

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 58 – 2011

DESEMPEÑO FINANCIERO DE LOS PRINCIPALES AGENTES

GENERADORES EN EL PERIODO 2009 - 2010

Preparado por:

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

Bogotá, Mayo 14 de 2011

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	DESEMPEÑO FINANCIERO DE LOS PRINCIPALES AGENTES GENERADORES EN EL PERIODO 2009-2010	2
2.1	INTRODUCCIÓN	2
2.2	ISAGEN	3
2.2.1	Ingresos	3
2.2.2	Gastos	3
2.2.3	Balance	4
2.3	CHIVOR	5
2.3.1	Ingresos	5
2.3.2	Gastos	6
2.3.3	Balance	7
2.4	GECELCA	8
2.4.1	Ingresos	8
2.4.2	Gastos	8
2.4.3	Balance	9
2.5	EPSA	10
2.5.1	Ingresos	10
2.5.2	Gastos	11
2.5.3	Balance	12
2.6	EPM	12
2.6.1	Ingresos	12
2.6.2	Gastos	13
2.6.3	Balance	14
2.7	EMGESA	15
2.8	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS	16
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	20
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	20
3.1.1	Generación del Sistema	20
3.1.2	Demanda del Sistema	20
3.1.3	Exportaciones e Importaciones de Energía	21
3.1.4	Aportes Hídricos Agregados	22
3.1.5	Vertimientos	22
3.1.6	Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible	23
3.1.7	Nivel de los Embalses	24
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	24
3.2.1	Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado	24
3.2.2	Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado	25
3.2.3	Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos	26
3.2.4	Precios de Bolsa Horarios vs Generación	26
3.2.5	Distribución del Precio de Bolsa	27
3.2.6	Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez	28
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	28
3.3.1	Agentes Marcadores del Precio	28
3.3.2	Plantas Marcadoras del Precio	29
3.3.3	Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad	30
3.3.4	Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología	30
3.3.5	Curvas de Oferta Promedio en Bolsa	31

3.3.6	<i>Índice de Lerner</i>	32
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	34
3.4.1	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas</i>	34
3.4.2	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	34
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	35
3.5.1	<i>Generación Fuera de Mérito</i>	35
3.5.2	<i>Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito</i>	36
3.5.3	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	37
3.6	MERCADO DE CONTRATOS.....	37
3.6.1	<i>Magnitud de Cubrimiento de Contratos</i>	37
3.6.2	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	38
3.6.3	<i>Porcentaje de Demanda Futura Contratada</i>	39
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	40
3.7.1	<i>Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada</i>	40
3.7.2	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	40

Resumen Ejecutivo

Este informe presenta un análisis de la situación financiera de los seis mayores generadores del país durante el 2009 y el 2010, el cual permite determinar si los retornos al capital de estas empresas son extremadamente altos y no corresponden con el nivel de riesgo del negocio. Por otra parte verifica la solidez financiera de las empresas y además efectúa un cruce de la información financiera con información operacional, lo cual permite encontrar una serie de indicadores que caracterizan la estructura de los diferentes agentes.

La información analizada se obtuvo de la base de datos SUI de la SSPD, que contiene la información suministrada periódicamente por los agentes; de igual forma, se acudió a los Estados Financieros de todos los agentes, para discriminar las ventas de energía en bolsa y en contratos. Los generadores analizados representan el 83% de la energía total generada en el año 2010.

La rentabilidad promedio encontrada fue del 12% que parece remunerar adecuadamente el nivel de riesgo que enfrenta el negocio; este resultado muestra además, que el negocio no se vio afectado por las drásticas medidas regulatorias y la imposición de generación térmica forzada. Sería interesante hacia futuro, estimar cual habría sido el retorno de las empresas si los mayores costos por generar a líquidos se hubieran asignado al interior del sector eléctrico y no a los usuarios de gas natural.

Aunque se trata de un análisis muy agregado, parece interesante constatar que el costo de los combustibles para la generación térmica, no fue muy elevado para este período, siendo muy inferior al precio promedio de las ofertas de las plantas térmicas. Se esperaría que si los costos de arranque y parada se remuneran con un mecanismo distinto al precio de oferta, este último convergiera al costo variable en un mercado expuesto a fuerte competencia.

En general, los activos de las empresas ya han sido depreciados y se encuentran en libros por debajo del valor de mercado; la excepción es el caso de EPM, que probablemente incluye en sus cuentas algunas otras actividades en la cadena del servicio. Aunque se trata de una muestra pequeña, las cifras parecen indicar que las empresas que combinan recursos hidráulicos y termoeléctricos, están en capacidad de comprometer un mayor porcentaje de su energía en contratos de largo plazo, con lo que reducen su exposición a bolsa.

Finalmente, los generadores incluidos en la muestra, sin excepción, presentan bajos niveles de endeudamiento y una posición financiera robusta que da tranquilidad al mercado. Se destaca el caso de Gecelca, que durante estos dos años de hidrologías volátiles, revirtió resultados negativos de años anteriores.

La segunda parte de este informe presenta un análisis del desempeño del MEM en el mes de abril, donde se reporta una reducción 7.35% de la generación de energía con relación a marzo; no obstante, el crecimiento es positivo en 1.59% si se toma como referencia abril del 2010. La demanda en abril presenta una caída debida a la transición del fenómeno de El Niño (2010) a La Niña (2011) y por la disminución de los días hábiles de semana santa. Las exportaciones de energía a Ecuador cayeron en abril significativamente y las exportaciones a Venezuela que estaban suspendidas desde noviembre de 2009, se reiniciaron.

El Fenómeno de la Niña ha generado niveles de lluvias que doblan los registros para abril en la última década y como resultado se han presentado vertimientos significativos en los embalses, sobre todo en la región de Antioquia. El nivel agregado de los embalses del SIN alcanzó el 77.3% de la capacidad útil al fin del mes, el cual corresponde al valor más alto para un mes de abril desde que se registra el volumen útil diario.

Las ofertas bajas se tradujeron en precios spot muy bajos, al punto que se han acercado en varias ocasiones al mínimo permitido por la regulación. Aún en este escenario se presentan precios máximos elevados, asociados a horas de demanda pico que exigen generación térmica para cubrir la demanda. En especial las plantas a gas, ofertaron precios muy elevados, lo que solo se puede explicar si el costo variable de referencia lo constituyen los combustibles líquidos.

En abril los precios de todas las transacciones del mercado tanto en bolsa como en contratos permanecieron en los mismos niveles del mes anterior, manteniéndose naturalmente una brecha superior a los \$30/kWh entre los contratos para la demanda regulada y la no regulada.

No obstante el alto nivel de la mayoría de embalses del SIN que se encuentra alrededor del 100% de su capacidad útil, la disponibilidad ofertada para efectuar la regulación secundaria de frecuencia, se ha mantenido en los niveles de los meses anteriores. Guavio y Chivor fueron las plantas con el mayor ingreso por servicio de AGC, situación consecuente con el hecho de que sus niveles de embalse estuvieron por debajo del 65% y les permitían a estas plantas proveer el servicio.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Desempeño Financiero de los Principales Agentes Generadores en el Periodo 2009 - 2010 y b) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de febrero del 2011.

a) Desempeño Financiero de los Principales Agentes Generadores en el Periodo 2009 - 2010

El CSMEM analiza la situación financiera de los seis mayores generadores del país durante el 2009 y el 2010, lo cual permite determinar si los retornos al capital de estas empresas son extremadamente altos y no corresponden con el nivel de riesgo del negocio. Por otra parte verifica la solidez financiera de las empresas y además efectúa un cruce de la información financiera con información operacional, lo cual permite encontrar una serie de indicadores que caracterizan la estructura de los diferentes agentes.

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 y el mercado secundario de gas. En este informe se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes de abril de 2011, un comportamiento que merece destacarse.

2 Desempeño Financiero de los Principales Agentes Generadores en el Periodo 2009-2010

2.1 Introducción

En el informe 37 de 2009, el CSMEM analizó la situación financiera de los seis mayores generadores del país. En este informe, se presenta una actualización del análisis que cubre los períodos 2009 y 2010. Para el comité es importante monitorear la evolución de las finanzas de las empresas por varias razones. En primer lugar, este análisis permite determinar si los retornos al capital de estas empresas son extremadamente altos y no corresponden con el nivel de riesgo del negocio, lo que podría implicar que en el mercado se estén obteniendo rentas extraordinarias, asociadas presumiblemente al poder de mercado de las firmas. En segundo lugar, es importante verificar la solidez financiera de las empresas; una eventual situación de insolvencia podría afectar la permanencia del mercado de una ellas con consecuencias negativas sobre terceros (usuarios y acreedores en el mismo mercado). En tercer lugar, el cruce de información financiera con información operacional permite generar una serie de indicadores que caracterizan la estructura de los distintos agentes.

En general la información se obtuvo de la base de datos SUI de la SSPD, que contiene la información suministrada periódicamente por los agentes. En algunos casos esta información difiere de los Estados Financieros auditados y reportados por las empresas; estas diferencias se pueden explicar por la categorización de los distintos rubros en cada uno de los sistemas contables. Emgesa al corte de este informe, no había consolidado su información a la SSPD y por lo tanto el análisis se limitó a calcular algunos indicadores que se pueden estimar a partir de los Estados Financieros. De igual forma, se acudió a los Estados Financieros de todos los agentes, para discriminar las ventas de energías en bolsa y en contratos. El análisis de EPM se debe tomar con mucha cautela, porque dado su carácter de integrada verticalmente en el sector eléctrico y horizontalmente con otros servicios, dificulta las comparaciones con los generados puros. Con la información disponible no parece posible desagregar exactamente el negocio de generación de EPM.

2.2 Isagen

2.2.1 Ingresos

En precios del 2010, Isagen reporta ingresos por 1.5 billones de pesos, esta cifra representa una reducción de 0.29% con respecto a los obtenidos en el 2009; no obstante, los ingresos del 2009 fueron superiores en un 13% a los registrados en el 2008. Durante el 2010, Isagen generó 9.559 GWh, un 3.2% más que el año anterior, en promedio, las plantas de generación de Isagen estuvieron despachadas el 51% del tiempo (55% hidro y 23% térmica); de esta generación, el 95% corresponde a sus recursos hídricos.

Con base en lo anterior, se puede estimar que la empresa obtuvo un ingreso bruto por generación que ascendió a \$148/kWh, un 17% por encima del registro del 2008. Isagen recibió por concepto del Cargo por Confiabilidad \$190.145 millones (equivalente a USD\$4/kW-mes) y giró al sistema \$256.561 millones, con lo cual su balance con respecto a los flujos del cargo por confiabilidad fue negativo en \$66.416 millones. Isagen vendió 75% de su energía en contratos y su exposición a bolsa fue de sólo el 25%.

Tabla 1. Ingresos Operacionales de Isagen (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Ingresos	1.533.149	1.528.774
Generación	865.658	799.786
Largo Plazo	0	0
Bolsa	0	0
Comercialización	526.860	618.738
Otros servicios	6.407	5.294
Otros ingresos	134.224	104.956

2.2.2 Gastos

En el 2010 Isagen mantuvo el nivel de gasto similar al del año anterior. En costos de producción logró una reducción importante, explicada en buena medida por menores compras de energía en bolsa. En gas, la empresa destinó \$54.000 millones del gasto al abastecimiento de gas natural; de acuerdo con los Estados Financieros auditados, esta cifra corresponde al neto entre la totalidad de gas comprado y del vendido. De acuerdo con esta cifra y la generación térmica reportada, Isagen enfrentó un costo variable de combustible equivalente a \$92/kWh para 2009 y \$112/kWh para el 2010.

Por otra parte, si se netean los ingresos de generación de los egresos asociados a compra de energía, el precio por kilovatio obtenido, se estima en \$104/kWh en el 2009 y \$107/kWh en el 2010.

Tabla 2. Gastos Isagen (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Gastos	359.840	360.889
Administración	73.477	81.919
Provisión Agotamiento	152.346	147.424
Imporenta	143.269	133.314
Otros gastos (intereses y otros)	134.017	131.545
Costos de producción	790.605	758.240
Gastos personales y generales	78.202	83.416
Depreciaciones	99.069	99.517
Costo de bienes	452.515	415.985
Compras de energía en bloque	209	130
Compras de energía en bolsa	280.346	228.944
Costo de conexión (Restricciones)	15.109	9.752
Uso de redes	149.115	169.506
Otros (manejo comercial)	0	0
Contribuciones (ley 99, Fondo de solidaridad, aportes reg)	45.554	46.017
Insumos	52.129	54.518
Químicos	0	42
Gas	52.129	53.730
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	746
Otros insumos	0	0
Impuestos	2.835	1.310
Otros (Arriendo, Amortización, Honorarios, etc)	60.301	57.476
Utilidad del Periodo	382.705	409.645

Fuente: SUI

2.2.3 Balance

Al 2010, el patrimonio de Isagen ascendió a 3.1 billones de pesos; con base en este patrimonio y con una capacidad instalada de 2.084 MW, se estima que los activos de generación están valorados en USD\$796/kW instalado. Esta cifra es baja considerando el costo de reposición y la alta participación de los recursos hídricos dentro de los activos de la empresa. En el 2010, las utilidades de la empresa ascendieron a \$409.645 millones, un 6% por encima del año anterior. A partir de estos números, se estima una rentabilidad del patrimonio (ROE) del 13% para el 2010; esta rentabilidad es elevada pero no extraordinaria y muestra que las utilidades de esta empresa generadora, no se resintieron con los cambios climáticos 2009-2010, que alternaron intensas sequías con inviernos.

El nivel de endeudamiento de Isagen alcanzó un 34% en 2010, 10 puntos por encima de los registros del año anterior; el nivel actual aún es bajo y no representa riesgos. El 80% de las deudas está concentrado en el corto plazo; en promedio la cartera de Isagen rota en 68 días, por encima del promedio de los agentes analizados.

Tabla 3. Balance Financiero Isagen (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Activos	5.080.708	5.486.685
Caja y Bancos	394.174	521.897
Otros Activos Líquidos	103.456	0
Inversiones	419.965	507.664
Deudores	389.091	555.081
Inventarios	24.599	23.366
Planta y equipo	2.599.618	3.172.003
Otros activos	1.149.806	706.675
Pasivos	1.645.562	2.307.657
Obligaciones financieras	1.009.495	1.531.961
Cuentas por pagar	195.767	304.311
Obligación laboral	7.336	7.829
Bonos y Títulos	0	0
Pasivos estimados	137.078	100.238
Otros Pasivos	295.886	363.319
Patrimonio	3.435.146	3.179.028
Capital suscrito y pagado	0	0
Reservas	587.844	802.646
Resultados del ejercicio	382.705	409.645
Otras valorizaciones	2.343.435	1.849.306

Fuente: SUI

2.3 Chivor

2.3.1 Ingresos

Para el 2010, los ingresos de Chivor ascendieron a 0.77 billones de pesos; con respecto al 2009 se presentó un incremento de 1.53%, explicado por un incremento en el rubro “otros ingresos”. Si se comparan los ingresos con respecto al 2008, se observa un incremento del 18% en términos reales, asociado probablemente al comportamiento del clima en el período 2009-2010. En el 2010, Chivor generó 3.305 GWh, un nivel muy cercano al del 2009.

Chivor estuvo despachada el 38% del tiempo en estos dos años; con base en lo anterior, se puede estimar que la empresa obtuvo un ingreso bruto por generación que

ascendió a \$225/kWh, muy por encima de los \$169/kWh constantes del 2010 generados en el 2008. Los recursos del Cargo por Confiabilidad girados a Chivor en el 2010 se elevan a \$66.811 millones (equivalente a USD\$2.9/KW-mes); por su parte, esta empresa giró al sistema \$89.468 millones. Puesto que se trata de un generador con recursos de generación exclusivamente hidráulicos, el balance del Cargo por Confiabilidad fue negativo en \$22.657 millones. La exposición en bolsa de Chivor es relativamente alta (47%), presumiblemente porque no cuenta con recursos de generación térmica para contrarrestar períodos de hidrologías bajas.

Tabla 4. Ingresos Operacionales de Chivor (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Ingresos	766.023	777.740
Generación	761.194	744.112
Largo Plazo	0	0
Bolsa	0	0
Comercialización	0	0
Otros servicios	310	452
Otros ingresos	4.519	33.179

Fuente: SUI

2.3.2 Gastos

Tabla 5. Gastos Chivor (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Gastos	139.472	195.913
Administración	14.857	18.137
Provisión Agotamiento	95.028	122.493
Imporenta	83.514	105.060
Otros gastos (intereses y otros)	29.588	55.284
Costos de producción	444.182	359.597
Gastos personales y generales	11.947	12.185
Depreciaciones	30.193	28.678
Costo de bienes	368.235	283.844
Compras de energía en bloque	0	0
Compras de energía en bolsa	362.929	275.628
Costo de conexión (Restricciones)	2.468	2.456
Uso de redes	0	0
Otros (manejo comercial)	0	0
Contribuciones (ley 99, Fondo de solidaridad, aportes reg)	17.486	20.472
Insumos	0	0
Químicos	0	0
Gas	0	0
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	0	0
Impuestos	2.673	1.324
Otros (Arriendo, Amortizacion, Honorarios, etc)	13.647	13.094
Utilidad del Periodo	182.369	222.230

Fuente: SUI

En el 2010, los gastos de Chivor se elevaron considerablemente; una reducción en el volumen de energía comprada en bolsa, se tradujo en menores costos de producción. Por otra parte, si se netean los ingresos de generación de los egresos asociados a compra de energía, el precio por kilovatio obtenido, se estima en \$121/kWh en el 2009 y \$142/kWh en el 2010.

2.3.3 Balance

El patrimonio de Chivor fue de aproximadamente 1 billón de pesos. El valor patrimonial de Chivor equivale a USD\$530/kW instalado. En el 2010, las utilidades de la empresa ascendieron a \$222.230 millones, superior en un 22% a las del 2009 y casi un 70% por encima de las generadas en el 2008 en términos reales; de hecho, el ROE para Chivor se estimó en un 22% para el 2010. Esta tasa parece elevada con relación al nivel de riesgo del negocio y presumiblemente se explica por los altos precios que dominaron el mercado en los períodos de sequías. No obstante se debe tener en cuenta que el patrimonio parece no incorporar el valor de mercado de los activos y por lo tanto sobreestima la rentabilidad del negocio. Chivor prácticamente no se apalanca en deudas con terceros y presenta una rotación de cartera de sólo 34 días, muy inferior a los de los otros agentes analizados.

Tabla 6. Balance Financiero Chivor (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Activos	1.709.131	1.586.395
Caja y Bancos	41.845	3.055
Otros Activos Líquidos	0	0
Inversiones	127.318	35.314
Deudores	113.119	68.029
Inventarios	1.411	1.880
Planta y equipo	1.193.343	1.136.020
Otros activos	232.096	342.098
Pasivos	644.766	570.039
Obligaciones financieras	48.731	23.668
Cuentas por pagar	28.050	7.656
Obligación laboral	4.436	4.514
Bonos y Títulos	357.964	324.947
Pasivos estimados	82.082	78.164
Otros Pasivos	123.503	131.090
Patrimonio	1.064.365	1.016.356
Capital suscrito y pagado	0	0
Reservas	316.217	355.845
Resultados del ejercicio	182.369	222.230
Otras valorizaciones	196.698	183.282

Fuente: SUI

2.4 Gecelca

2.4.1 Ingresos

En el 2010, Gecelca vendió 1 billón de pesos en energía, que representa un crecimiento del 15% con respecto al 2009. La empresa generó con sus recursos exclusivamente térmicos 6.558 GWh, un 8% más que en el 2009. En promedio, las plantas de Gecelca estuvieron despachadas el 61% del tiempo en 2009 y un 66% en el 2010. Este nivel de despacho es elevado para plantas térmicas y se explica, presumiblemente, por la generación forzada que se mantuvo entre mediados del 2009 y principios del 2010. Con base en lo anterior, se puede estimar que la empresa obtuvo un ingreso bruto por generación que ascendió a \$154/kWh. El balance por concepto de Cargo por Confiabilidad fue positivo en \$29.335 millones, producto de un valor a recaudar \$177.564 millones (equivalente a USD\$8.5/kW-mes) y un valor a distribuir de \$206.899 millones. La exposición a bolsa de Gecelca es del 48%.

Tabla 7. Ingresos Operacionales de Gecelca (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Ingresos	916.526	1.056.569
Generación	680.554	828.945
Largo Plazo	0	0
Bolsa	0	0
Comercialización	174.806	183.835
Otros servicios	0	0
Otros ingresos	41.219	31.563

Fuente: SUI

2.4.2 Gastos

Entre 2009 y 2010, los gastos de Gecelca se incrementaron un 25%, explicado por un crecimiento en los gastos de administración y también por mayores provisiones. En este período también se incrementaron los costos de producción en un 11%, a pesar que las compras de energía a terceros fueron menores que en el año inmediatamente anterior. Este crecimiento, como se observa en la siguiente tabla, está explicado casi exclusivamente por las mayores compras de gas para respaldar el crecimiento en la generación. Si se divide el gasto en gas por la energía generada, se obtiene que el costo variable promedio que enfrentó Gecelca en 2010, fue de \$83/kWh generado. A partir de las cifras del costo de compras de terceros en energía, se puede obtener un indicador del precio efectivo por kW generado que obtuvo Gecelca en promedio; este indicador se estimó en \$125/kWh.

Tabla 8. Gastos Gecelca (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Gastos	74.516	92.944
Administración	43.371	63.429
Provisión Agotamiento	1.874	8.423
Imporenta	0	0
Otros gastos (intereses y otros)	29.271	21.093
Costos de producción	800.909	889.617
Gastos personales y generales	16.195	17.527
Depreciaciones	55.178	54.382
Costo de bienes	254.179	241.516
Compras de energía en bloque	145.065	111.483
Compras de energía en bolsa	60.983	82.179
Costo de conexión (Restricciones)	4.534	4.148
Uso de redes	870	1.370
Otros (manejo comercial)	0	0
Contribuciones (Ley 99, Fondo de solidaridad, aportes reg)	2.261	2.776
Insumos	441.679	545.112
Químicos	327	368
Gas	370.094	416.305
Carbón	14.723	50.645
Fuel Oil	2.928	22.615
Otros insumos	53.607	55.178
Impuestos	6.904	7.080
Otros (Arriendo, Amortización, Honorarios, etc)	24.512	21.223
Utilidad del Periodo	41.101	74.008

Fuente: SUI

2.4.3 Balance

El patrimonio asociado a Gecelca para el 2010 fue de 0.83 billones de pesos; con base en este patrimonio y con una capacidad instalada de 1.141 MW, se estima que los activos de generación están valorados en USD\$384/kW instalado. Este indicador es el más bajo de la muestra, lo que es consistente con la composición exclusivamente térmica de la empresa; no obstante, como en los otros casos, este valor parece estar por debajo del de mercado.

En el 2010, las utilidades de Gecelca ascendieron a \$74.008 millones, casi un 80% por encima de las registradas el año anterior. En el 2008 y los años anteriores, la operación de Gecelca estuvo muy cerca del “break-even”, e incluso fue negativa en algunos ejercicios. Desde este punto de vista, los aumentos forzados de generación térmica inducidos por las condiciones climáticas parecen haber consolidado la situación financiera de esta compañía; de hecho, la rentabilidad sobre patrimonio en el 2010 alcanzó un 9%, que parece cubrir en forma adecuada los riesgos del negocio de generación. El nivel de endeudamiento de Gecelca es muy bajo (10%) y distribuido

entre corto y largo plazo en 39% y 61% respectivamente. La rotación de cartera se encuentra en el promedio del sector.

Tabla 9. Balance Financiero Gecelca (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Activos	1.098.245	1.127.027
Caja y Bancos	49.166	229.083
Otros Activos Líquidos	0	0
Inversiones	97.714	107.856
Deudores	403.936	343.288
Inventarios	30.272	23.774
Planta y equipo	350.363	284.131
Otros activos	166.795	138.896
Pasivos	284.542	287.277
Obligaciones financieras	98.314	81.402
Cuentas por pagar	44.822	29.819
Obligación laboral	2.726	1.532
Bonos y Títulos	0	0
Pasivos estimados	138.681	167.233
Otros Pasivos	0	7.291
Patrimonio	813.702	839.751
Capital suscrito y pagado	0	0
Reservas	317	4.291
Resultados del ejercicio	41.101	74.008
Otras valorizaciones	107.700	117.329

Fuente: SUI

2.5 EPSA

2.5.1 Ingresos

En el 2010, EPSA tuvo ingresos por 1.2 billón de pesos en energía, un 11% menos de los registrados en 2009. La empresa generó con sus recursos 4.155GWh, un 18% más que en el 2009; en promedio, las plantas de EPSA estuvieron despachadas el 40% en el 2010 (49% hidráulica y 20% térmica); este índice de despacho térmico se puede considerar elevado dada la localización de las plantas al sur y al centro del país. Con base en lo anterior, se puede estimar que la empresa obtuvo un ingreso bruto por generación que ascendió a \$231/kWh. La empresa obtuvo ingresos por Cargo por Confiabilidad de \$71.714 millones (equivalente a USD\$2.6/kW-mes) y egresos \$108.331 millones, con un balance negativo de \$36.617 millones.

Tabla 10. Ingresos Operacionales de EPSA (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Ingresos	1.367.037	1.207.300
Generación	472.450	502.760
Largo Plazo	0	0
Bolsa	0	0
Comercialización	425.880	457.173
Otros servicios	10.452	29.581
Otros ingresos	306.848	53.556

Fuente: SUI

2.5.2 Gastos

Los gastos cayeron para el período 2009-2010 debido a un cambio en el rubro de provisiones”; se debe tener en cuenta que la empresa fue adquirida por el grupo Colinversiones. Los costos de producción aumentaron levemente por el crecimiento del rubro “otros”. La empresa no desagregó las cuentas del SIU en gastos de insumos entre combustibles; se presume que la mayoría de gasto de insumos corresponde a gas, que es el combustible normalmente usado en Merrileléctrica y Termovalle; de cualquier forma, se estimó que por cada kWh generado, la empresa destino \$70 a la compra de combustibles. El precio efectivo por kW generado que obtuvo EPSA fue de \$191/kWh.

Tabla 11. Gastos EPSA (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Gastos	404.419	298.231
Administración	37.519	58.626
Provisión Agotamiento	263.944	162.670
Imporenta	119.969	140.087
Otros gastos (intereses y otros)	102.955	76.935
Costos de producción	600.656	620.065
Gastos personales y generales	55.381	41.795
Depreciaciones	50.309	49.727
Costo de bienes	319.504	316.395
Compras de energía en bloque	43.241	9.747
Compras de energía en bolsa	67.497	89.001
Costo de conexión (Restricciones)	3.639	3.215
Uso de redes	66.117	68.588
Otros (manejo comercial)	132.911	143.118
Contribuciones (ley 99, Fondo de solidaridad, aportes reg)	19.327	21.419
Insumos	49.852	46.828
Químicos	0	0
Gas	0	0
Carbón	0	0
Fuel Oil	0	0
Otros insumos	49.852	46.828
Impuestos	8.899	8.729
Otros (Arriendo, Amortizacion, Honorarios, etc)	97.384	135.171
Utilidad del Periodo	361.963	289.004

Fuente: SUI

2.5.3 Balance

El patrimonio de EPSA ascendió a casi 3 billones de pesos. Con base en este patrimonio y con una capacidad instalada de 1.192 MW (incluye a Termovalle que es representada por EPSA pero no es propiedad de ésta; el registro del CEN aún no incluye la capacidad de Flores 4, que no operó durante el 2010), se estima que los activos de generación están valorados en USD\$1.282/kW instalado; éste indicador es más cercano al valor del mercado.

Las utilidades de EPSA en el 2010 fueron de \$289.004 millones, inferiores a las registradas en el 2009. La rentabilidad sobre patrimonio en el 2010 alcanzó un 10%, que se puede considerar adecuado, pero inferior al 16% registrado en el 2009. A pesar de tratarse de una nueva adquisición, el nivel de endeudamiento de EPSA es muy bajo (10%). La rotación de cartera se encuentra en el promedio del sector.

Tabla 12. Balance Financiero EPSA (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Activos	3.139.415	4.114.603
Caja y Bancos	469	5.300
Otros Activos Líquidos	0	0
Inversiones	133.867	455.132
Deudores	241.184	202.155
Inventarios	10.029	8.600
Planta y equipo	1.937.482	2.027.820
Otros activos	816.384	1.415.596
Pasivos	880.711	1.185.585
Obligaciones financieras	228.294	106.542
Cuentas por pagar	143.721	294.377
Obligación laboral	5.603	5.090
Bonos y Títulos	176.285	609.321
Pasivos estimados	276.121	121.365
Otros Pasivos	50.687	48.892
Patrimonio	2.258.704	2.929.018
Capital suscrito y pagado	0	0
Reservas	210.814	327.184
Resultados del ejercicio	361.963	289.004
Otras valorizaciones	521.924	1.184.664

Fuente: SUI

2.6 EPM

2.6.1 Ingresos

De acuerdo con la base del SUI, EPM obtuvo ingresos por 4.1 billones derivados directamente de la actividad de generación. Si bien EPM está integrada verticalmente con la actividad de distribución y horizontalmente con otros servicios públicos

domiciliarios (agua y gas natural), la generación eléctrica constituye un centro de costos. En precios constantes de 2010, la empresa presentó una ligera disminución en las ventas comparada con los resultados de 2009. EPM fue el agente con mayor generación en 2010 (12.300 GWh), pero su nivel cayó en 2.5% con relación a los reportes de 2009; en promedio, las plantas de generación de EPM se despacharon un 50% del tiempo (55% las hidráulicas y 26% las térmicas). El 92% de la generación de EPM se realizó con sus plantas hidráulicas.

Con estos resultados la empresa obtuvo un ingreso bruto por generación de \$264/kWh, este valor parece demasiado elevado y probablemente, incluye ingresos derivados de otros eslabones de la cadena. Por la generación mayoritariamente hidráulica, EPM enfrentó un balance negativo en los flujos de Cargo por Confiabilidad de \$55.194 millones, resultado de un valor a distribuir de \$258.483 millones (equivalente a USD\$4/kW-mes) y un valor recaudado de \$313.677 millones. Con la información disponible no fue posible distribuir los ingresos de esta empresa entre ventas en contratos y ventas en la bolsa.

Tabla 13. Ingresos Operacionales de EPM (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Ingresos	4.145.976	4.132.705
Generación	1.047.078	974.924
Largo Plazo	0	0
Bolsa	0	0
Comercialización	2.158.398	2.272.381
Otros servicios	57.935	45.969
Otros ingresos	601.398	549.401

Fuente: SUI

2.6.2 Gastos

En precios constantes, entre 2009 y 2010, los gastos de la empresa se incrementaron en un 17%, este aumento se ve reflejado en todas las cuentas del gasto. En costos de producción el aumento fue de 5.4%, explicado en buena medida por las mayores compras de energía en que debió incurrir la empresa para atender sus obligaciones. EPM generación destinó \$76.715 millones al gasto en abastecimiento de gas natural, de acuerdo con los Estados Financieros auditados, esta cifra corresponde al neto entre la totalidad de gas comprado y del vendido; si se divide el costo de este combustible por la generación térmica de la empresa, es posible calcular el costo variable que enfrenta, estimado en \$74/kWh.

Por otra parte, si se netean los ingresos de generación de los egresos asociados a compra de energía, el precio por kilovatio-hora obtenido, se estima en \$176 para 2009 y 2010. Este valor sigue siendo elevado y como se mencionó, puede estar influenciado por la contabilidad de ingresos generados en otras actividades de la compañía.

Tabla 14. Gastos EPM (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Gastos	971.505	1.142.318
Administración	387.132	447.032
Provisión Agotamiento	393.959	406.993
Imporenta	332.336	302.484
Otros gastos (intereses y otros)	190.414	288.293
Costos de producción	1.716.195	1.808.306
Gastos personales y generales	183.055	173.423
Depreciaciones	159.217	158.165
Costo de bienes	999.393	1.093.792
Compras de energía en bloque	347.871	399.567
Compras de energía en bolsa	251.125	310.485
Costo de conexión (Restricciones)	1.914	2.309
Uso de redes	385.213	368.415
Otros (manejo comercial)	12.736	12.716
Contribuciones (ley 99, Fondo de solidaridad, aportes reg)	66.499	63.593
Insumos	66.846	76.715
Químicos	0	0
Gas	63.081	76.715
Carbón	0	0
Fuel Oil	3.765	0
Otros insumos	0	0
Impuestos	15.024	10.601
Otros (Arriendo, Amortización, Honorarios, etc)	226.161	232.017
Utilidad del Periodo	1.432.852	1.156.533

Fuente: SUI

2.6.3 Balance

Al 2010, el patrimonio de EPM ascendió a 21.3 billones de pesos, con un incremento real del 7%; con base en este patrimonio y con una capacidad instalada de 2.814 MW, se estima que los activos de generación están valorados en USD\$2.810/kW instalado; esta valor parece demasiado elevado y nuevamente parece incluir activos de la empresa asociados a otros servicios o actividades de la cadena de energía eléctrica.

La utilidad durante 2010 ascendió a 1.1 billones, casi 19 puntos porcentuales por debajo de los registros del año anterior; a partir de estos números, se estima una rentabilidad del patrimonio (ROE) del 8% para el 2010. Esta rentabilidad se ajusta a la que se espera obtener de los activos en un negocio de riesgo similar. El

endeudamiento de la empresa es de solo un 24% lo que confirma la robustez de sus estados financieros. La rotación de cartera es de 58 días, muy cercana al promedio de los agentes incluidos en la muestra.

Tabla 15. Balance Financiero EPM (millones \$ de 2010)

Cuenta	2009	2010
Activos	19.933.239	21.366.284
Caja y Bancos	146.864	240.945
Otros Activos Líquidos	5.846	744
Inversiones	4.499.539	4.542.269
Deudores	1.278.852	1.674.461
Inventarios	44.794	49.505
Planta y equipo	6.153.293	6.584.833
Otros activos	7.804.050	8.273.526
Pasivos	4.992.916	6.216.601
Obligaciones financieras	3.172.049	3.964.394
Cuentas por pagar	741.945	1.093.548
Obligación laboral	70.476	67.320
Bonos y Títulos	0	0
Pasivos estimados	649.514	687.333
Otros Pasivos	358.931	404.006
Patrimonio	14.940.323	15.149.683
Capital suscrito y pagado	53	51
Reservas	1.808.821	1.947.094
Resultados del ejercicio	1.432.852	1.156.533
Otras valorizaciones	11.698.597	12.046.005

Fuente: SUI

2.7 Emgesa

Como se mencionó en la introducción, al corte de este informe Emgesa no había reportado la información contable a la base del SUI, por lo anterior, el análisis de este agente se limita al cálculo de los indicadores que permiten las cifras contenidas en los Estados Financieros auditados.

En el 2010, Emgesa tuvo ventas por 1.8 billones de pesos y su exposición a bolsa fue de tan solo el 18%. En el período la empresa generó utilidades por \$57.796 millones, que sobre un patrimonio de \$5.1 billones genera un ROE del 11.1%. Con este nivel patrimonial y la capacidad de generación, se estima que cada kW de la compañía tiene un valor intrínseco de USD\$973. El ingreso bruto por kWh generado asciende a \$166 y a \$124 si se descuentan las compras de energía a terceros. Finalmente, se estimó que el costo variable de combustibles para generación térmica es de \$111/kWh.

Emgesa fue el segundo generador con 11.370 GWh, de los cuales el 91% se obtuvieron de las plantas hidroeléctricas; en promedio, las plantas estuvieron en operación el 47% del tiempo, este índice se eleva al 50% para los recursos hidráulicos y un 29% para los térmicos. La capacidad instalada en este período asciende a 2.742 MW, de los cuales un 15% corresponde a plantas térmicas, en su mayoría alimentadas por carbón. En 2010 el balance de Cargo por Confiabilidad para Emgesa fue positivo en \$12.505 millones, con un valor a distribuir de \$303.941 millones y un valor a recaudar de \$291.436 millones; este balance fue negativo durante el 2009 y presumiblemente se debe a la certificación del ENFICC a algunos de sus recursos térmicos.

2.8 Conclusiones del análisis

Se llevó a cabo una revisión de las cifras financieras de los seis principales generadores del país, que representan el 85% de la energía generada en 2009 y el 83% de la generada en 2010. Las rentabilidades de los generadores se encuentran en un rango razonable, con un promedio del 12% que parece remunerar el nivel de riesgo que enfrenta el negocio. En este sentido la coyuntura climática que caracterizó estos dos años con fuertes períodos de sequías alternados con hidrologías muy elevadas, no parece haber promovido la utilización de poder de mercado por parte de los agentes. Este resultado muestra además, que el negocio no se vio afectado por las drásticas medidas regulatorias y la imposición de generación térmica forzada. Sería interesante hacia futuro, estimar cual habría sido el retorno de las empresas si los mayores costos por generar a líquidos se hubieran asignado al interior del sector eléctrico y no a los usuarios de gas natural. En términos de rentabilidades, la única empresa que sale del rango es Chivor, que precisamente basa la totalidad de su negocio en generación hidráulica.

Aunque se trata de un análisis muy agregado, parece interesante constatar que el costo de los combustibles para la generación térmica, no fue muy elevado para este período. De acuerdo con estas estimaciones preliminares, el costo variable de generación se ubica en un rango de \$70/kWh - 112/kWh generado, este valor es muy inferior al precio promedio de las ofertas de las plantas térmicas durante el período. Se esperaría que si los costos de arranque y parada se remuneraran con un mecanismo distinto al precio de oferta, este último convergiera al costo variable en un mercado expuesto a fuerte competencia.

En general, los activos de las empresas ya han sido depreciados y se encuentran en libros por debajo del valor de mercado; la excepción es el caso de EPM, que como se

mencionó en el informe, probablemente incluye en sus cuentas algunas otras actividades en la cadena del servicio. Aunque se trata de una muestra pequeña, las cifras parecen indicar que los jugadores como Emgesa e Isagen, que combinan recursos hidráulicos y termoeléctricos, están en capacidad de comprometer un mayor porcentaje de su energía en contratos de largo plazo, con lo que reducen su exposición a bolsa. Como se observa, Gecelca y Chivor que están especializados por tipo de generación, transan casi la mitad de la energía en el mercado spot.

Finalmente, los generadores incluidos en la muestra, sin excepción, presentan bajos niveles de endeudamiento y una posición financiera robusta que da tranquilidad al mercado. Se destaca el caso de Gecelca, que durante estos dos años de hidrologías volátiles, revirtió resultados negativos de años anteriores.

Tabla 16. Indicadores Financieros y Operativos 2010.

Cifras 2010 (Pesos 2010)	EPM	Emgesa	Isagen	Chivor	Gecelca	Epsa	Promedio
Utilidades (\$millones)	1,156,533	571,977	409,645	222,230	74,008	289,004	NA
Patrimonio/CEN (USD/kW)	2,810	973	796	530	384	1,282	NA
Ingreso/Generación (\$/Kwh)	264	166	148	225	154	231	198
Ingresos netos/generacion (\$/Kwh)	176	124	107	142	125	191	144
CC/CEN (USD/Kw-mes)	4.0	4.8	4.0	2.9	8.5	2.6	4.5
ROE (%)	8%	11%	13%	22%	9%	10%	12%
Margen Neto (%)	36%	30%	29%	29%	9%	32%	28%
Nivel Endeudamiento (%)	24%		34%	2%	10%	10%	16%
Concentración Corto Plazo (%)	82%		80%	6%	39%	34%	48%
Rotación Cartera (días)	58		68	34	60	64	57
Exposición a Bolsa		18%	25%	46%	48%		35%
Gasto en Insumos (\$/Kwh generado)	74	111	112		83	70	90

Fuente: SUI, Estados Financieros, XM y Cálculo Autores

Anexo

Tabla 17. Indicadores Financieros y Operativos 2008.

Cifras 2008 (Pesos 2010)	Emgesa	Gecelca	Chivor	Isagen	Epsa	EPM	Promedio
Utilidades (\$millones)	517.128	3.459	132.088	259.718	279.168	1.152.582	NA
Patrimonio/CEN (USD/Kw)	927	281	509	754	1.032		NA
Ingreso/Generación (\$/Kwh)	131	158	169	128	131		135
Ingresos netos/generacion (\$/Kwh)	101	88	108	85	94		90
CC/CEN (USD/Kw-mes)	3,7	6,1	2,5	3,6	2,5	3,9	3,7
ROE (%)	8%	0%	11%	7%	12%	9%	8%
Margen Neto (%)	30%	0,4%	21%	20%	30%	40%	24%
Nivel Endeudamiento (%)	10%	17%	5%	17%	9%	11%	12%
Concentración Corto Plazo (%)	86%	58%	76%	70%	81%	63%	72%
Rotación Cartera (días)	72	57	33	84	70	63	63
Exposición a Bolsa	25%	52%	50%	14%	31%	NA	34%

Fuente: SUI, Estados Financieros, XM y Cálculo Autores

Tabla 18. Indicadores Financieros y Operativos 2009.

Cifras 2009 (Pesos 2010)	EPM	Emgesa	Isagen	Chivor	Gecelca	Epsa	Promedio
Utilidades (\$millones)	1,432,852		382,705	182,369	41,101	361,963	NA
Patrimonio/CEN (USD/kW)	2,460		764	493	330	878	NA
Ingreso/Generación (\$/Kwh)	254		150	231	141	255	206
Ingresos netos/generacion (\$/Kwh)	176		104	121	107	205	142
CC/CEN (USD/Kw-mes)	4.2	4.7	3.9	2.9	7.6	2.7	4.3
ROE (%)	10%		11%	17%	5%	16%	12%
Margen Neto (%)	45%		27%	24%	5%	40%	28%
Nivel Endeudamiento (%)	20%		24%	5%	13%	12%	15%
Concentración Corto Plazo (%)	80%		74%	13%	51%	43%	52%
Rotación Cartera (días)	64		69	40	75	79	65
Exposición a Bolsa			27%	47%	57%		44%
Gasto en Insumos (\$/Kwh generado)	66		92		73	107	85

Fuente: SUI, Estados Financieros, XM y Cálculo Autores

Tabla 19. Generación en GWh por empresas y por tipo. 2009-2010

	2009			2010		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
EPM	11.613	1.007	12.619	11.269	1.034	12.303
ISAGEN	8.695	565	9.260	9.073	486	9.559
CHIVOR	3.300		3.300	3.305		3.305
GECELCA		6.062	6.062		6.558	6.558
EMGESA	11.746	971	12.717	10.337	1.032	11.370
EPSA	3.059	467	3.527	3.484	671	4.155
Total	38.413	9.072	47.485	37.468	9.780	47.248

Fuente: XM

Tabla 20. Capacidad de Generación en MW por Empresa

	Hidráulica	Térmica	Total
EPM	2.354	460	2.814
ISAGEN	1.806	278	2.084
CHIVOR	1.000		1.000
GECELCA		1.141	1.141
EMGESA	2.340	412	2.752
EPSA	818	374	1.192
Total	8.318	2.665	10.983

Fuente: XM

Tabla 21. Porcentaje de despachos de energía por Empresa

	2009			2010		
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
EPM	56%	25%	51%	55%	26%	50%
ISAGEN	55%	23%	51%	57%	20%	52%
CHIVOR	38%		38%	38%		38%
GECELCA		61%	61%		66%	66%
EMGESA	57%	27%	53%	50%	29%	47%
EPSA	43%	14%	34%	49%	20%	40%
	53%	39%	49%	51%	42%	49%

Fuente: XM

Tabla 22. Cargo por Confiabilidad por empresa. 2009-2010 (Millones de pesos)

	2009			2010		
	Distribuir	Recaudar	Balance	Distribuir	Recaudar	Balance
EPM	303.389	363.454	(60.065)	258.483	313.677	(55.194)
ISAGEN	210.936	283.169	(72.232)	190.145	256.561	(66.416)
CHIVOR	74.269	101.020	(26.751)	66.811	89.468	(22.657)
GECELCA	223.987	180.269	43.718	206.899	177.564	29.335
EMGESA	332.754	376.613	(43.859)	303.941	291.436	12.505
EPSA	82.722	106.632	(23.911)	71.714	108.331	(36.617)

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 abril de 2011, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 1 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años. En abril se redujo la generación de energía con relación a marzo en 7.35%; no obstante, el crecimiento es positivo en 1.59% si se toma como referencia abril del 2010. En la caída del mes, presumiblemente incidió el mayor número de festivos por semana santa y las bajas temperaturas que han caracterizado estos últimos meses.

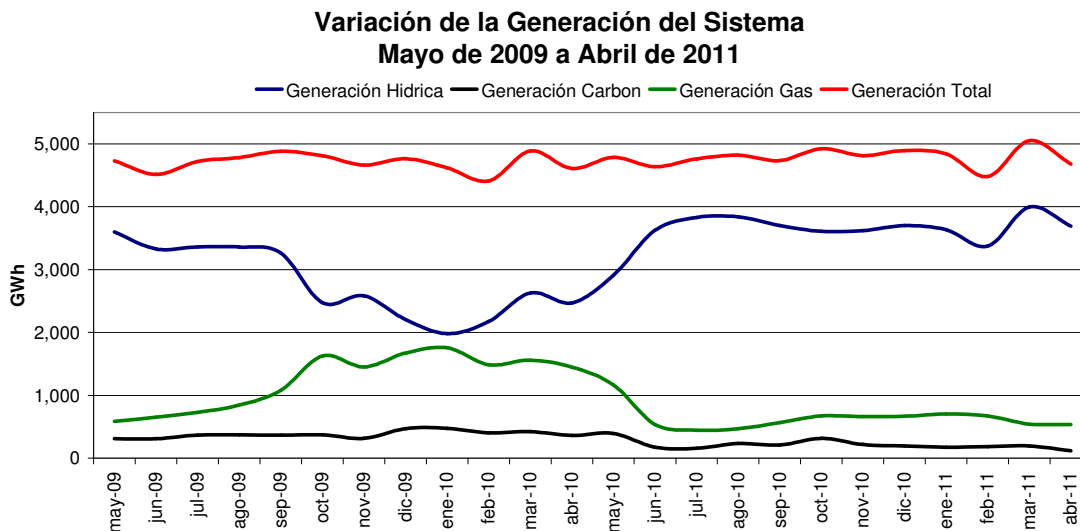


Gráfico No 1

3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 2 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años. La demanda en abril presenta una caída debida a la transición del fenómeno de El Niño (2010) a La Niña (2011) y como ya se mencionó a la disminución de los días hábiles de semana santa.

**DEMANDA MENSUAL DEL SIN
Mayo 2008- Abril 2011**

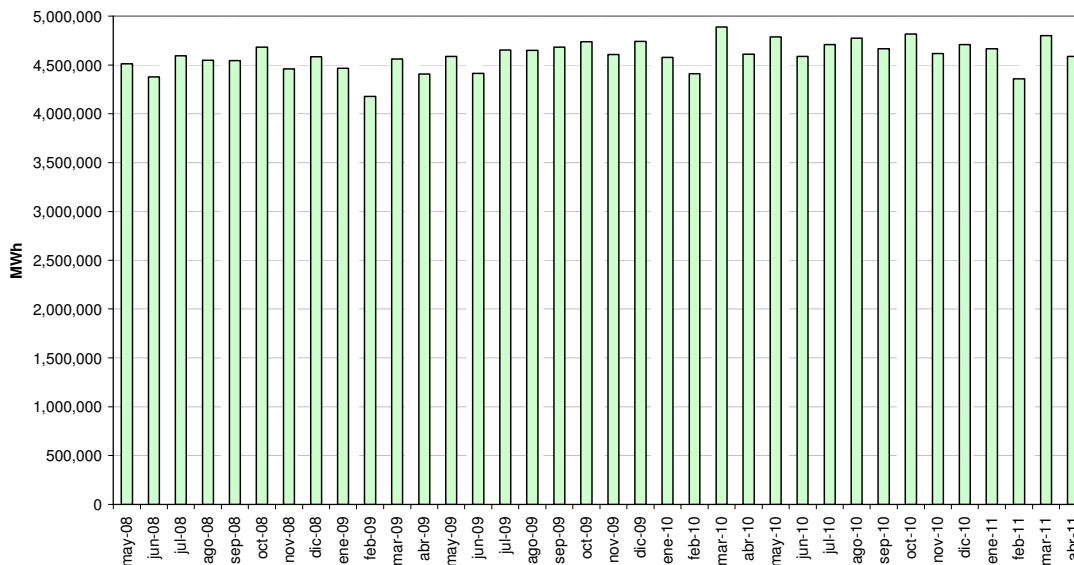


Gráfico No 2

3.1.3 Exportaciones e Importaciones de Energía

**Exportaciones - Importaciones de Energía
Mayo 2008-Abril 2011**

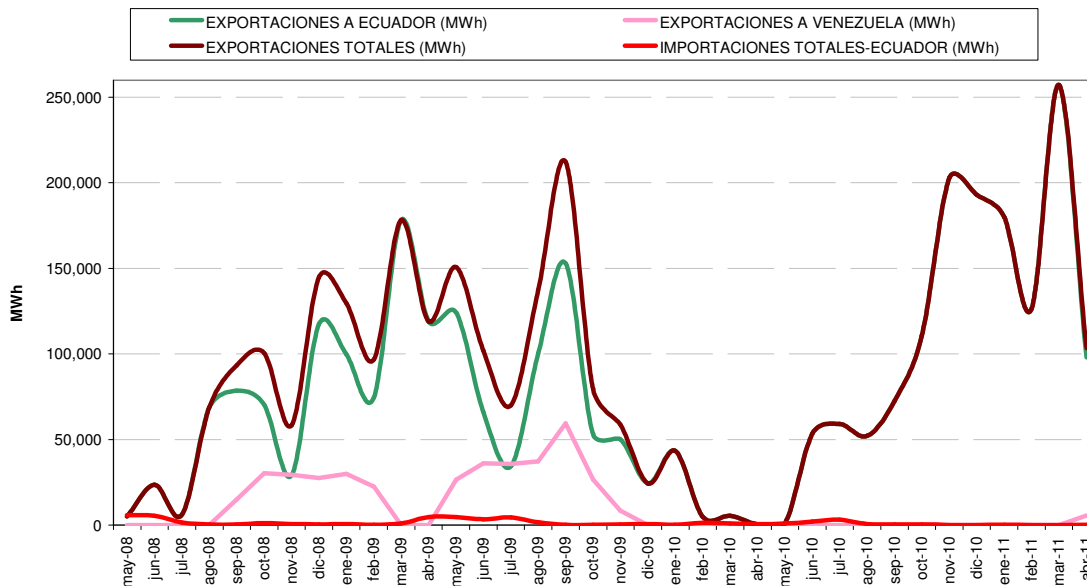


Gráfico No 3

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 de energía a Ecuador después de alcanzar en marzo una cifra record de 257.2 GWh, cayeron en abril significativamente a 97.8 GWh, presumiblemente al lograr la recuperación de sus embalses. De otra parte, las exportaciones a Venezuela que estaban suspendidas desde noviembre de 2009, se reiniciaron con un valor moderado de 5.5 GWh.

3.1.4 Aportes Hídricos Agregados

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 abril se cumplen ya 8 meses con hidrologías por encima de los promedios históricos; de hecho en este mes, el Fenómeno de la Niña ha generado niveles de lluvias que doblan los registros para abril en la última década.

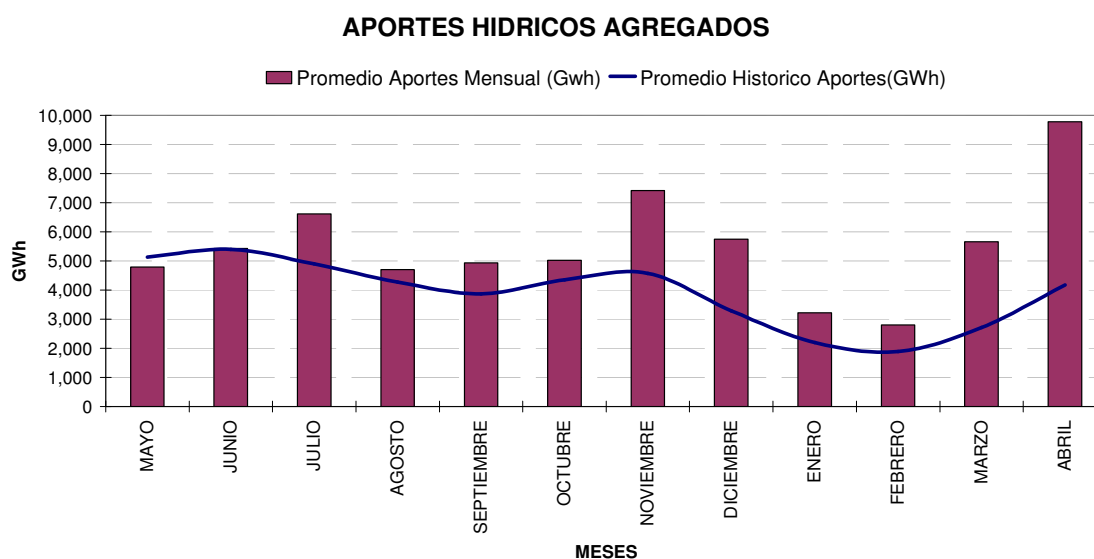


Gráfico No 4

3.1.5 Vertimientos

El gráfico No 5 presenta para los últimos nueve meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes. Como resultado de las mayores hidrologías se han presentado vertimientos significativos en los embalses, sobre todo en la región de Antioquia. Los vertimientos se han presentado en embalses con baja capacidad de

almacenamiento como San Carlos y también en embalses de gran capacidad como Guatapé.

**Vertimientos Mensuales
Mayo 2010 a Abril de 2011**

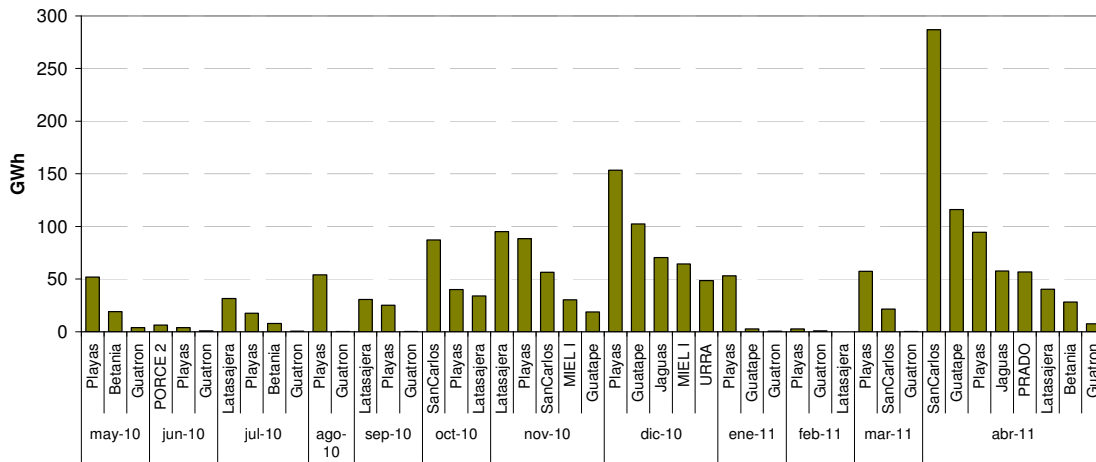


Gráfico No 5

3.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

**DEMANDA DEL SISTEMA VS CAPACIDAD DISPONIBLE TOTAL
Mayo 2006 - Abril 2011**

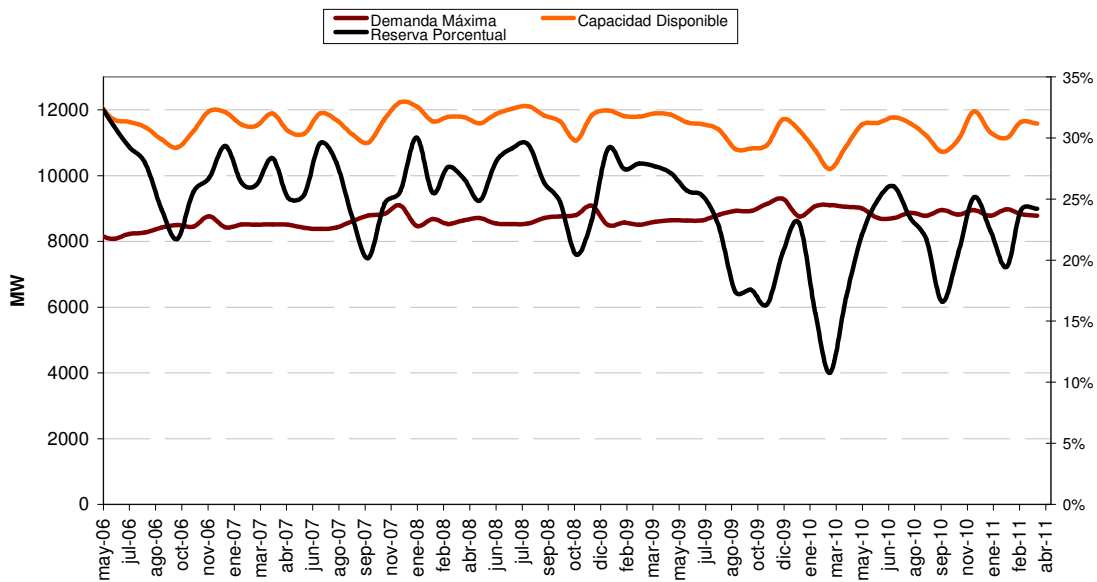


Gráfico No 6

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.

La disponibilidad del sistema se recuperó desde los niveles bajos presentados en marzo, pero aún sigue siendo baja con relación a los promedios 2008 y 2009.

3.1.7 Nivel de los Embalses

En el gráfico No 7 se muestra el nivel del embalse agregado del SIN al final de abril. El nivel agregado alcanzó el 77.3% de la capacidad útil, equivalente a 12.194 GWh, el cual corresponde al valor más alto para un mes de abril desde que se registra el volumen útil diario. Las reservas hídricas se han incrementado por el fenómeno de La Niña y el ingreso del embalse Porce III en enero de 2011.

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

En relación a las reservas regionales del sistema, al final de abril Antioquia alcanzó el 102.2%, Valle 80.9%, Oriente 65.7%, Centro 56.4% y Caribe 42.6%. Además de la mayoría de los embalses de Antioquia que están por encima del 100%, merece destacarse la situación de Prado que cerró el mes en 118.7%.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

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

Las ofertas bajas para energizar el máximo posible de agua almacenada se tradujeron en precios spot muy bajos, al punto que se han acercado en varias ocasiones al mínimo permitido por la regulación. Aún en este escenario se presentan precios máximos elevados (\$175/kWh), asociados a horas de demanda pico que exigen generación térmica para cubrir la demanda.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Noviembre 2010 a Abril 2011

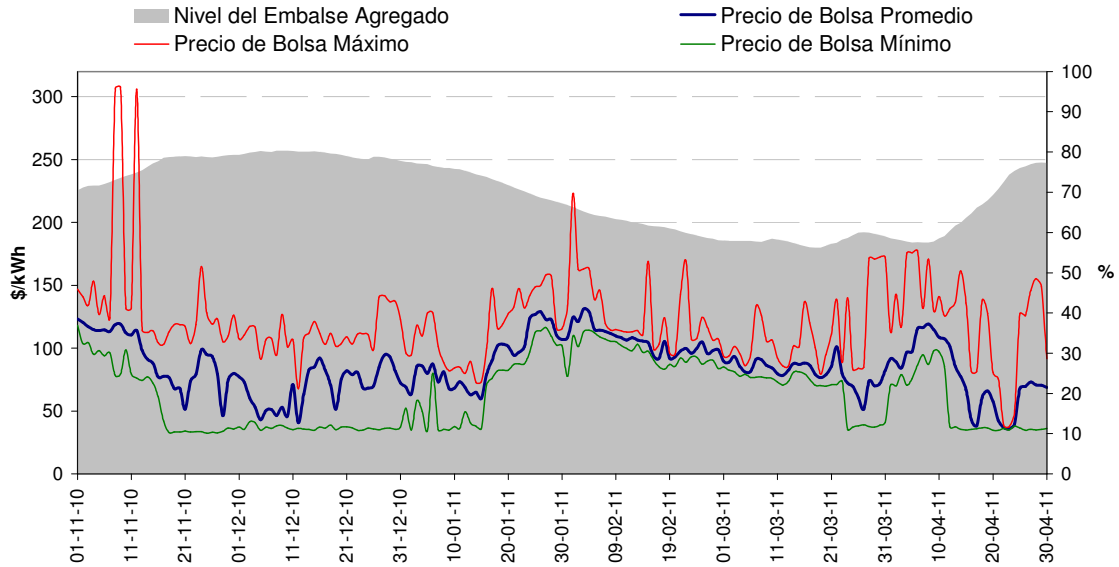


Gráfico No 7

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. Se observa la estrecha correlación negativa del precio de bolsa con el nivel de embalse agregado.

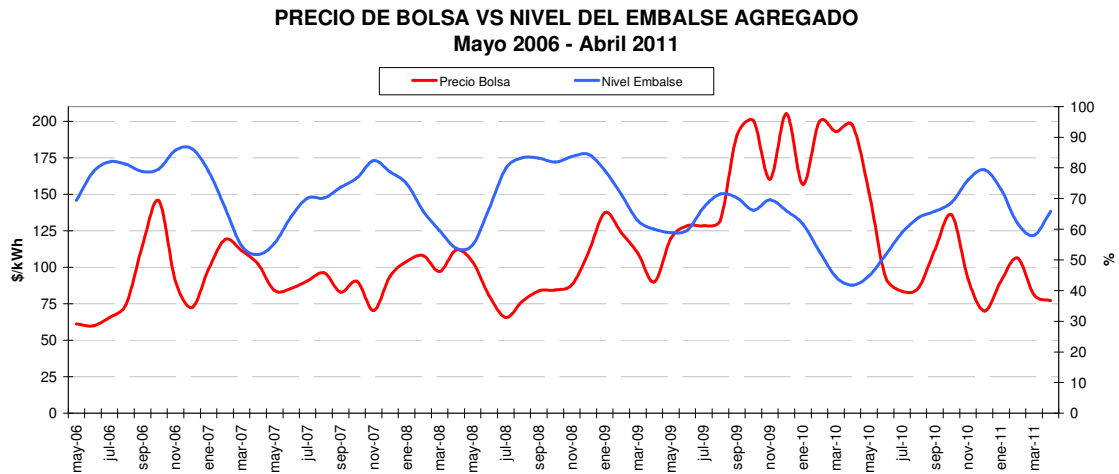


Gráfico No 8

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 9 presenta los precios de bolsa diarios, los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes. Como resultado de la hidrología ocurrida y los altos niveles de los embalses, los precios de bolsa se han ubicado muy por debajo de los registros históricos.

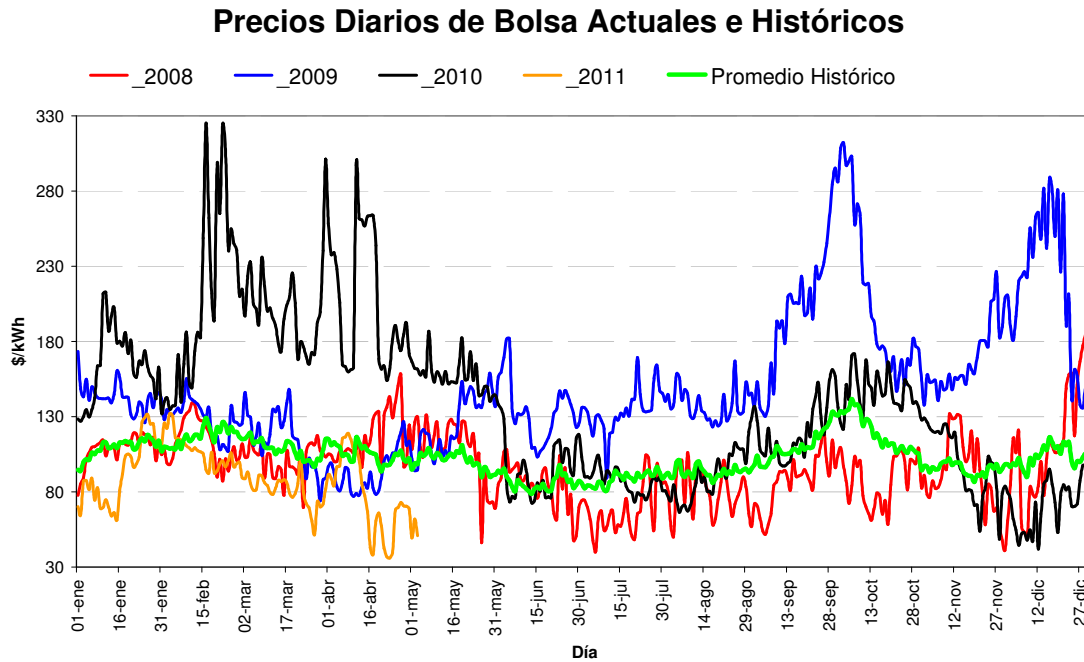


Gráfico No 9

3.2.4 Precios de Bolsa Horarios vs Generación

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.

Es interesante constatar que la reducción de precios tan marcada no ha operado en las horas de mayor consumo. Este hecho debe encontrar su explicación en las ofertas de las plantas térmicas.

Precio de Bolsa Horario vs Generación

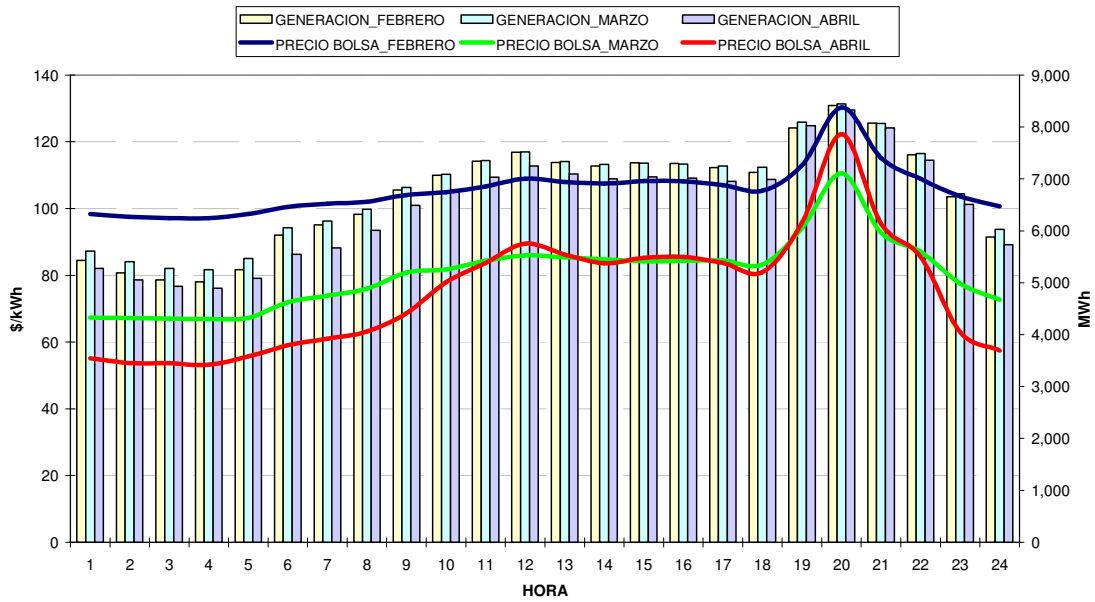


Gráfico No 10

3.2.5 Distribución del Precio de Bolsa

Distribución del Precio de Bolsa

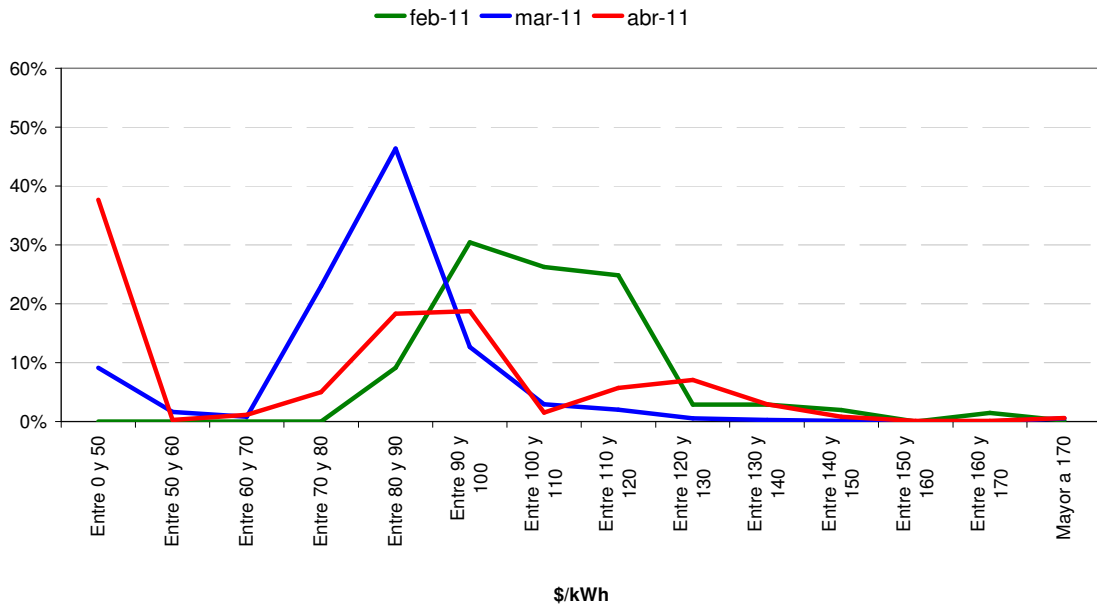


Gráfico No 11

El gráfico No 11 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos tres meses. La función de densidad de los precios se desplazó en abril fuertemente a la izquierda con la moda en precios cercanos al mínimo regulatorio.

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.

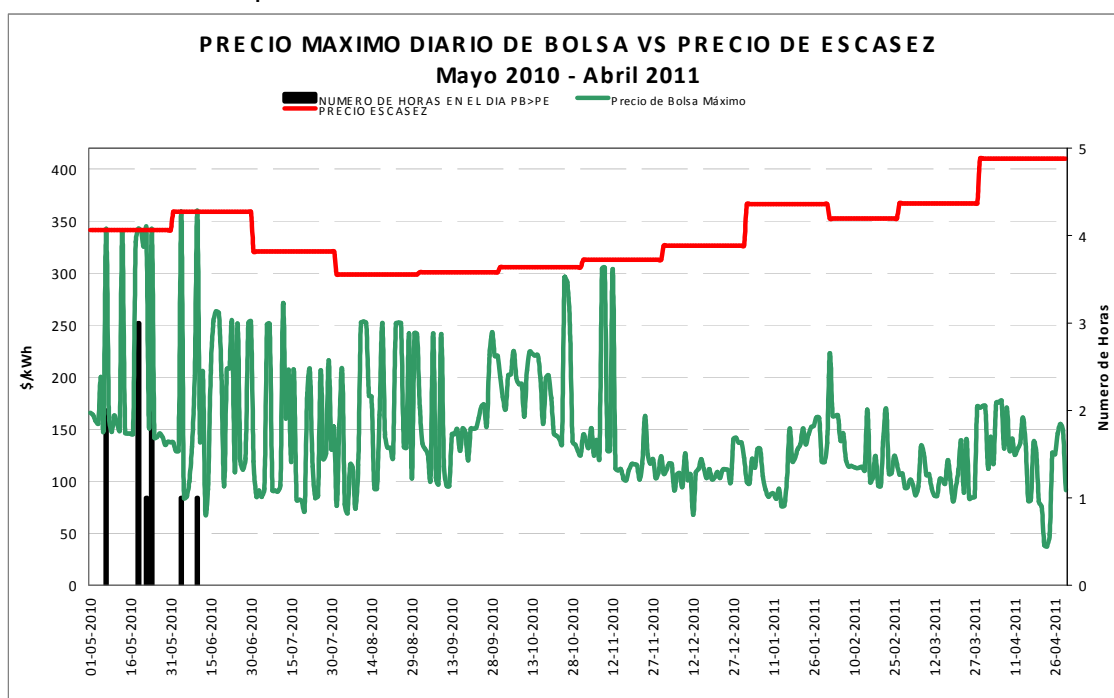


Gráfico No 12

Obviamente durante abril los precios se alejaron considerablemente del umbral de escasez. Además de los elevados niveles de los embalses, el precio de escasez se ha incrementado, presumiblemente jalonado por el alza en los precios del petróleo y el precio del gas.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 13 presenta en el periodo de los últimos doce meses, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio de bolsa.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Mayo 2010 a Abril de 2011**

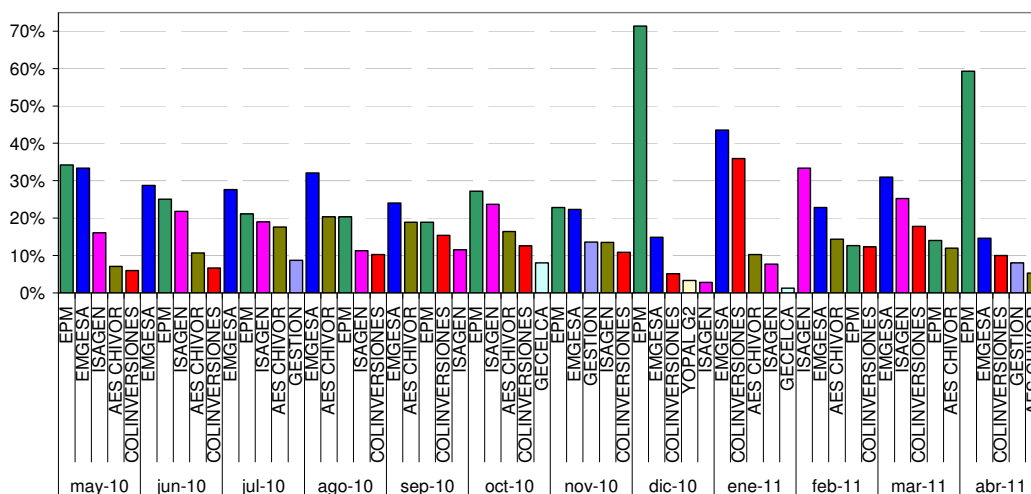


Gráfico No 13

Abril fue un mes atípico en términos de concentración por agente en la fijación del precio de bolsa. En efecto, las altas hidrológicas en Antioquia llevaron a que las plantas de EPM marcaran el precio en casi un 60% del tiempo.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

**Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio
Noviembre 2010 - Abril 2011**

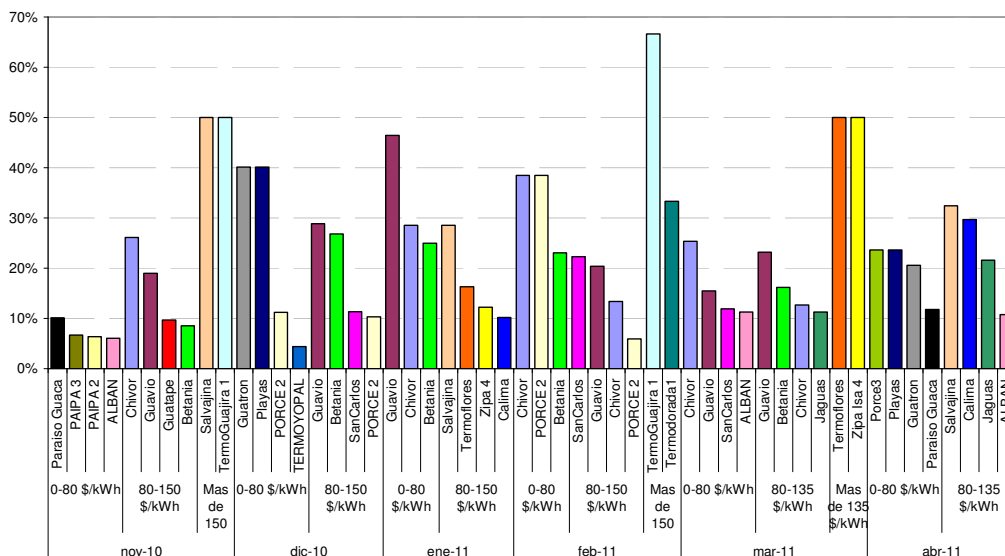


Gráfico No 14

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

Las plantas de Antioquia fijaron el precio con mayor frecuencia en la franja de demanda baja en el mes de abril, destacándose la nueva planta de Porce 3. En la franja de demanda alta estuvieron las plantas del Valle y Jaguas.

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.

Los precios de oferta descartan cualquier influencia de la gestión de los recursos hídricos en los elevados vertimientos ocurridos durante abril. Las plantas localizadas en Antioquia, sin excepción, ofertaron durante todo el mes a precio mínimo permitido por la regulación, buscando maximizar la energización de los recursos y reducir el nivel de embalse. Guavio y Chivor, en la cordillera oriental siguieron en su estrategia de ofertar a precios de bolsa, en Guavio esta estrategia se dio en medio de un nivel muy elevado del embalse.

Los elevados precios en horas de alta demanda, sin duda, se asocian a ofertas térmicas elevadas, ubicadas en el rango de \$150/kWh – \$200/kWh, a pesar de que por regulación el mercado les reconoce los costos de arranque y parada independientemente del ingreso variable que perciban. Estos precios parecen elevados.

Durante el mes de abril se reportó una disponibilidad comercial del 100% en la mayoría de las plantas; solamente Guavio, Pagua y San Carlos presentaron reducciones parciales entre 67% y 75% para periodos entre dos y cuatro semanas.

3.3.4 Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología

El gráfico No 15 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, carbón, en los últimos doce meses.

**Ofertas Diarias por Tipo de Tecnología
Mayo 2010-Abril 2011**

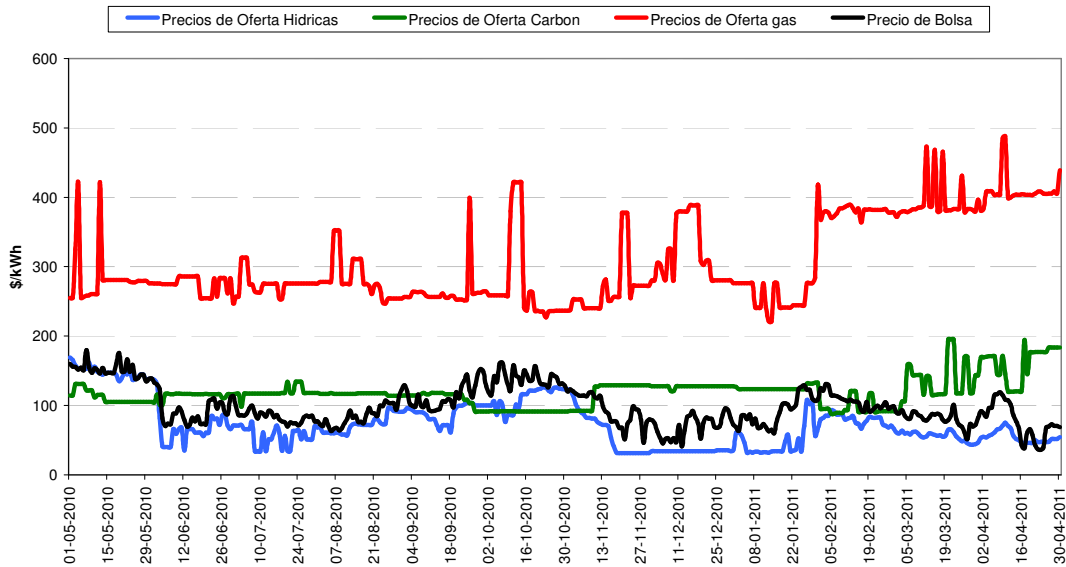


Gráfico No 15

La gráfica permite constatar que los recursos térmicos, en especial las plantas a gas, se están ofertando a precios muy elevados (cercanos al precio de escasez), lo que solo se puede explicar si el costo variable de referencia lo constituyen los combustibles líquidos.

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

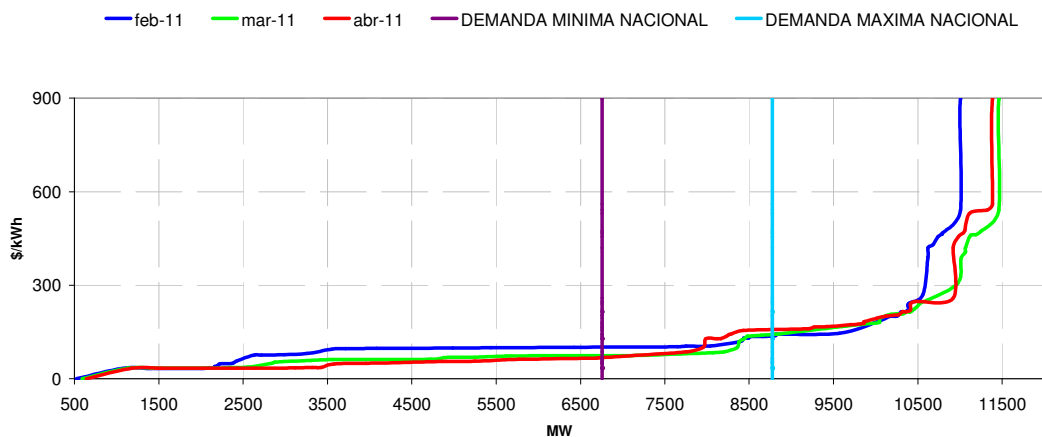


Gráfico No 16

El gráfico No 16 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el último mes, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

Consecuente con lo que se ha descrito, en abril la función de oferta se desplazó hacia abajo; sin embargo, en los rangos cercanos a la hora de máximo consumo, la curva de costos se hace inelástica y se ubica arriba de los meses anteriores.

3.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 17-a, 17-b y 17-c presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner promedio mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual neta (excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis), para los periodos de demanda alta, media y baja respectivamente, en los últimos diez y ocho meses.

Bajo las condiciones de los drivers del mercado, el poder de mercado medido a través del índice de Lerner, se encuentra en niveles moderados con lo cual los precios se acercan a los de un entorno competido.

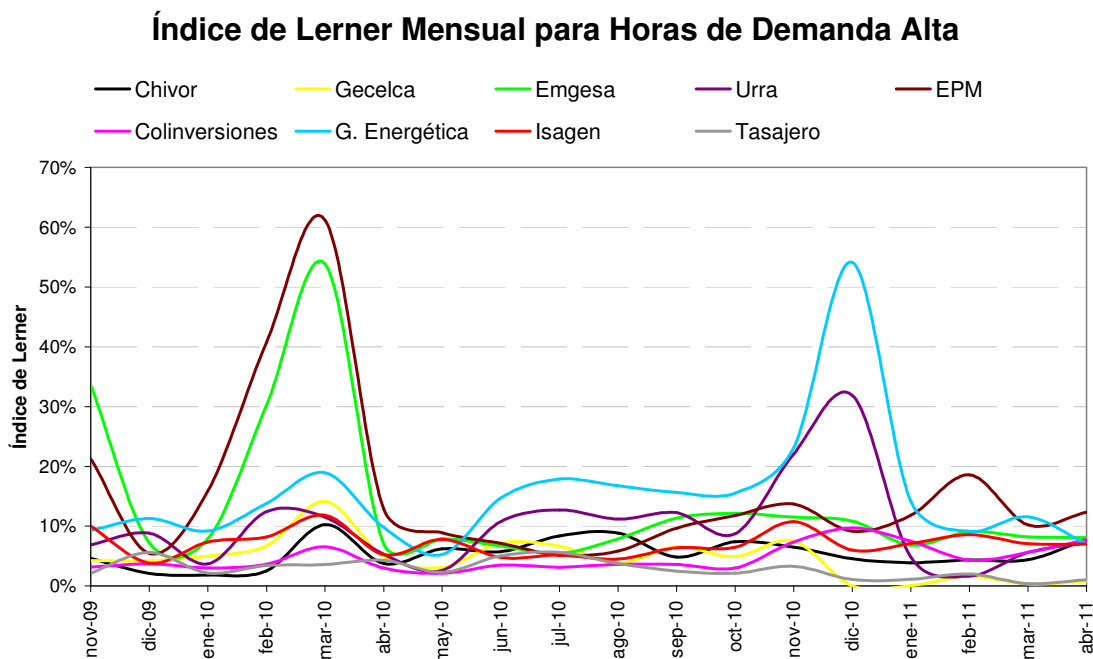


Gráfico No 17-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

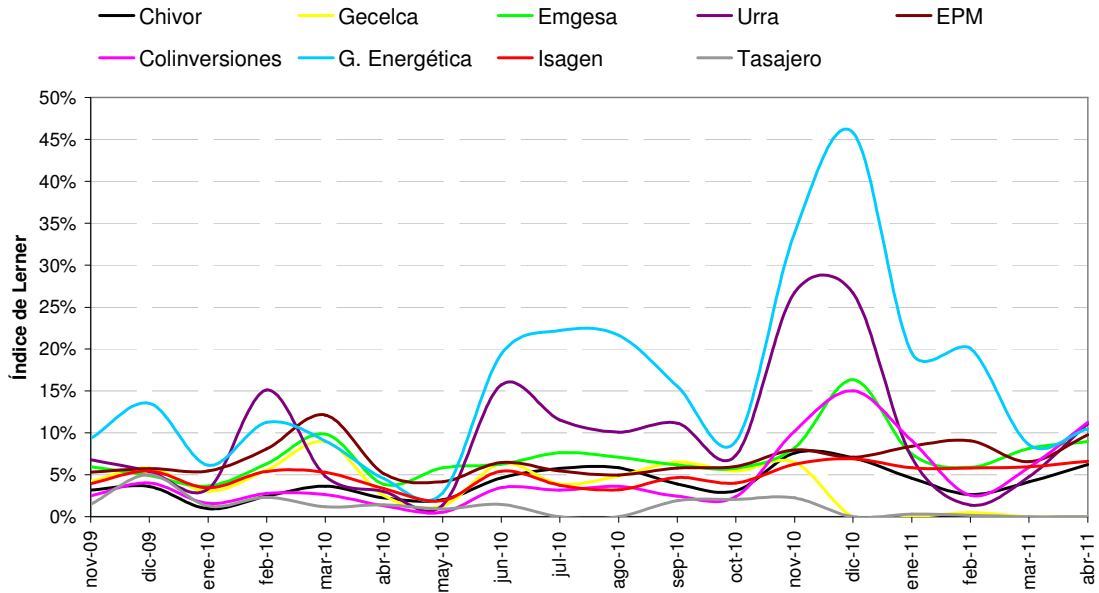


Gráfico No 17-b

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

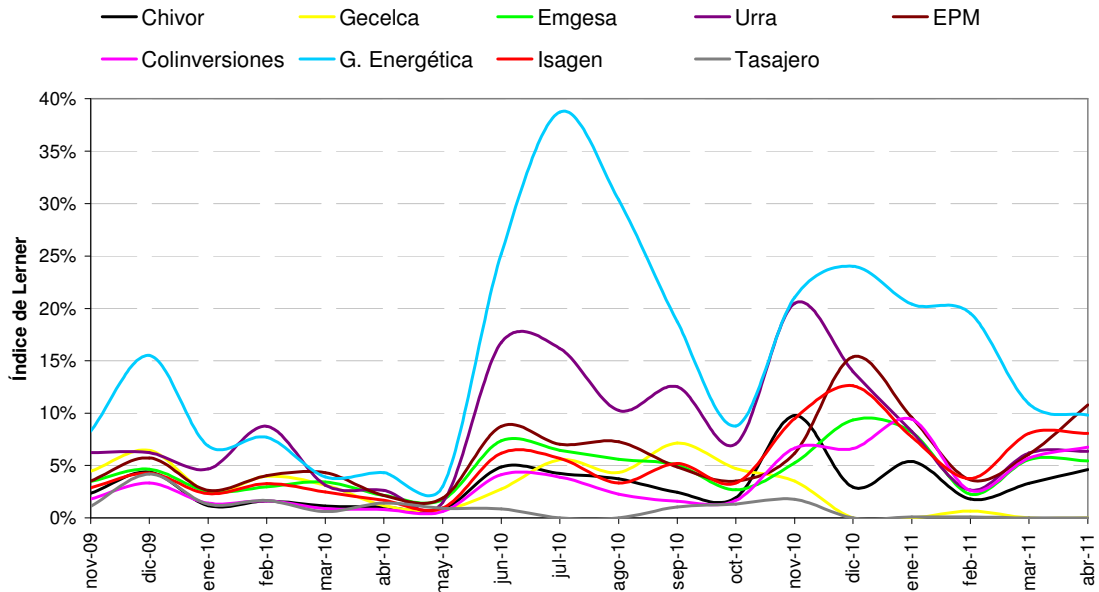


Gráfico No 17-c

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 18 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

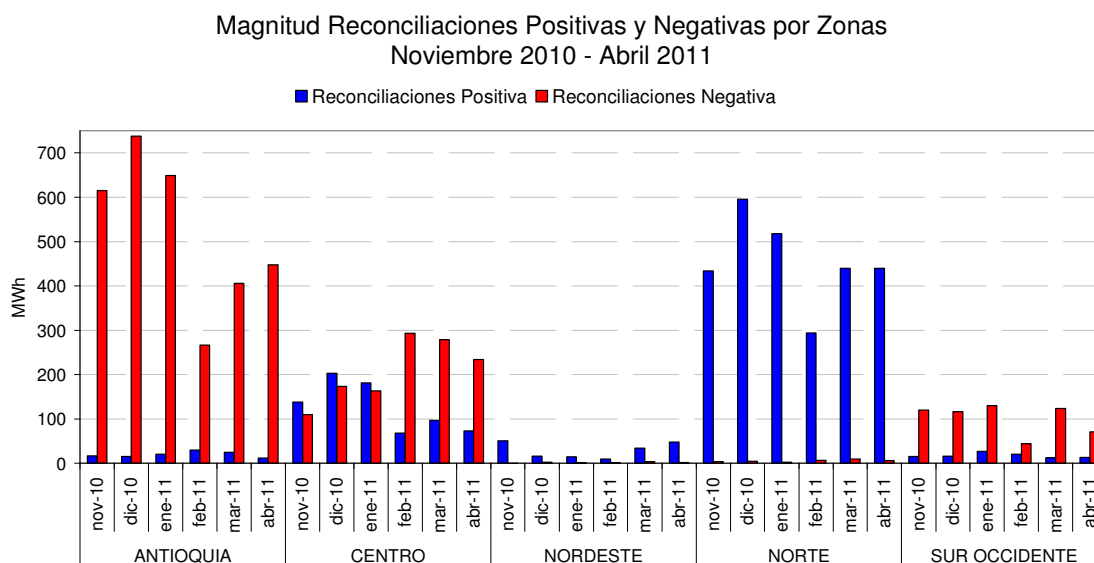


Gráfico No 18

En abril la magnitud de las reconciliaciones positivas presentó disminuciones en la zona Centro. Referente a las reconciliaciones negativas, éstas se incrementaron en Antioquia y disminuyeron en el Centro y en el Suroccidente.

3.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 19-a y 19-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos seis meses.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

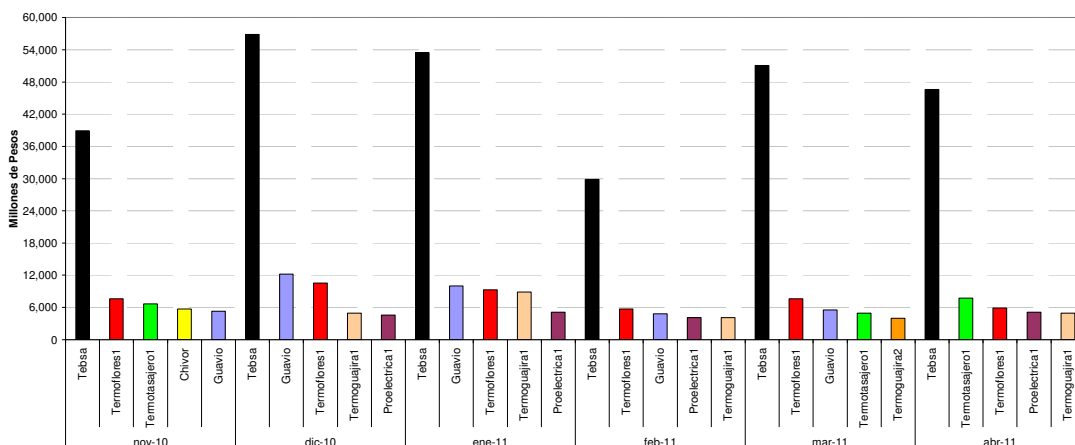


Gráfico No 19-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

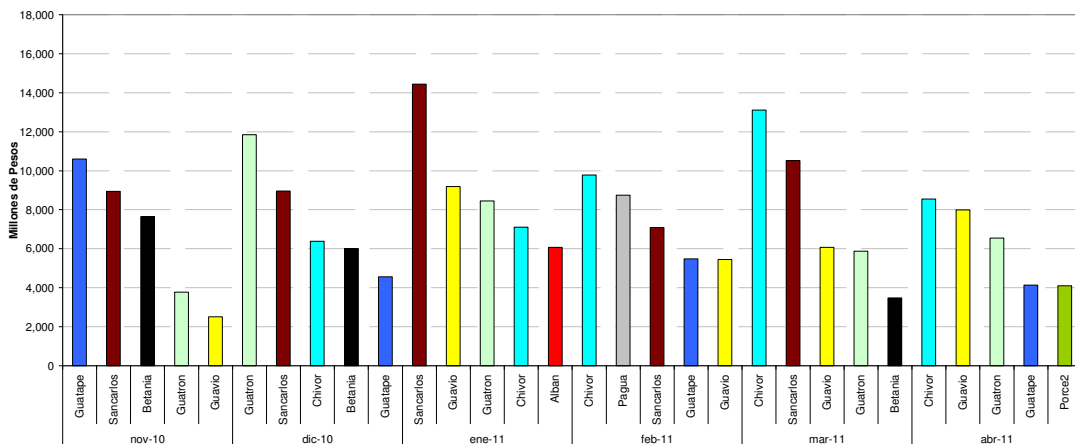


Gráfico No 19-b

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Generación Fuera de Mérito

El gráfico No 20 presenta la cantidad de energía diaria (GWh/día), generada fuera de mérito en los últimos diez meses. En abril la magnitud de las generaciones fuera de mérito registró un comportamiento similar al de mes de marzo, con valores diarios que oscilaron entre 15 y 27 GWh.

**MAGNITUD DE GENERACION FUERA DE MERITO
Julio 2010-Abril 2011**

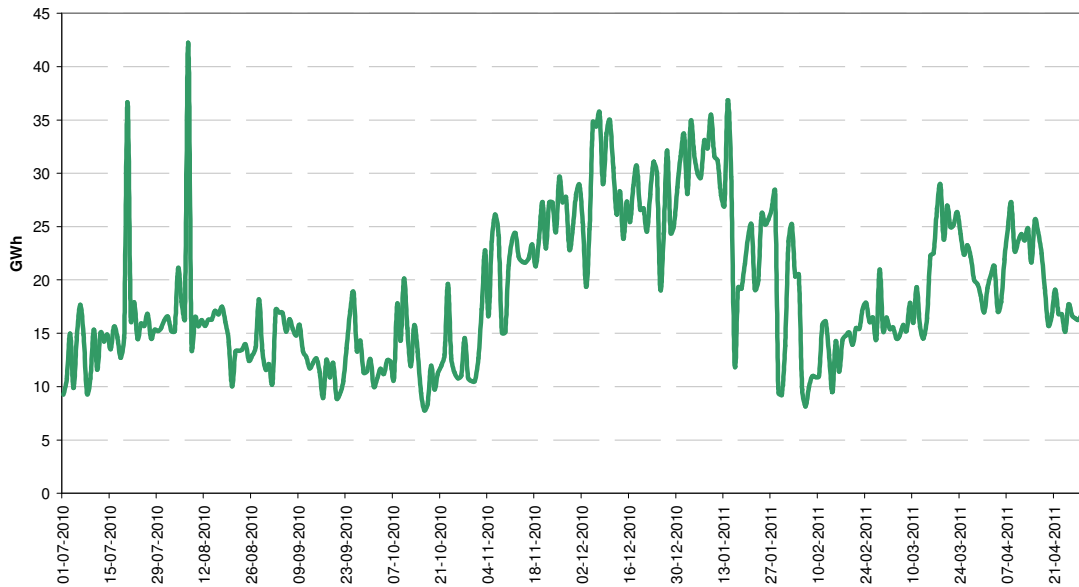


Gráfico No 20

3.5.2 Precio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Noviembre 2010- Abril 2011**

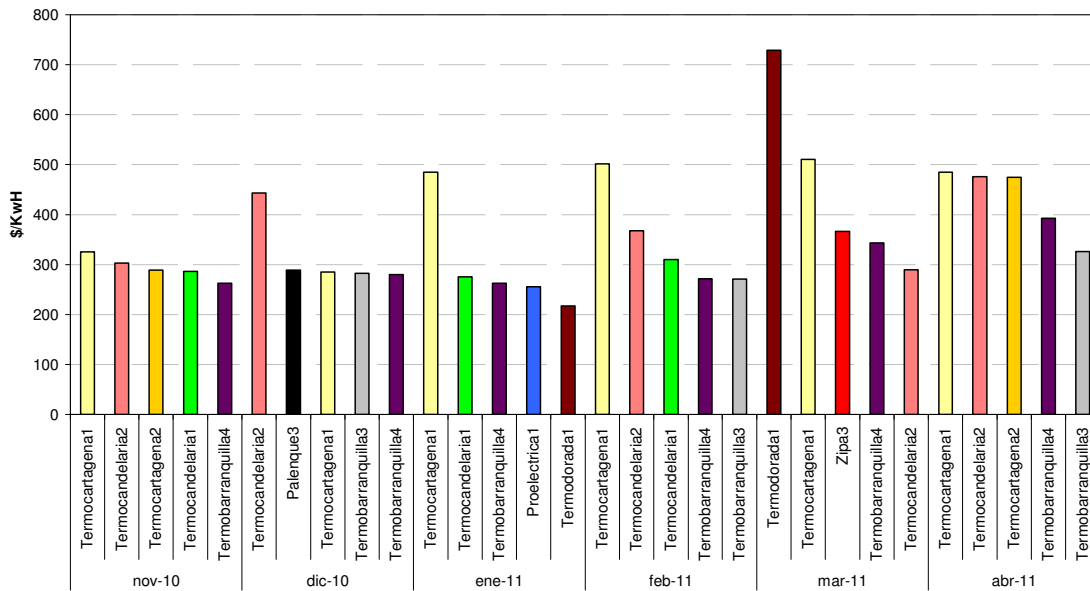


Gráfico No 21

El gráfico No 21 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

En abril los mayores precios de generación fuera de mérito se presentaron alrededor de \$480/kWh en Termocartagena y Termocandelaria, cuando Tebsa que aporta la mayor cantidad de este recurso, registró precios bajo el umbral de los \$400/kWh.

3.5.3 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 22 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

Costo Total de restricciones Para el Sistema
Mayo 2008 - Abril 2011

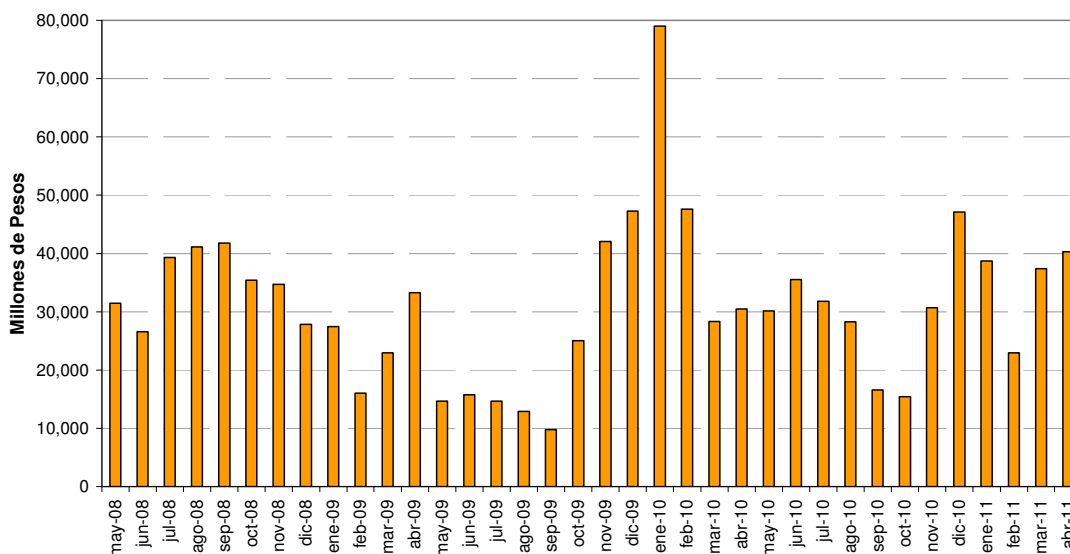


Gráfico No 22

El costo total de las restricciones del sistema en abril alcanzó el valor de 40.000 millones de pesos, ubicándose por encima del promedio de los últimos tres años.

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Magnitud de Cubrimiento de Contratos

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual la evolución de la composición de bolsa vs contratos y el total (bolsa más contratos), como porcentaje de la demanda para el sistema total, para los últimos tres años.

Cubrimiento de Contratos Mayo 2009 a Abril de 2011

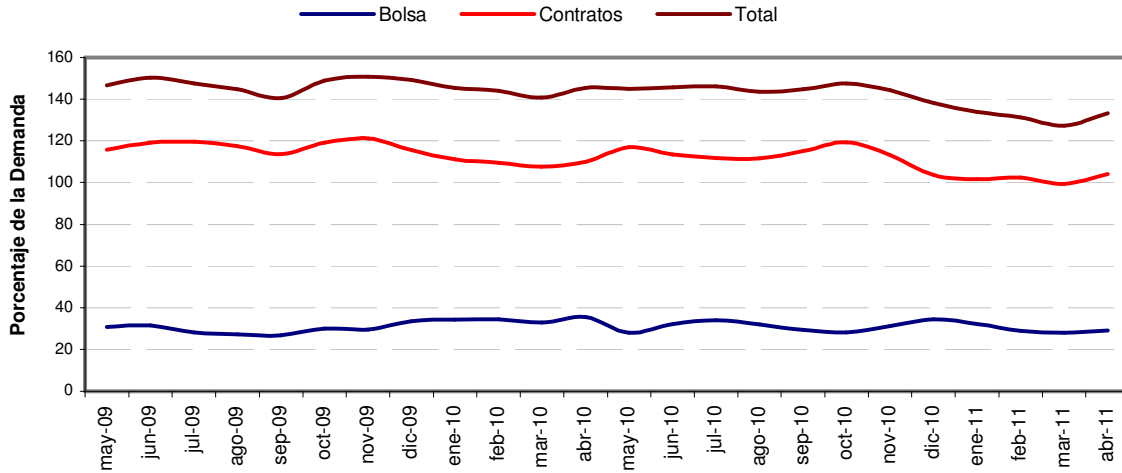


Gráfico No 23

En abril tanto el nivel de contratación, como las transacciones en bolsa se incrementaron en forma moderada.

3.6.2 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

Precio de Contratos por Tipo de Demanda Servida Mayo 2008 a Abril de 2011

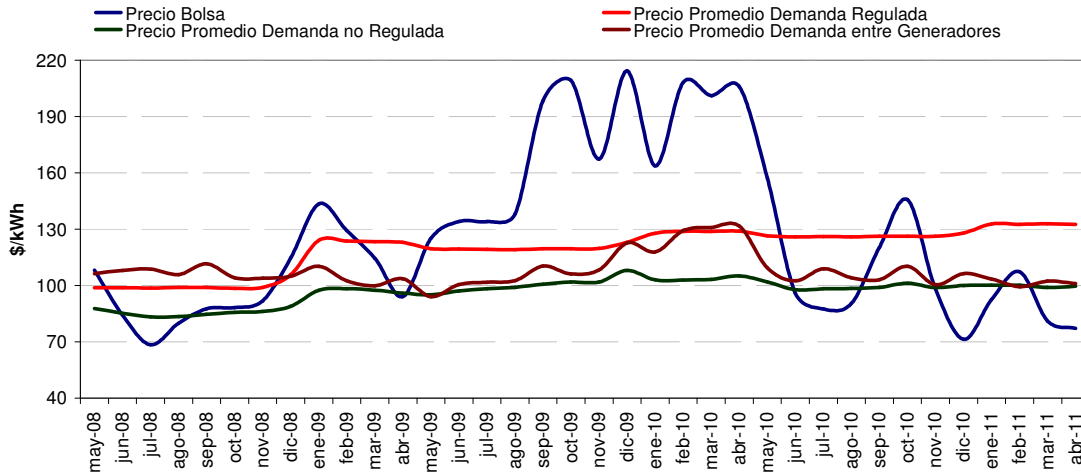


Gráfico No 24

El gráfico No 24 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada, para la demanda no regulada (descontados los contratos entre generadores) y para los contratos de respaldo entre generadores, vs el precio de Bolsa, en los últimos cuatro años.

En abril los precios de todas las transacciones del mercado tanto en bolsa como en contratos permanecieron en los mismos niveles del mes anterior, manteniéndose naturalmente una brecha superior a los \$30/kWh entre los contratos para la demanda regulada y la no regulada.

3.6.3 Porcentaje de Demanda Futura Contratada

El gráfico No 25 presenta el porcentaje de demanda futura contratada, clasificado por tipo de demanda; regulada y no regulada, para los próximos cuatro años.

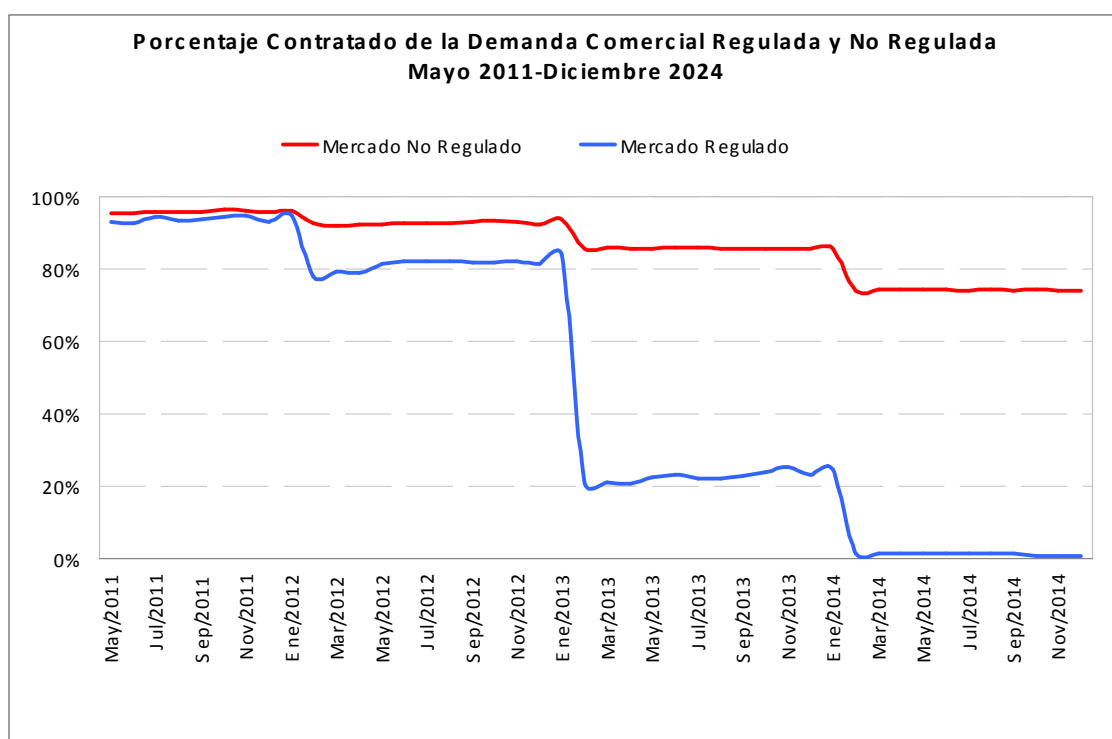


Gráfico No 25

Merece destacarse que el cubrimiento de la demanda regulada para los meses restantes del año 2011 se encuentra en niveles del orden de 95%, muy cercanos a los de la demanda no regulada.

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Costo Diario del AGC vs Disponibilidad Declarada

El gráfico No 26 presenta a nivel diario el costo del servicio de AGC en millones de pesos y la disponibilidad comercial declarada en MW para este servicio, para los últimos doce meses.

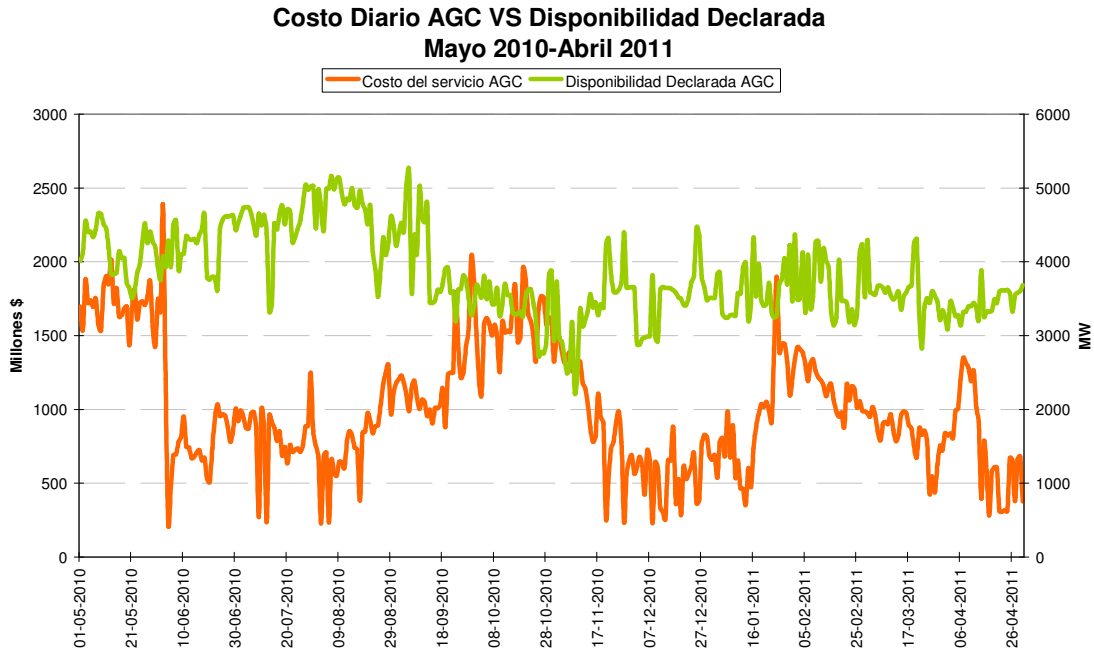


Gráfico No 26

No obstante el alto nivel de la mayoría de embalses del SIN que se encuentran alrededor del 100% de su capacidad útil, la disponibilidad ofertada para efectuar la regulación secundaria de frecuencia se ha mantenido en los niveles de los meses anteriores.

3.7.2 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 27 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

En abril Guavio y Chivor fueron las plantas con el mayor ingreso por servicio de AGC; esta situación es consecuente con el hecho de que sus niveles de embalse por debajo del 65%, les permitían a estas plantas proveer el servicio.

Plantas con el Mayor Ingreso Mensual por AGC Mayo de 2010 a Abril de 2011

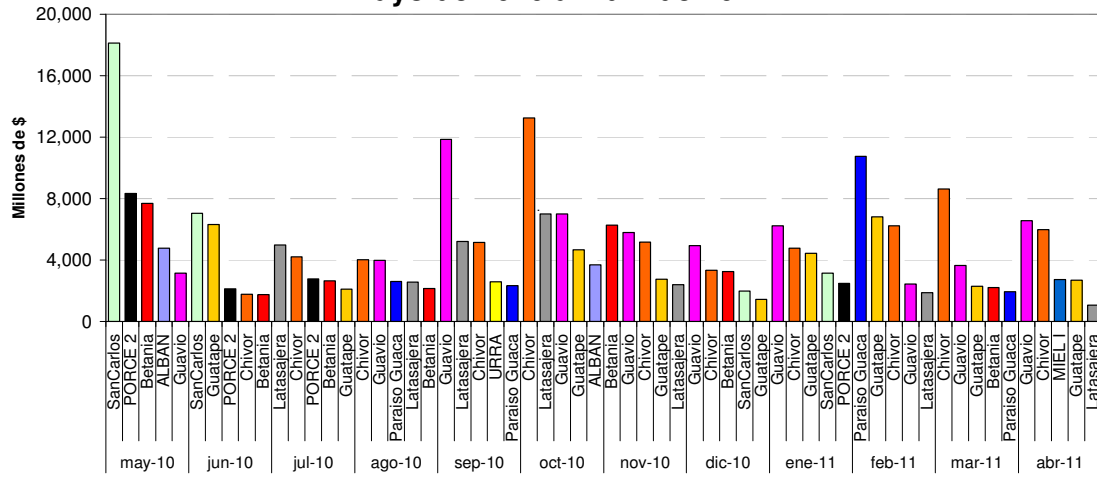


Gráfico No 27