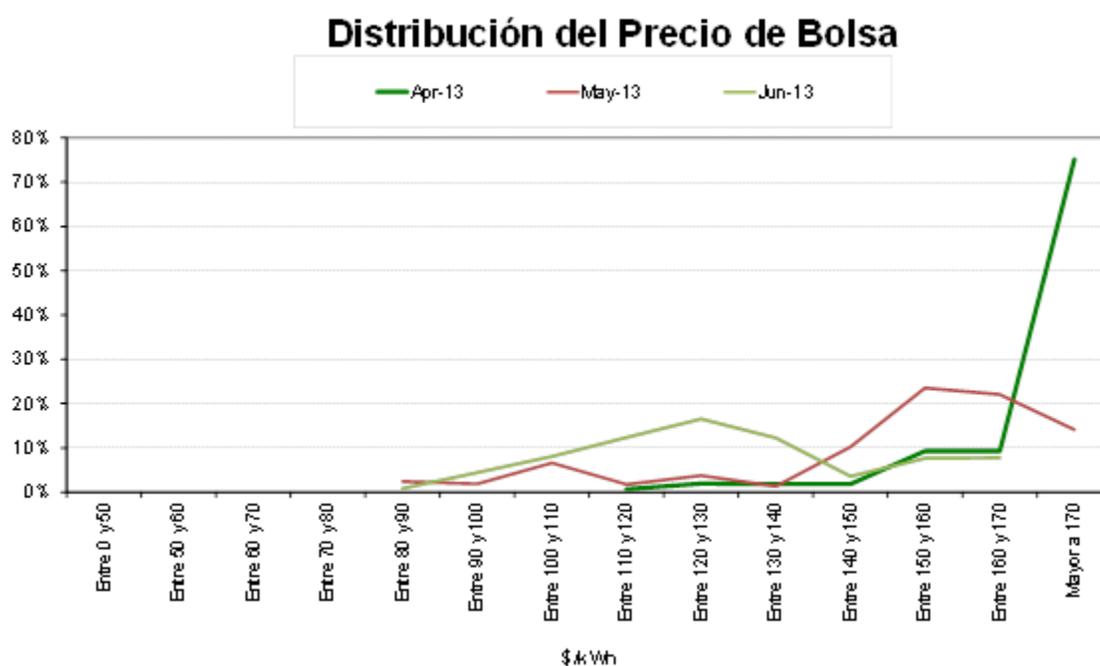


Gráfico No 10

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

### 3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

El grafico No 11 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses.

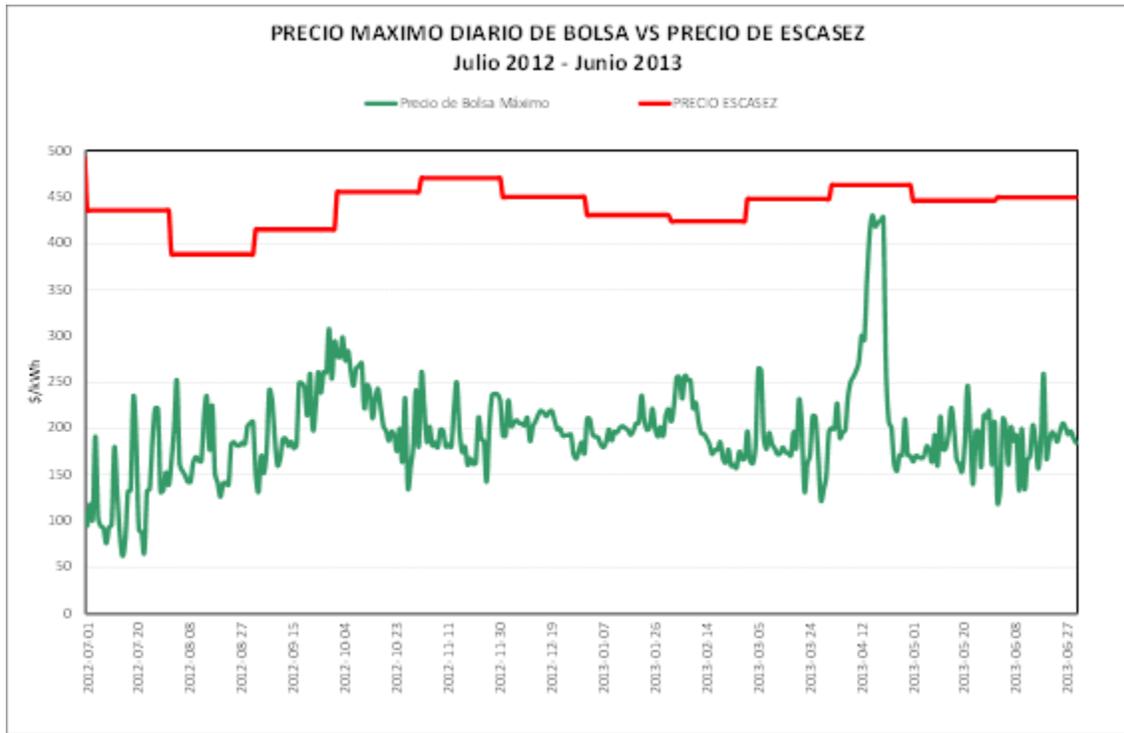


**Gráfico No 11**

En junio la función de distribución de precios se desplazó a la izquierda lo que conllevaría a una reducción de precios promedio; sin embargo, los precios en horas de baja demanda aumentaron con lo cual se tuvo una concentración elevada de precios en el rango comprendido entre \$110/kWh y \$140/kWh.

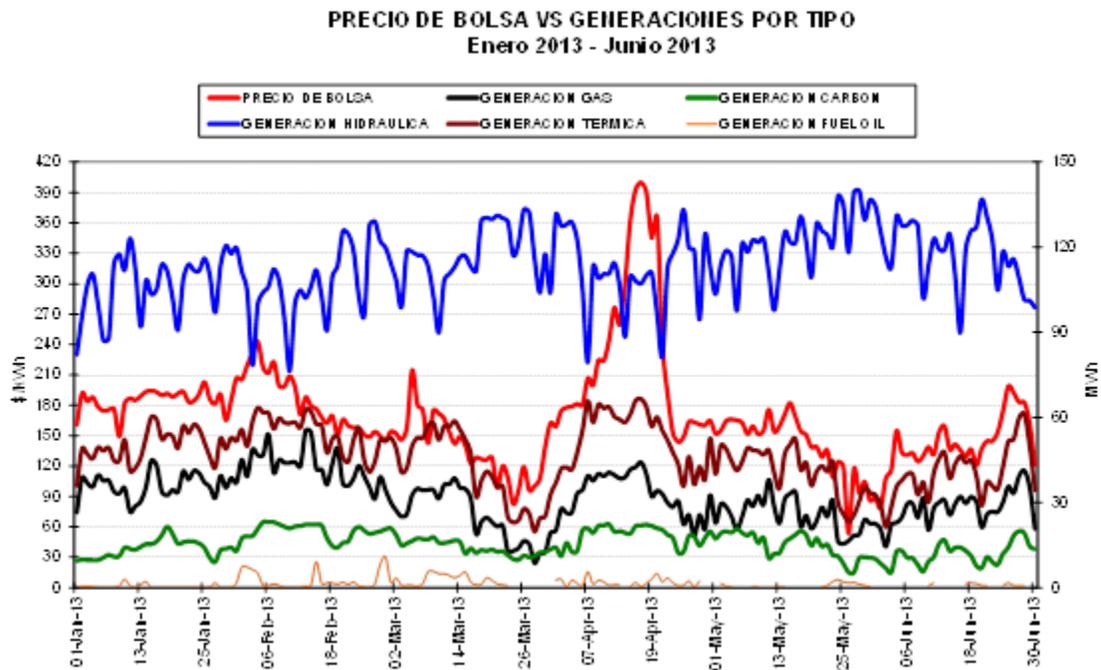
### 3.2.6 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 12 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, para los últimos doce meses. En junio el precio de escasez fue de \$449,46/kWh.



**Gráfico No 12**

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



**Gráfico No 13**

El gráfico No 13 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación diaria en GWh por tipo de tecnología, para los últimos 6 meses.

Se observa a partir de mediados de junio el aumento del despacho de las plantas térmicas, el cual induce la subida del precio de bolsa.

### **3.3 Comportamiento de Ofertas**

#### **3.3.1 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.

Las estrategias de oferta durante junio se caracterizaron por seguir el mercado, incluso embalses con niveles muy bajos, cotizaron en rangos competitivos a la bolsa con una probabilidad elevada de salir en despacho. Las excepciones fueron Guatapé, Playas y Guatrón, que ofertaron muy por debajo de los niveles de bolsa; en el caso de Guatapé, a pesar de tener niveles de embalse relativamente bajos. La alta frecuencia de cotizaciones en el rango de mercado, ayuda a explicar porque los precios en horas de baja demanda observados en junio fueron elevados; de igual forma, el hecho que los agentes no hayan cotizado a precios muy por encima de los del mercado para cuidar sus reservas de agua, permite entender porque los precios en horas pico fueron bajos, con relación a meses anteriores.

Se destacan los bajos precios de las ofertas de algunas plantas de carbón (Zipa 2 y Paipa 4) y precios competitivos de algunas térmicas a gas (Tebesa y Termocentro). Nuevamente parte del parque térmico cotiza a niveles completamente ajenos a la franja de competitividad (Candelaria, Termosierra, Flores 1).

En junio la disponibilidad de Chivor se recuperó del 83% al 100%, Guatapé estuvo al 80% dos semanas, Playas 68% una semana y Porce 3 presentó indisponibilidad total dos semanas. Respecto a las centrales térmicas, la disponibilidad de Flores 4 fue 50% durante una semana y Flores 1 estuvo indisponible 10 días.

### 3.3.2 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología

El gráfico No 14 muestra los precios de bolsa diarios y los precios de oferta diaria media para cada uno de los tipos de tecnología de generación: hidráulica, gas y carbón, en los últimos 12 meses.

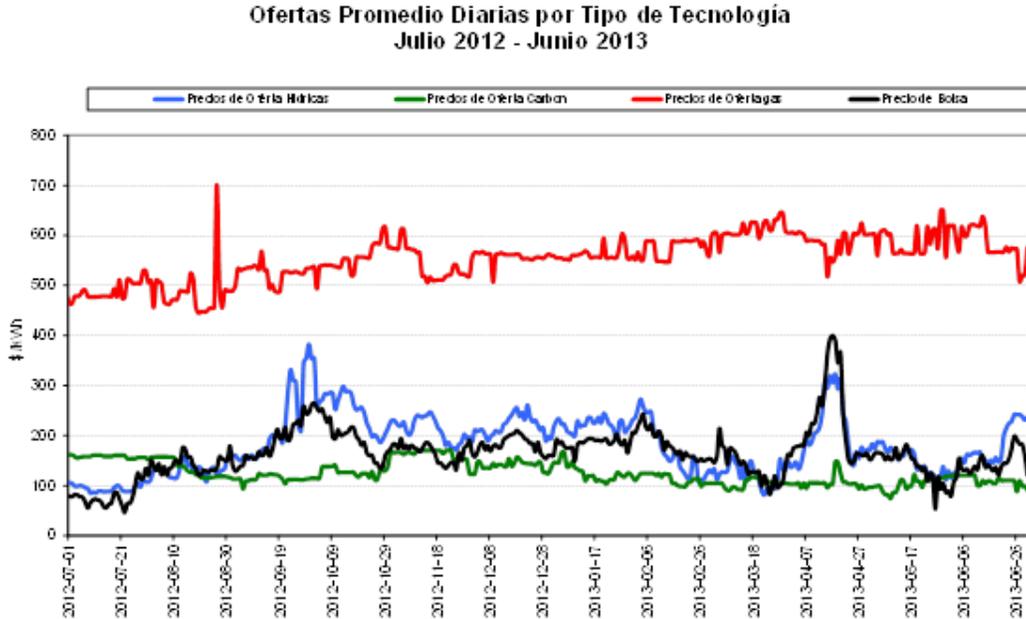


Gráfico No 14

### 3.3.3 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 15 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.

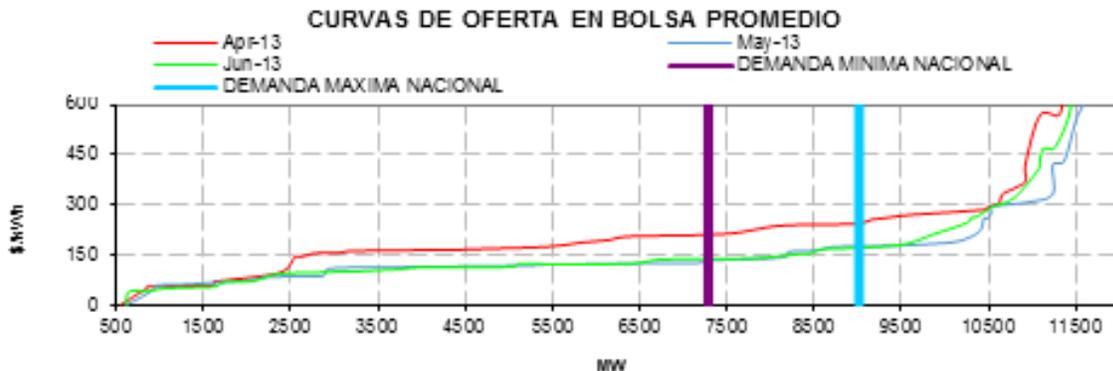
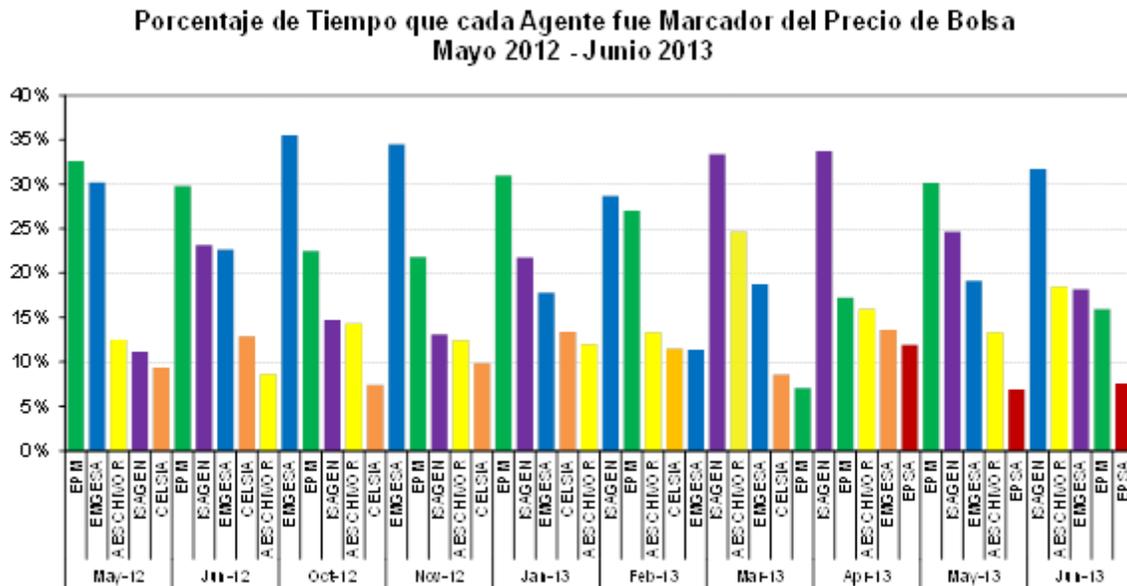


Gráfico No 15

### 3.3.4 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.



**Gráfico No 16**

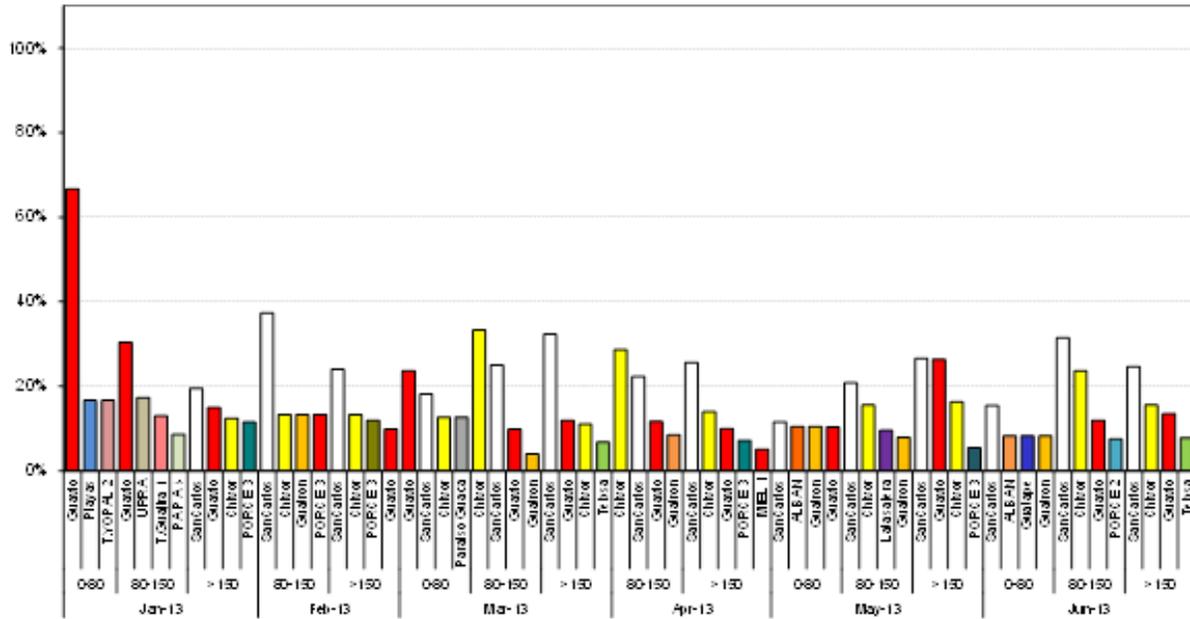
En el proceso de formación de precios en la bolsa durante junio, Isagen fue el agente más activo en la definición del precio de mercado, lo siguieron Chivor, EPM y Emgesa con participaciones similares. El nivel de concentración fue inferior al que usualmente se registra y los precios en la bolsa estuvieron definidos 84% del tiempo por las ofertas de los cuatro agentes mencionados.

### 3.3.5 Plantas Marcadoras del Precio

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.

En las coincidencias a lo largo de un amplio espectro de horarios se destacó San Carlos con la mayor incidencia en la formación de precios de bolsa, explicando así el papel que jugó Isagen. En horas de demanda máxima, después de San Carlos, Chivor y Guavio se destaca la presencia de la térmica Tebsa.

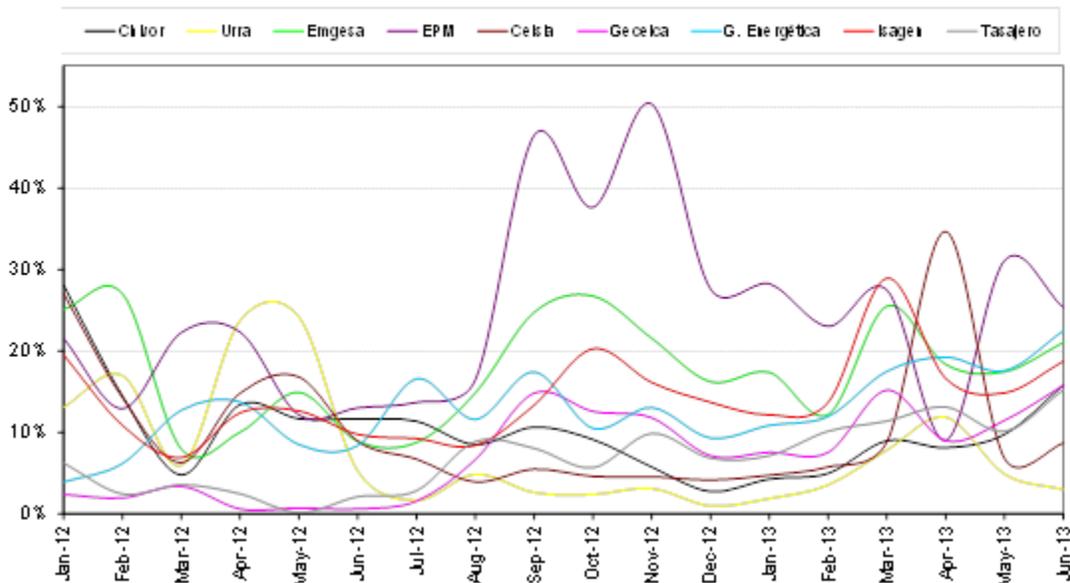
**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio en \$/kWh  
Enero 2013 - Junio 2013**



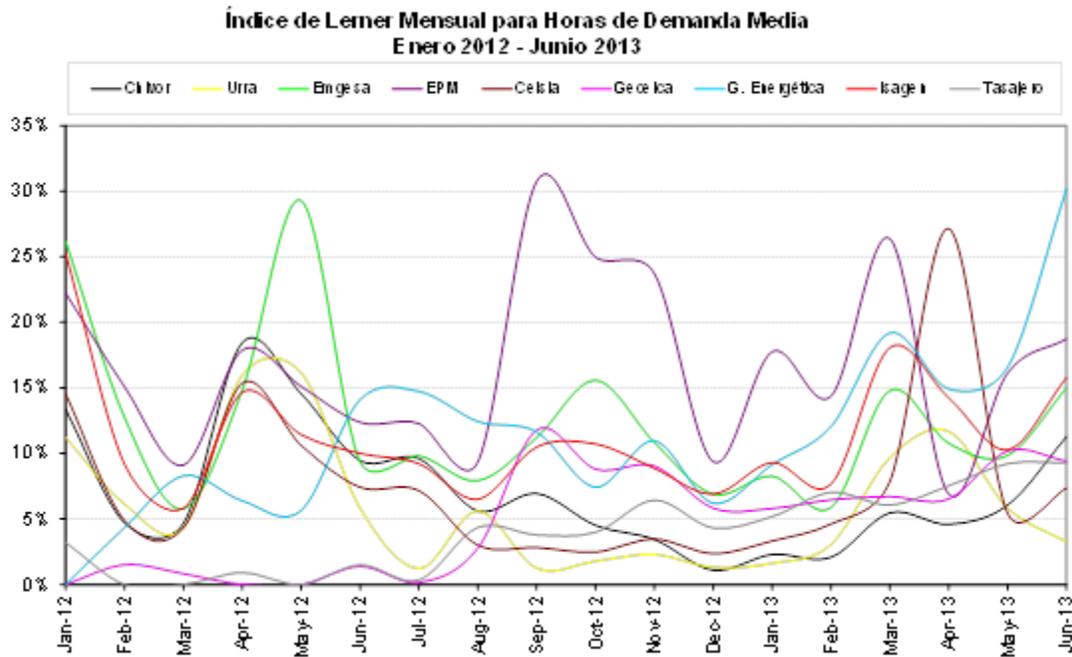
**Gráfico No 17**

### 3.3.6 Índice de Lerner Mensual

**Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta  
Enero 2012 - Junio 2013**



**Gráfico No 18-a**



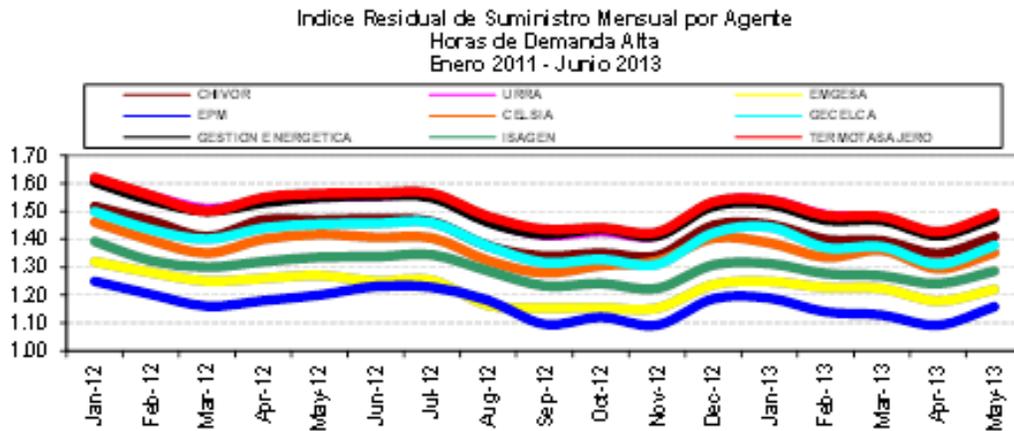
**Gráfico No 18-b**

Los gráficos No 18-a y 18-b, 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 y media, en los últimos diez y ocho meses.

El poder de mercado, medido a través de índice de Lerner se encuentra en niveles moderados para baja y media demanda. En demanda alta el índice denota un poder de mercado considerable; no obstante, en junio la escalada de precios no se explica por el comportamiento del índice Lerner en horas de alta demanda.

### 3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 19 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual para los periodos de demanda alta en los últimos diez y ocho meses.

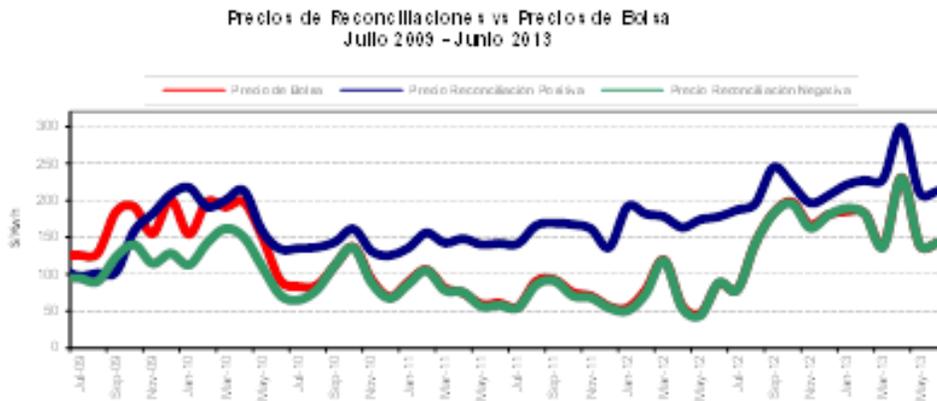


**Gráfico No 19**

### 3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

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

El gráfico No 20 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.

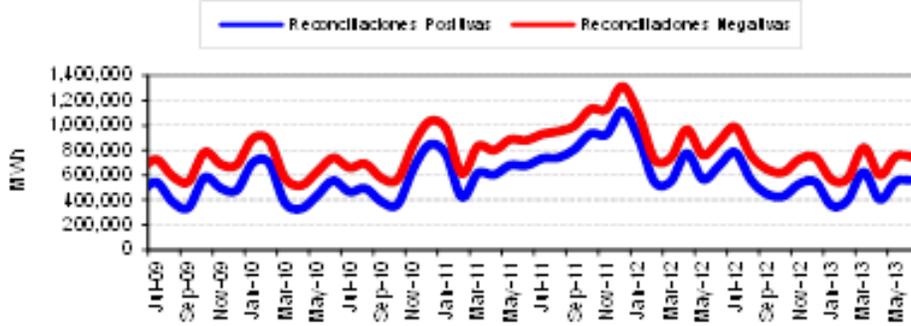


**Gráfico No 20**

#### 3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 21 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años.

**Magnitud De Las Reconciliaciones Positivas y Negativas  
Julio 2009 - Junio 2013**

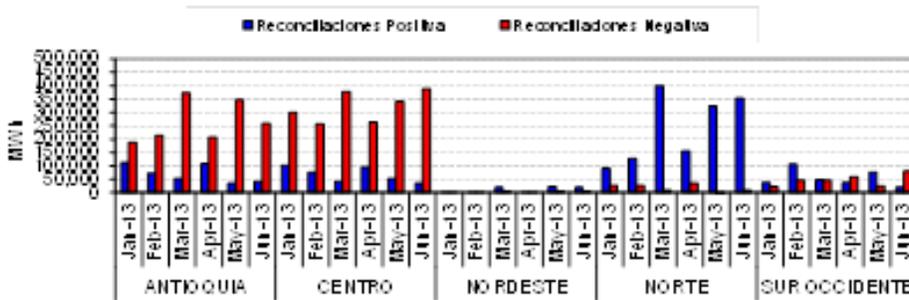


**Gráfico No 21**

### 3.4.3 Costo de Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 22 muestra el costo de las reconciliaciones positivas y negativas por zonas, a nivel mensual, para los últimos seis meses.

**Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas  
Enero 2012 - Junio 2013**



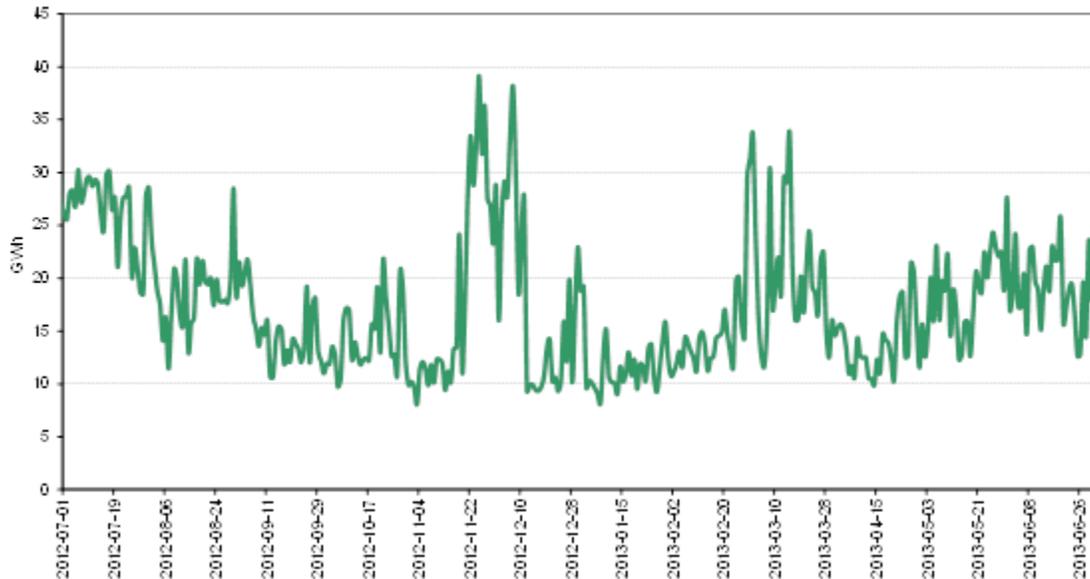
**Gráfico No 22**

## 3.5 Comportamiento de Restricciones

### 3.5.1 Generación Fuera de Mérito

El gráfico No 23 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día) generada fuera de mérito en los últimos doce meses.

**MAGNITUD DE GENERACION FUERA DE MERITO  
Julio 2012 - Junio 2013**

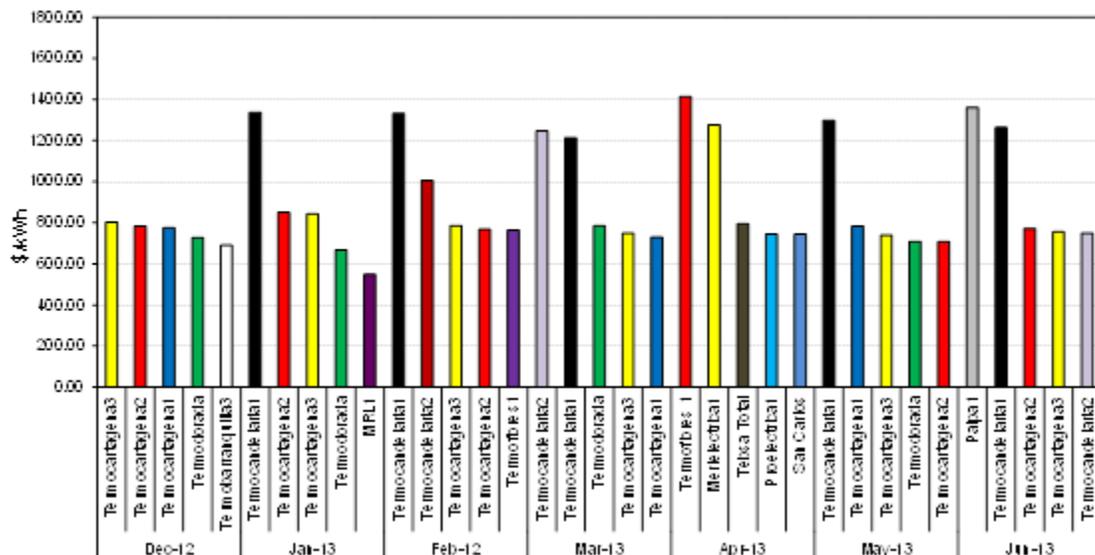


**Gráfico No 23**

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

El gráfico No 24 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 7 meses.

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito  
Diciembre 2012- Junio 2013**



**Gráfico No 24**

### 3.5.3 Costo Mensual de Restricciones

El gráfico No 25 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años. El costo unitario de las restricciones en junio corresponde a \$8.40/kWh.



Gráfico No 25