

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 49 – 2010

COMPRA DE ISAGEN POR PARTE DE UN AGENTE DEL MEM EFECTO EN EL MERCADO DE ENERGIA MAYORISTA

Preparado por:

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

Bogotá, Junio 7 de 2010

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ANÁLISIS DE LA COMPRA DE ISAGEN POR PARTE DE UN AGENTE DEL MEM Y SU EFECTO EN EL MERCADO	2
2.1	DESCRIPCIÓN DEL PARQUE GENERADOR.....	2
2.2	ANÁLISIS DE PODER DE MERCADO PARA EL PARQUE GENERADOR EXISTENTE.....	3
2.2.1	<i>Índice de Lerner Manteniendo Isagen Independiente.....</i>	<i>4</i>
2.2.2	<i>Índice de Lerner Integrando Isagen a los Mayores Agentes</i>	<i>5</i>
2.2.3	<i>Índice Residual de Suministro Manteniendo Isagen Independiente</i>	<i>7</i>
2.2.4	<i>Índice Residual de Suministro Integrando Isagen a los Mayores Agentes</i>	<i>8</i>
2.3	EXPANSIÓN DEL PARQUE GENERADOR.....	10
2.4	PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	12
2.5	ANÁLISIS DE PODER DE MERCADO PARA EL PARQUE GENERADOR FUTURO	13
2.5.1	<i>Porcentaje de Participación Integrando Isagen a los Mayores Agentes</i>	<i>14</i>
2.5.2	<i>Índice Hirschman- Herfindahl Manteniendo Isagen Independiente</i>	<i>15</i>
2.5.3	<i>Índice Hirschman- Herfindahl Integrando Isagen a los Mayores Agentes.....</i>	<i>16</i>
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	18
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	18
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	<i>18</i>
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	<i>18</i>
3.1.3	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>19</i>
3.1.4	<i>Vertimientos.....</i>	<i>19</i>
3.1.5	<i>Nivel de los Embalses</i>	<i>20</i>
3.1.6	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>20</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	21
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>21</i>
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	<i>22</i>
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	<i>23</i>
3.2.4	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>24</i>
3.2.5	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>24</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	25
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	<i>25</i>
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	<i>26</i>
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>26</i>
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	<i>27</i>
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa</i>	<i>28</i>
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	29
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>29</i>
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas.....</i>	<i>29</i>
3.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	<i>30</i>
3.4.4	<i>Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito.....</i>	<i>31</i>
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	32
3.5.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Generación Inflexible</i>	<i>32</i>
3.6	MERCADO DE CONTRATOS	33
3.6.1	<i>Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa.....</i>	<i>33</i>
3.6.2	<i>Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida</i>	<i>34</i>
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	34
3.7.1	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	<i>34</i>
3.7.2	<i>Distribución del Servicio de AGC.....</i>	<i>35</i>

Resumen Ejecutivo

El CSMEM encontró que con la estructura del parque generador existente, una eventual integración operativa de Isagen con Emgesa o con EPM, afectaría gravemente la competitividad del mercado de energía mayorista. En este escenario, tanto Emgesa como EPM se podrían convertir en empresas pivotaes del MEM, lo que significa que el mercado tendría que comprar a uno de estos agentes integrados, parte de la demanda total del Sistema Interconectado Nacional, independientemente del precio ofertado a la bolsa.

El análisis de la compra o la integración operativa de Isagen por parte de un agente del mercado, se concentra en aquellos que operan una capacidad efectiva superior a 1.000 MW, independientemente de su participación propietaria o accionaria. El enfoque dado contempla dos situaciones: a) una simulación del comportamiento respecto al poder de mercado, que se hubiera presentado con la integración operativa de Isagen durante el periodo enero de 2009 a abril de 2010 y b) los impactos de la integración mencionada, para el periodo de expansión definido con base en las subastas de obligaciones de energía firme, para los años 2011 a 2019.

Los índices de Lerner analizados para los periodos de demanda alta, en los meses de febrero y especialmente en marzo de 2010, muestran para Epm y Emgesa tal como están hoy en día, un excesivo poder de mercado, alcanzando valores de 61% y 54% respectivamente. En forma consistente, el índice residual de suministro para demanda alta, presentó valores extremos de 1.02 para Epm y 1.03 para Emgesa, los cuales están muy próximos a ser agentes pivotaes. Cabe mencionar que en general estos valores están influenciados por la ocurrencia del fenómeno del Niño, lo cual como es conocido, en situaciones críticas del sistema, el poder de mercado se incrementa.

Al haberse integrado operativamente Isagen a Emgesa o a EPM, estos nuevos agentes durante la mayor parte del tiempo analizado, en demanda alta y según los índices de Lerner, hubieran tenido un altísimo poder de mercado y además en varios meses, tanto Emgesa como EPM hubieran sido empresas netamente pivotaes. En los demás agentes analizados: Colinversiones, Gecelca y Chivor, su integración conlleva a un elevado poder de mercado, que en algunos momentos podría alcanzar hasta el 70% para el índice de Lerner. Para los periodos de demanda media, Emgesa o EPM integrados, hubieran presentado una situación similar aunque menos crítica.

Durante el periodo analizado, en demanda alta, de acuerdo a los índices residuales de suministro, si Isagen se hubiera integrado operativamente con Emgesa o con EPM, claramente se hubieran constituido en agentes pivotaes del MEM la mayor parte del tiempo, alcanzando índices residuales del orden de 0,86 en marzo de 2010. Merece destacarse también, que tanto Colinversiones, como Gecelca y Chivor, al haberse integrado con Isagen, alcanzarían un altísimo poder de mercado y en el caso de Colinversiones y Gecelca hubieran llegado a ser pivotaes en marzo del 2010.

Para la expansión del parque generador entre los años 2011 y 2019, producto principal de las subastas de Obligaciones de Energía Firme – OEF, se observa que Emgesa y EPM, en forma independiente al integrarse operacionalmente con Isagen, superan el límite de participación del 30% de obligaciones de energía firme, en todos los años de la expansión; Colinversiones y Gecelca superan el 25%; además en el año 2018, EPM alcanzaría el 35% de participación. Sin integración con Isagen, todos los agentes tienen su porcentaje de participación inferior o igual al 22%.

Dado que la participación porcentual de Ituango inicialmente en el año 2019 es de 1.085 GWh-año que corresponden al 1.55% de las OEF, su integración operativa con cualquiera de los mayores agentes, es moderada. Sin embargo, teniendo en cuenta que una vez entre en operación plena, aportará 8.563 GWh-año de energía firme, éstos incrementarían significativamente la participación de cualquier mayor agente. En el caso de EPM o Emgesa, independientemente de que estén o no integradas con Isagen, el efecto de una integración operativa con Ituango sobrepasaría el límite regulatorio del 25% de participación.

Con la Integración de Isagen bien sea a EPM o Emgesa, el índice de concentración HHI del sistema, durante todo el periodo de expansión, es superior a 1.800. Esto sumado al hecho, que sus porcentajes de participación superarían el límite de 25%, implica que la fusión, adquisición o integración operativa de EPM o Emgesa con Isagen, no es permitida por la regulación existente.

De otra parte, al estar Colinversiones integrada a Isagen, el HHI del sistema superaría la barrera de 1.800 solo en el año 2012 y con una participación en el MEM del 26%, debería ser monitoreada por la SSPD.

Finalmente, en el análisis de temas de competencia del sector eléctrico, es muy importante acompañar a la Superintendencia de Industria y Comercio porque este mercado tiene características que lo hacen muy especial en términos de su comportamiento. Factores como la inelasticidad de la curva de demanda y la

incapacidad de almacenar energía se traducen en un poder de mercado excepcionalmente alto en comparación con otros sectores de la economía.

En el caso de la eventual integración de Isagen con otro competidor, es importante tener en cuenta el fenómeno de free rider, ya que en otros mercados, los competidores denuncian ante la autoridad de competencia las eventuales posiciones de dominio porque ven amenazada su participación en la industria con eventuales prácticas de monopolización.

En el caso del sector eléctrico, esto no ocurre porque el poder de mercado de un agente se traduce en precios mayores en la bolsa que, normalmente, benefician a todos los participantes del mercado.

En segundo lugar, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. Aún en proceso de extinción del fenómeno del Niño, la generación térmica en abril con respecto al mismo mes del año anterior, se incrementó en 185%, los aportes hídricos al sistema continuaron mejorando y se aproximaron a la media histórica, empezaron a presentarse vertimientos en los embalses de las regiones central y antioqueña y el nivel del embalse agregado del SIN continuó su recuperación alcanzando 48% de la capacidad útil.

Se recuperó parcialmente el margen de reserva de capacidad que había sufrido un descenso acentuado en los meses anteriores, debido principalmente al mantenimiento del parque térmico que estaba postergado por las condiciones de generación forzada existentes.

El precio de bolsa se redujo moderadamente en mayo y continuó mostrando una volatilidad muy grande en horas de alta demanda. El precio máximo alcanzó \$340/kWh en varias ocasiones, correspondiendo al precio de escasez. Los precios promedio fluctuaron entre \$170/kWh y \$140/kWh, con tendencia a la baja en las dos últimas semanas, como resultado del mejoramiento de las condiciones hidrológicas.

En mayo la marcación del precio de bolsa fue liderada por Epm durante el 34% del tiempo, seguida por Emgesa con 33%, Isagen 16%, Chivor 7% y Colinversiones 6%; estos cinco agentes marcaron el precio de bolsa durante el 96% del tiempo.

Desde mediados de abril, el porcentaje de generación inflexible, representado fundamentalmente por generación hidráulica, creció 2.5 veces, lo cual implicó una

reducción en la demanda considerada para el despacho ideal y consecuentemente una reducción en el precio de bolsa en el sistema.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Análisis de la Compra de Isagen por Parte de un Agente del MEM y su efecto en el Mercado y b) Análisis de desempeño del MEM, durante abril y mayo del 2010.

a) Análisis de la Compra de Isagen por Parte de un Agente del MEM y su Efecto en el Mercado

Teniendo en cuenta la decisión del gobierno nacional de vender Isagen, el CSMEM ha considerado fundamental realizar el análisis del impacto que tendría en el MEM la compra de Isagen por parte de un agente mayoritario del mismo. Para tal efecto se utilizan los indicadores Hirschman-Herfindhal - HHI, Lerner y el Índice Residual de Suministro, para el periodo enero 2009 – abril 2010, así como para la expansión del sistema eléctrico correspondiente a las subastas de Obligaciones de Energía Firme (OEF) realizadas.

b) Análisis de Desempeño del MEM

Durante los últimos cuatro años, el CSMEM ha desarrollado una serie de indicadores de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista relativos al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales, el servicio de regulación secundaria de frecuencia y el mercado secundario de gas. En este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merece destacarse.

2 Análisis de la Compra de Isagen por parte de un Agente del MEM y su Efecto en el Mercado

2.1 Descripción del Parque Generador

La tabla No 1 presenta el parque generador existente a abril de 2010, reflejando tanto la capacidad efectiva de las plantas, como las Obligaciones de Energía Firme - OEF, agrupadas por agentes operadores. Dado que Colinversiones adquirió a EPSA a finales del año 2009, para el análisis, el CSMEM considera dicho grupo inversionista como un agente del MEM que opera integralmente sus plantas.

La capacidad efectiva del sistema considerada para el análisis es de 12.900 MW, que corresponde a las plantas bajo el despacho centralizado en abril del 2010; adicionalmente existen 615 MW de plantas menores de 20 MW y cogeneradores, para un total de capacidad instalada de 13. 515 MW.

La tabla muestra las obligaciones de energía firme del año 2010 en GWh-año, por planta y por agente, las cuales cubren el periodo diciembre 1 de 2009 a noviembre 30 de 2010. Por esta razón en adelante cuando se haga referencia a un año específico, este comprende los 11 primeros meses del año en mención y el mes de diciembre del año anterior.

Aunque se presentan datos e índices de todos los agentes del MEM, el análisis específico de la compra de Isagen por parte de un agente del mercado, se concentra en aquellos que operan una capacidad efectiva superior a 1.000 MW, independientemente de su participación propietaria o accionaria.

Los índices analizados aunque en algunos casos involucran la capacidad efectiva, en general están enfocados a las OEF, debido a que la regulación existente define los límites de participación de un agente en el mercado, con base en la energía firme para el cargo por confiabilidad.

Tabla No 1

PLANTAS DE GENERACION ASOCIADAS POR OPERADOR					
Planta/Agente	Cap.efectiva kW	OEF (kWh)-año	Planta/Agente	Cap.efectiva kW	OEF (kWh)-año
BETANIA	540.000	1.182.929.491	BARRANQUILLA 3	64.000	349.684.299
PAGUA	600.000	3.872.478.014	BARRANQUILLA 4	63.000	418.399.741
GUAVIO	1.200.000	3.923.221.014	GUAJIRA 1	151.000	780.790.157
CENTRAL CARTAGENA 1	61.000	402.791.688	GUAJIRA 2	139.000	860.698.154
CENTRAL CARTAGENA 2	60.000	387.290.579	TEBSAB	791.000	5.504.808.837
CENTRAL CARTAGENA 3	66.000	412.082.226	GECELCA	1.208.000	7.914.381.188
ZIPAEMG 2	34.000	250.919.062			
ZIPAEMG 3	63.000	388.042.327	CHIVOR	1.000.000	2.520.848.061
ZIPAEMG 4	64.000	477.822.758			
ZIPAEMG 5	63.000	421.942.079	URRA	338.000	616.851.501
EMGESA	2.751.000	11.719.519.239			
ESMERALDA	30.000	136.309.867	PAIPA 1	31.000	120.081.858
SAN FRANCISCO	135.000	174.214.330	PAIPA 2	70.000	489.418.552
PLAYAS	201.000	1.031.939.461	PAIPA 3	70.000	498.442.675
LA TASAJERA	306.000	1.140.494.095	PAIPA 4	150.000	1.110.953.853
PORCE II	405.000	1.145.449.971	GESTION ENERGETICA	321.000	2.218.896.938
GUATRON	512.000	2.232.564.600	TERMOCANDELARIA 1	157.000	1.325.558.090
GUATAPE	560.000	1.723.058.331	TERMOCANDELARIA 2	157.000	1.244.993.830
TERMODORADA 1	51.000	280.092.866	TERMOCANDELARIA	314.000	2.570.551.920
PALENQUE 3	13.000				
TERMOSIERRAB	460.000	2.485.212.368	EMCALI	229.000	1.510.554.858
EPM	2.673.000	10.349.335.890			
JAGUAS	170.000	479.822.912	TERMOTASAJERO	155.000	1.162.607.128
MIEL I	396.000	598.618.935			
SAN CARLOS	1.240.000	4.190.178.418	PROELECTRICA 1	45.000	610.525.493
TERMOCENTRO 1 CC	280.000	2.005.323.403	PROELECTRICA 2	45.000	
ISAGEN	2.086.000	7.273.943.668	PROELECTRICA	90.000	610.525.493
PRADO	46.000	57.915.117			
CALIMA	132.000	82.975.381	TERMOYOPAL	30.000	201.647.161
SALVAJINA	285.000	580.712.231			
ALBAN	429.000	674.119.926	SUBTOTAL	12.900.000	55.696.495.460
MERILECTRICA 1	167.000	1.209.846.478			
TERMOVALLE 1	205.000	1.426.423.232	Menores/Cogeneración	614.620	-
FLORES 1	160.000	1.108.230.889			
FLORES 2	112.000	750.399.401			
FLORES 3	169.000	1.136.209.760			
COLINVERSIONES	1.705.000	7.026.832.415	TOTAL	13.514.620	55.696.495.460

2.2 Análisis de Poder de Mercado para el Parque Generador Existente

Este análisis comparativo se realiza para el periodo enero de 2009 a abril de 2010, considerando los agentes actuales del mercado y además bajo la suposición que cada uno de los mayores agentes del mercado (EPM, Emgesa, Colinversiones, Gecelca y Chivor) hubiesen integrado operativamente a Isagen. Aunque los indicadores utilizados se refieran a EPSA, a partir de enero de 2010, ellos corresponden a Colinversiones incluyendo todas las plantas de generación de dicho grupo.

2.2.1 Índice de Lerner Manteniendo Isagen Independiente

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

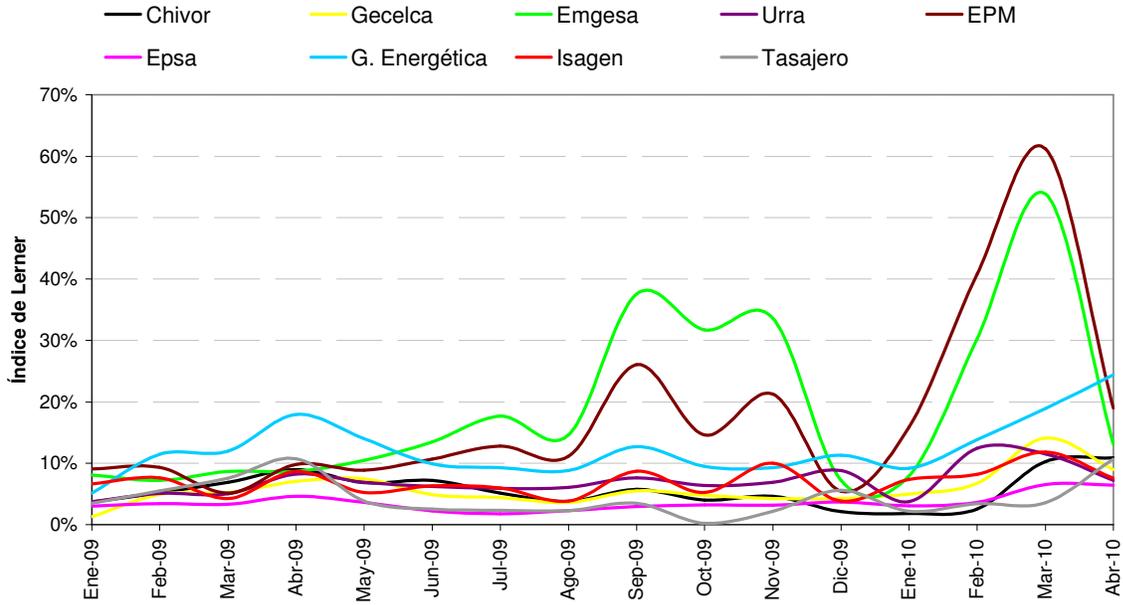


Gráfico No 1-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

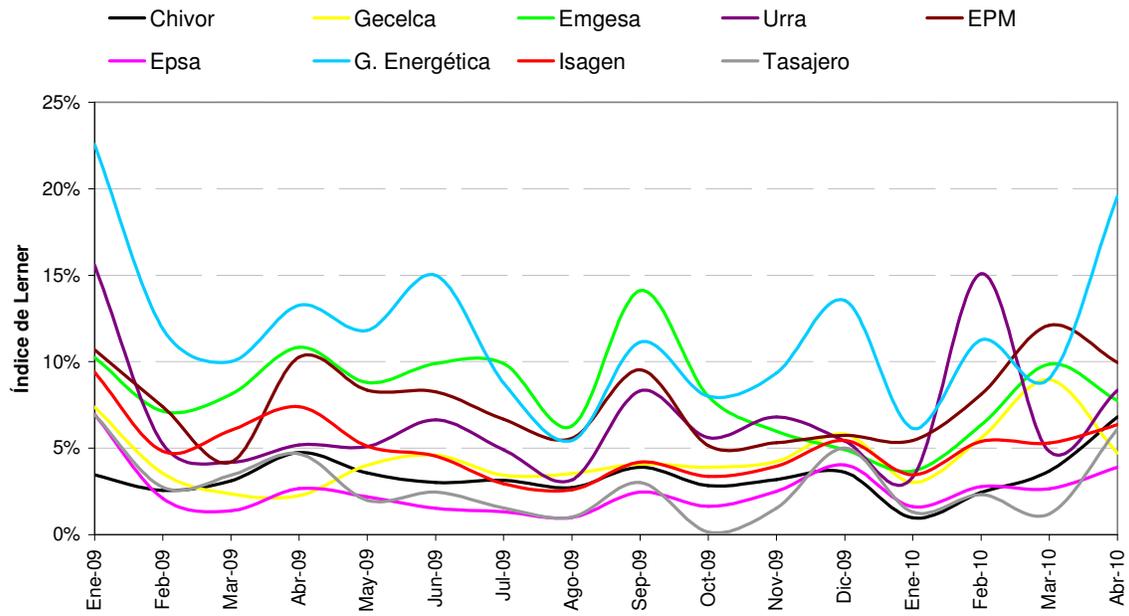


Gráfico No 1-b

Los gráficos No 1-a y 1-b presentan para cada uno de los agentes del MEM, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para los periodos de demanda alta y media respectivamente. En este cálculo, la demanda residual excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis.

Se observa como en demanda alta, en los meses de febrero y especialmente en marzo, los índices de Lerner para Epm y Emgesa, alcanzan valores de 61% y 54% respectivamente, los cuales muestran claramente un excesivo poder de mercado para estos agentes; además en abril y para demanda media, Gestión Energética presentó un índice de 20%, que muestra un poder de mercado importante para este agente.

Cabe mencionar que en general estos valores están influenciados por la ocurrencia del fenómeno del Niño, lo cual como es conocido, en situaciones críticas del sistema, el poder de mercado se incrementa.

2.2.2 Índice de Lerner Integrando Isagen a los Mayores Agentes

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

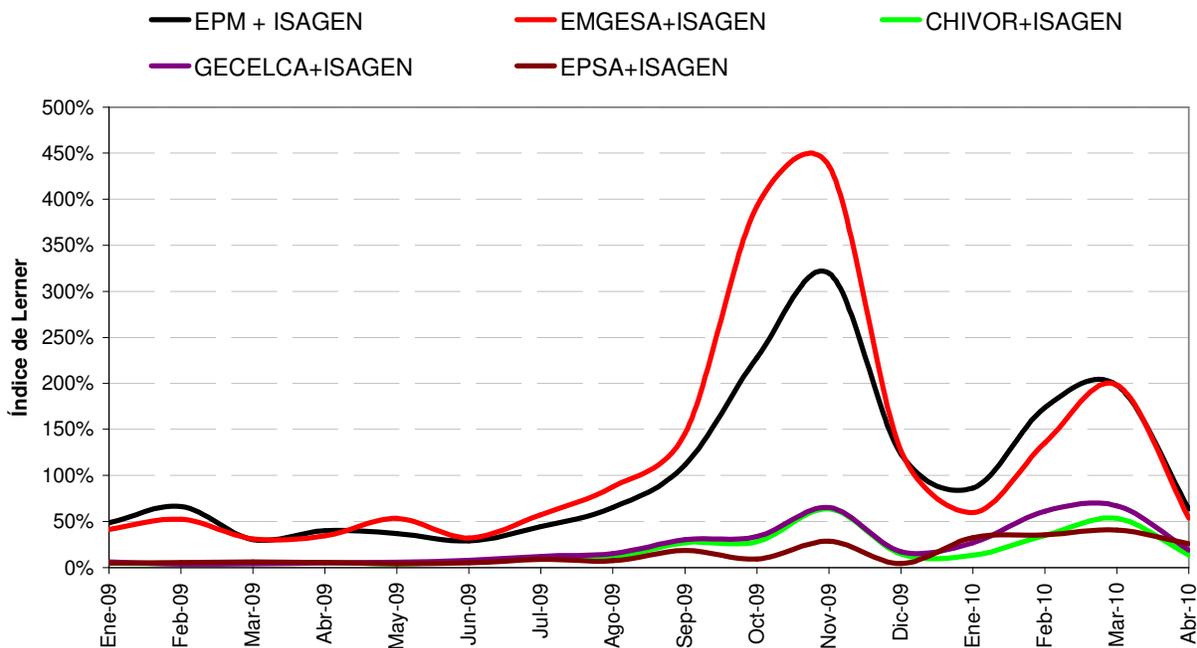


Gráfico No 2-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

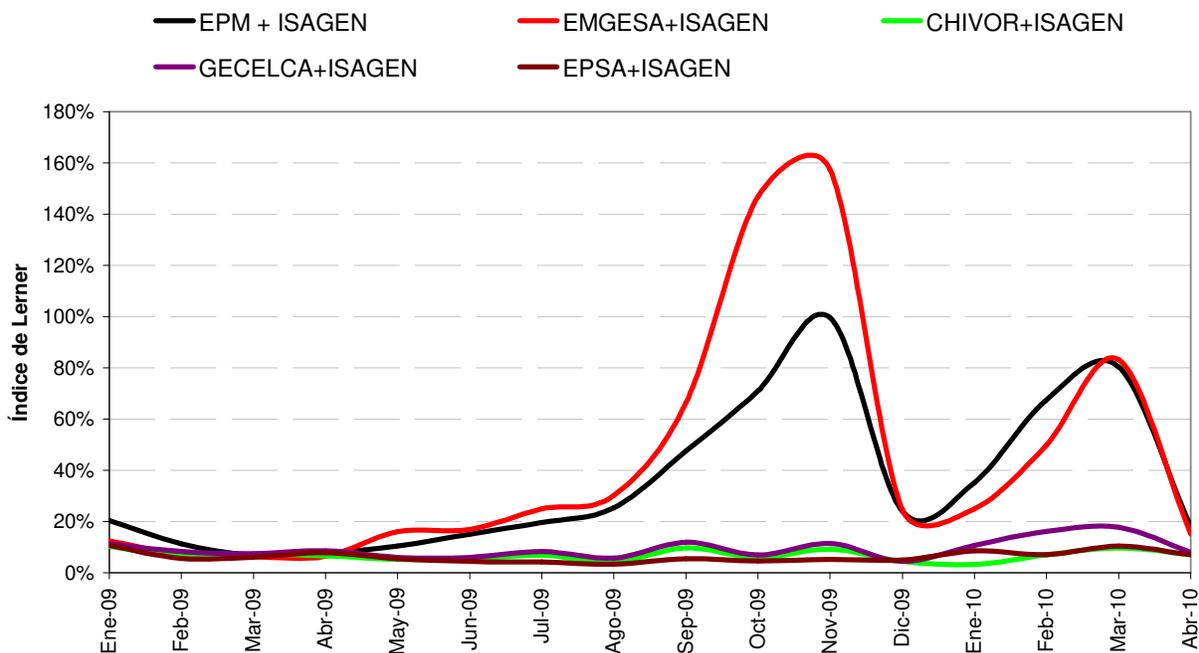


Gráfico No 2-b

Los gráficos No 2-a y 2-b presentan para los mayores agentes del MEM, el índice de Lerner mensual, para los periodos de demanda alta y media respectivamente, suponiendo que en forma separada, dichos agentes se han integrado operacionalmente a Isagen.

Se concluye que en demanda alta, al haberse integrado operativamente Isagen a Emgesa o a EPM, estos nuevos agentes durante la mayor parte del tiempo analizado, hubieran tenido un altísimo poder de mercado y para los meses de septiembre a diciembre de 2009 y de febrero a marzo de 2010, su índice Lerner sobrepasaría el 200%¹, significando que tanto Emgesa como EPM hubieran sido empresas netamente pivotales. En los demás agentes analizados, su integración conlleva a un elevado poder de mercado que en algunos momentos podría alcanzar hasta el 70%.

En cuanto a la demanda media, el comportamiento de Emgesa+Isagen muestra como en la mayor parte del tiempo analizado, su Lerner hubiera sido superior al 40% y

¹ El índice de Lerner estimado con base en la demanda puede tener valores mayores a 100%, cuando la demanda residual es inferior al 100%, lo cual ocurre si el agente es pivotal y en esas circunstancias la demanda es totalmente inelástica. De otra parte, la estimación con base en costos asume que el índice no sobrepasa el 100%.

además pivotal entre octubre y noviembre de 2009. En relación a EPM+Isagen, buena parte del tiempo su índice de Lerner estaría oscilando entre el 20% y el 100% y en noviembre de 2009 hubiera sido pivotal.

2.2.3 Índice Residual de Suministro Manteniendo Isagen Independiente

Los gráficos No 3-a y 3-b presentan, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta y media.

**Índice Residual de Suministro Mensual por Agente
Horas de Demanda Alta**

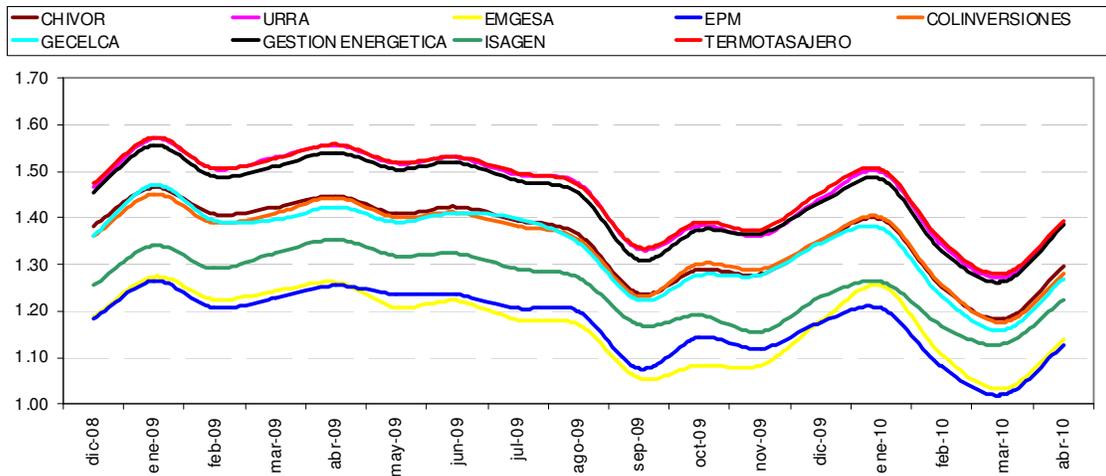


Gráfico No 3-a

**Índice Residual de Suministro Mensual por Agente
Horas de Demanda Media**

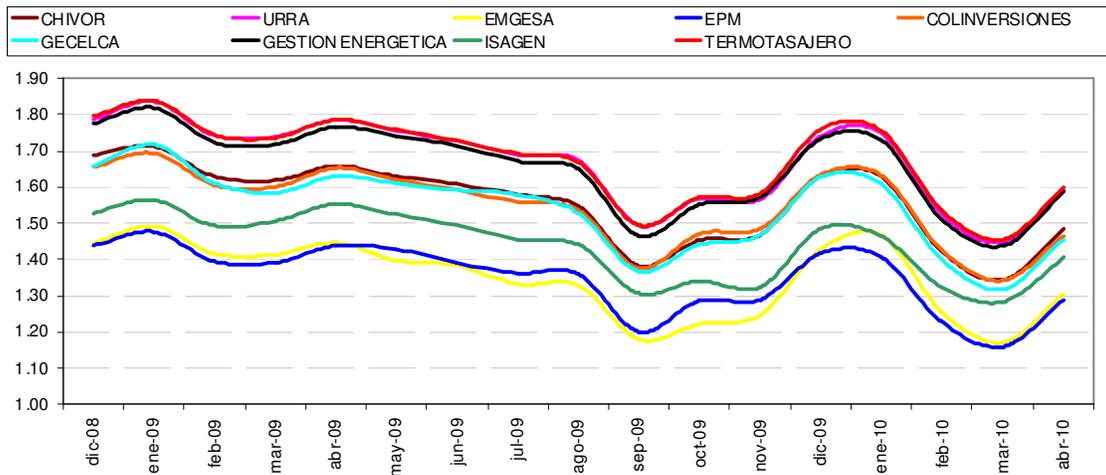


Gráfico No 3-b

En forma consistente con los índices de Lerner mostrados, el índice residual de suministro para demanda alta en marzo, presentó valores extremos de 1.02 para Epm y 1.03 para Emgesa, los cuales están muy próximos a ser agentes pivotaes (1.0), con un potencial para abuso de poder de mercado muy serio. Por otra parte, Isagen con 1.13, Gecelca con 1.16, Epsa y Chivor con 1,18 tienen un poder de mercado significativo de oligopolio (menor de 1.2). Para la demanda media, igualmente Epm y Emgesa presentan índices residuales inferiores a 1.2.

2.2.4 Índice Residual de Suministro Integrando Isagen a los Mayores Agentes

Los gráficos No 4-a y 4-b presentan para los mayores agentes del MEM, el índice residual de suministro mensual, para los periodos de demanda alta y media respectivamente, suponiendo que en forma separada, dichos agentes han integrado operacionalmente a Isagen.

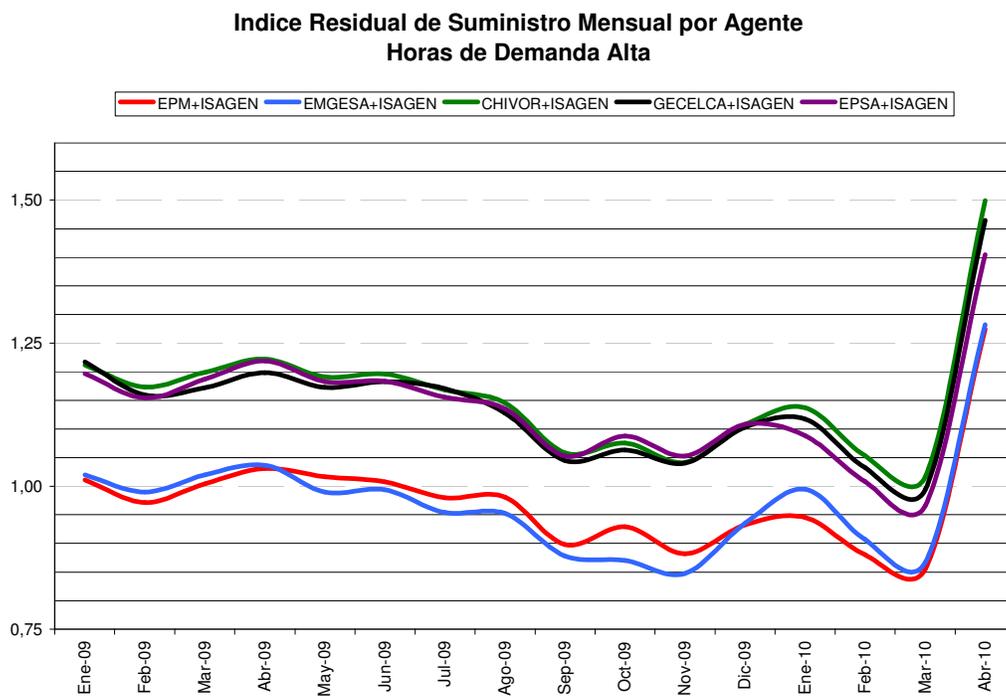


Gráfico No 4-a

**Índice Residual de Suministro Mensual por Agente
Horas de Demanda Media**

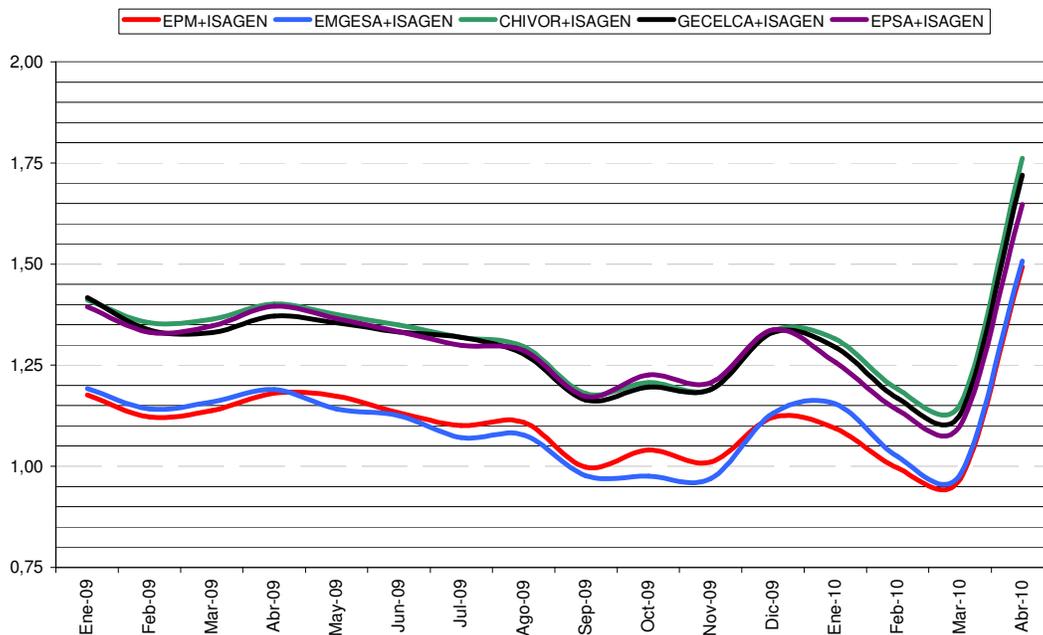


Gráfico No 4-b

Durante el periodo analizado, en demanda alta, tanto EPM como Emgesa en forma separada, si se hubieran integrado operativamente con Isagen, claramente se hubieran constituido en agentes pivotaes del MEM la mayor parte del tiempo, alcanzando índices residuales del orden de 0,86 en marzo de 2010, lo cual significa que en ese caso el mercado hubiese tenido que comprar aproximadamente el 14% de la demanda del SIN a una de estas empresas integradas con Isagen, independientemente del precio ofertado a la bolsa.

Merece destacarse también, que tanto Colinversiones, como Gecelca y Chivor, al haberse integrado con Isagen, alcanzarían un altísimo poder de mercado y en el caso de Colinversiones y Gecelca también hubieran llegado a ser pivotaes en marzo del 2010.

Aún en el caso de los periodos de demanda media, EPM y especialmente Emgesa también se hubieran convertido en agentes pivotaes del MEM, alcanzando valores del índice residual de suministro del orden de 97%.

Finalmente el CSMEM desea destacar que tanto las conclusiones obtenidas a partir de los indicadores de Lerner, como de índices residuales de suministro, son totalmente

coherentes, mostrando que tanto Emgesa como EPM al integrar operativamente a Isagen, se convierten en agentes pivotaes del MEM afectando gravemente la competencia en el mercado. Igualmente la integración de Isagen con Colinversiones, Gecelca o Chivor, conllevaría para estos agentes, en ciertos periodos, alcanzar un poder de mercado significativo.

2.3 Expansión del Parque Generador

La tabla No 2 muestra la expansión del parque generador entre los años 2010 y 2018, producto principal de las subastas de Obligaciones de Energía Firme – OEF, además incluye las plantas de Flores 4 y Porce III cuya decisión de construcción fue anterior a la ejecución de las subastas. La tabla muestra así mismo, las fechas en las cuales los diferentes proyectos aportarán sus OEF al SIN. Debe mencionarse también, que el plan de expansión del SIN incluye una serie de plantas menores y de cogeneración no cubiertas por el despacho centralizado, que no ofertan a la bolsa, ni tienen obligaciones de energía firme – OEF, las cuales no son consideradas por el CSMEM en los cálculos de indicadores de poder de mercado.

Tabla No 2

EXPANSION DEL PARQUE GENERADOR 2010 - 2018										
PLANTA	AGENTE	Capacidad MW	FECHAS DE ENTRADA							
			OBLIGACIONES DE ENERGIA FIRME GWh-año							
			Dic-10	Dic-11	Dic-12	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Dic-18
Flores 4	Colinversiones	169	1.858							
Porce III	EPM	660		3.354						
Amoyá	Isagen	78		214						
Termocol	Poliobras	210			1.678					
Gecelca-3	Gecelca	150			1.116					
Cucuana	EPSA	60				50				
Sogamoso	Isagen	800				400	800	1.550	2.300	2.350
Miel 2	EPSA	135				184				
Quimbo	Emgesa	420				400	850	1.350	1.650	
Porce IV	EPM	400					321	641	962	
Ituango	Hidro-Ituango	1.200								1.085
TOTALES		4.282	1.858	3.568	2.794	1.034	1.971	3.541	4.912	3.435

Los gráficos No 5 y 6 presentan la capacidad instalada en MW y las OEF en GWh-año respectivamente, en cada uno de los años considerados de la expansión, para los mayores agentes del MEM.

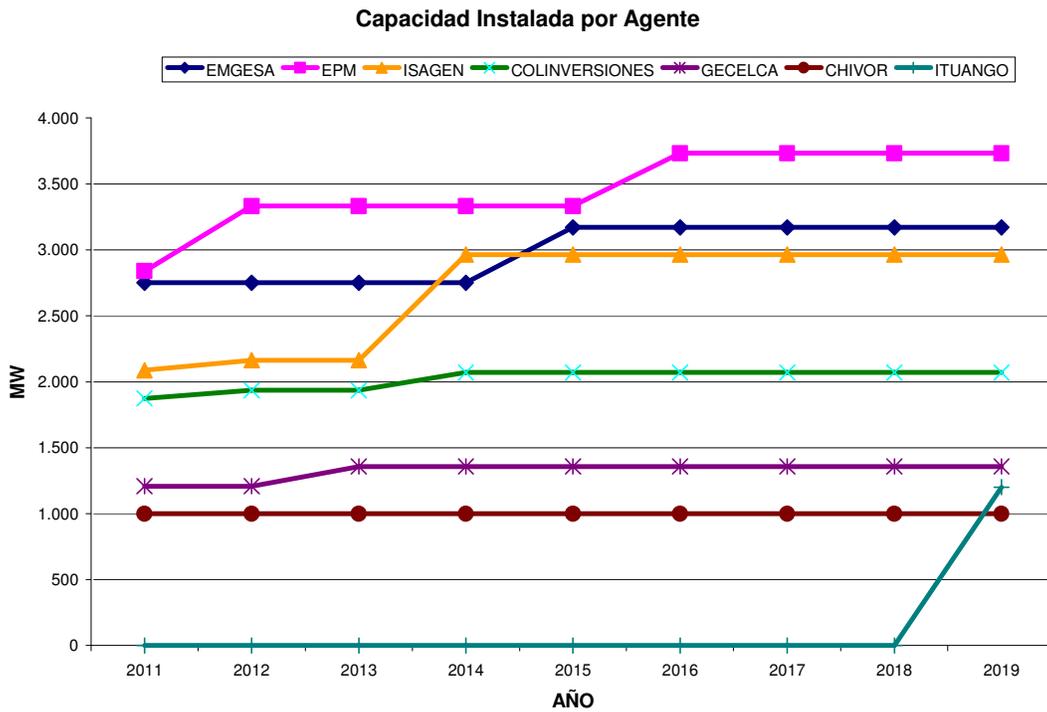


Gráfico No 5

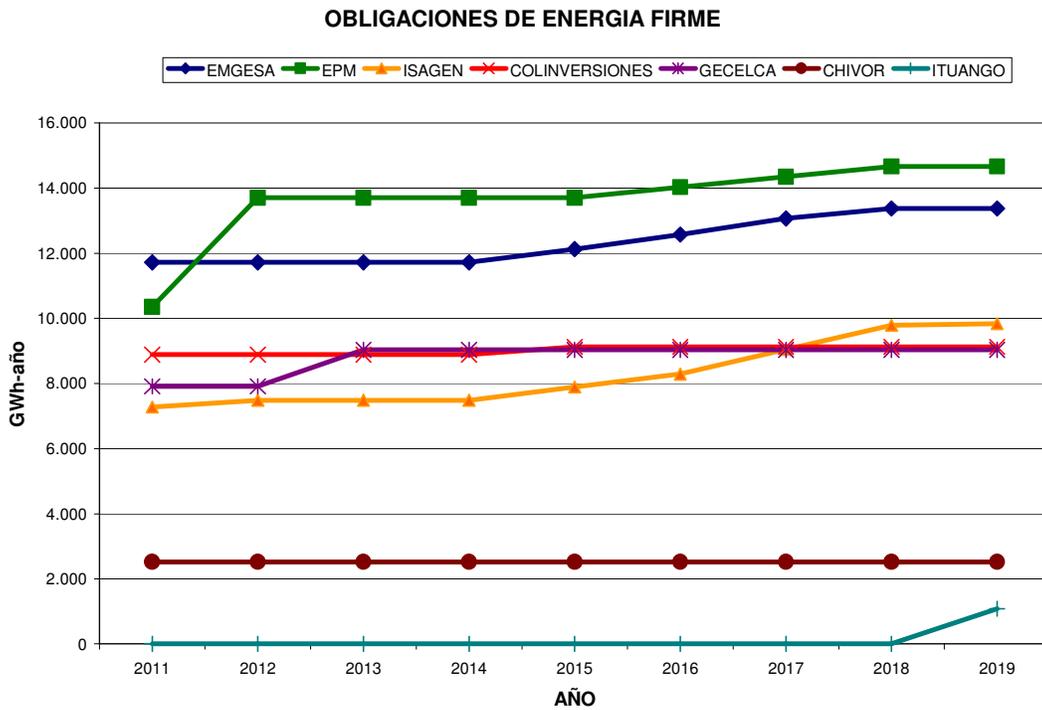


Gráfico No 6

2.4 Proyección de Demanda

El gráfico No 7 presenta la demanda (escenario medio) de energía anual (periodo diciembre – noviembre), de acuerdo con las proyecciones efectuadas por la UPME para el SIN, correspondiente al periodo de expansión en estudio. Esta proyección de demanda a su vez se contrasta con las obligaciones de energía firme.

Es interesante notar que la demanda sobrepasa las obligaciones de energía firme. Esta situación obedece a que las subastas de OEF no corresponden al 100% de la demanda proyectada, ya que el remanente se irá ajustando y subastando posteriormente; además, las OEF no aplican para la energía de las plantas menores y cogeneradores actuales cuya capacidad es de 615 MW, ni tampoco para las plantas menores futuras del plan de expansión.

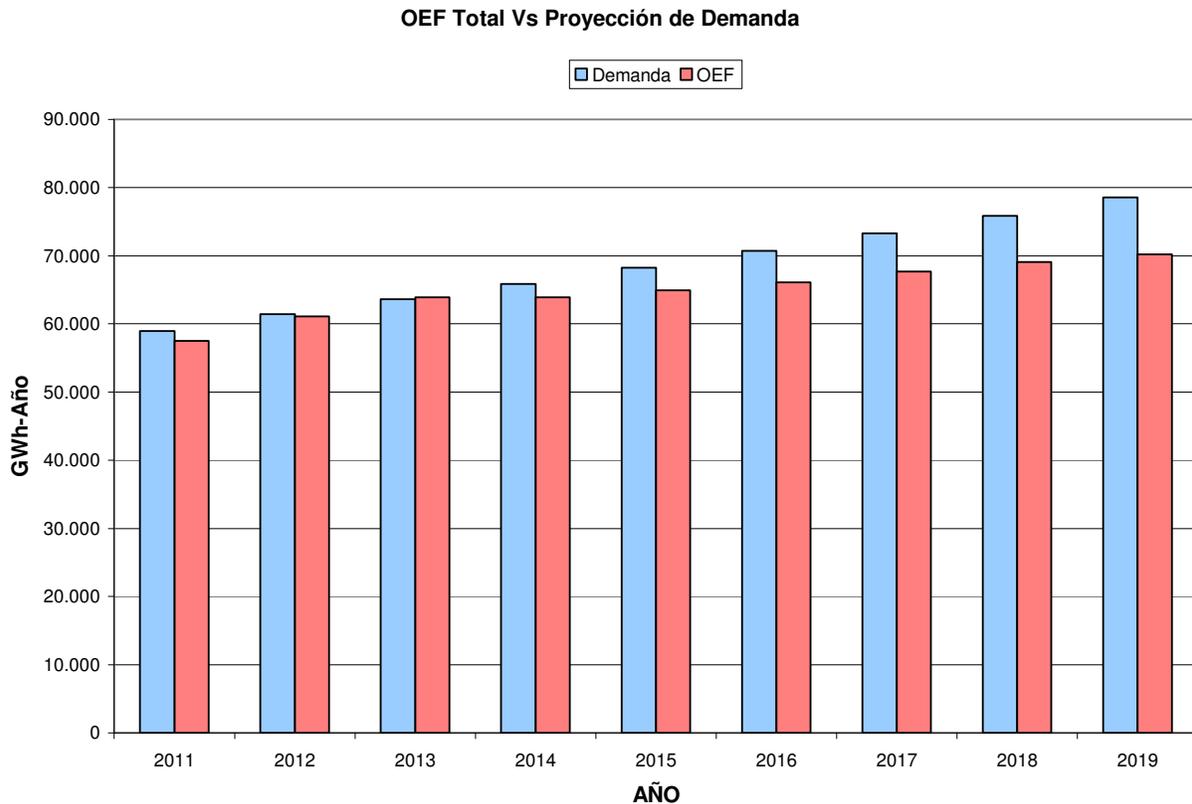


Gráfico No 7

2.5 Análisis de Poder de Mercado para el Parque Generador Futuro

Este análisis comparativo se realiza para el periodo de expansión del SIN comprendido entre diciembre de 2010 y noviembre de 2019, considerando los agentes actuales del mercado y aquellos nuevos asociados al plan de expansión de generación; además bajo la suposición que cada uno de los mayores agentes del mercado (EPM, Emgesa, Colinversiones y Gecelca) hubiesen adquirido Isagen.

En relación a la participación de un generador en la actividad de generación eléctrica, la Resolución CREG 060 de 2007 establece lo siguiente:

- La participación de un agente está dada por la suma de la ENFICC de las plantas propias, la de las representadas ante el MEM por el agente, y la de las plantas pertenecientes o representadas por otras empresas con quienes tenga una relación de control, ya sea en calidad de matriz, filial, subsidiaria o subordinada, expresada como porcentaje de la suma de la ENFICC de todas las plantas o unidades de generación del SIN.
- Si la participación de un agente es mayor o igual a 25% e inferior a 30%, y el Índice Herfindahl Hirschman (con base en las ENFICC) es mayor o igual a 1.800, la CREG pondrá dicha situación en conocimiento de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia.
- Cuando la participación de un agente en la actividad de generación sea mayor o igual a 30% y el HHI sea mayor o igual a 1800, el agente deberá poner a disposición de otros agentes la energía suficiente para que la participación en la actividad de generación retorne a los niveles permitidos
- Ningún agente podrá incrementar su participación en la actividad de generación mediante operaciones de fusión, integración y adquisiciones, cuando la participación resultante de tal operación supere el 25%.

Los resultados que se presentan a continuación han sido obtenidos con base en las Obligaciones de Energía Firme – OEF, en lugar de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC y considerando solo las plantas del despacho centralizado, sin incluir las plantas menores. Sin embargo, esta aproximación no tiene efecto significativo sobre los resultados y las conclusiones obtenidas.

2.5.1 Porcentaje de Participación Integrando Isagen a los Mayores Agentes

El gráfico No 8 presenta los porcentajes de participación de los mayores agentes del mercado, integrados operacionalmente con Isagen, para el periodo de expansión analizado.

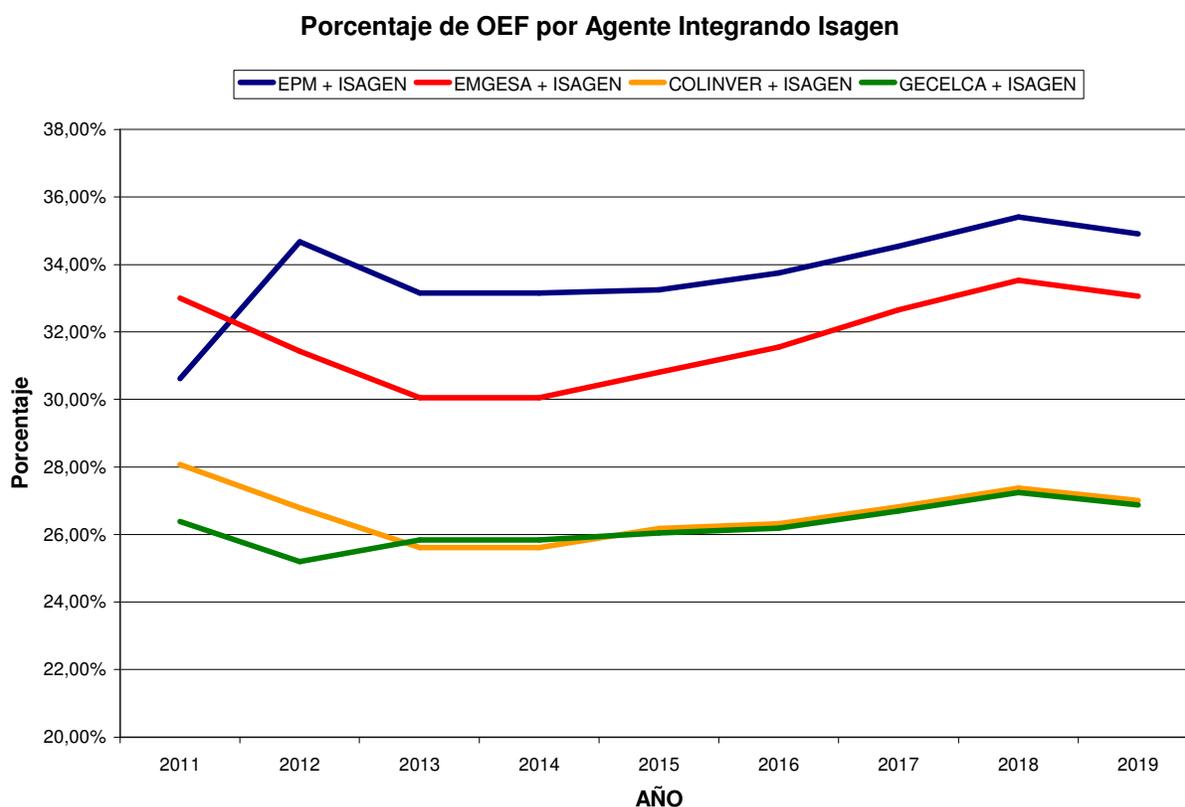


Gráfico No 8

Del gráfico se observa que en todos los casos los agentes considerados superan el límite de participación del 25%, Emgesa y EPM al estar integrados con Isagen, en todos los años superan el 30%; además en el año 2018 EPM alcanza el 35% de participación. Sin integración con Isagen, todos los agentes tienen su porcentaje de participación inferior o igual al 22%.

Dado que la participación porcentual de Ituango inicialmente en el año 2019 es de 1.085 GWh-año que corresponden al 1.55% de las OEF, su integración operativa con cualquiera de los mayores agentes, es moderada. Sin embargo, teniendo en cuenta que una vez entre en operación plena, aportará 8.563 GWh-año de energía firme, éstos

incrementarían significativamente la participación de cualquier mayor agente. En el caso de EPM o Emgesa, independientemente de que estén o no integradas con Isagen, el efecto de una integración operativa con Ituango sobrepasaría el límite regulatorio del 25% de participación.

2.5.2 Índice Hirschman- Herfindahl Manteniendo Isagen Independiente

El gráfico No 9 compara para cada uno de los años del plan de expansión, el índice Hirschman-Herfindahl – HHI calculado con base en la capacidad efectiva de cada uno de los agentes del MEM y con base en las OEF de las plantas generadoras que operará cada agente.

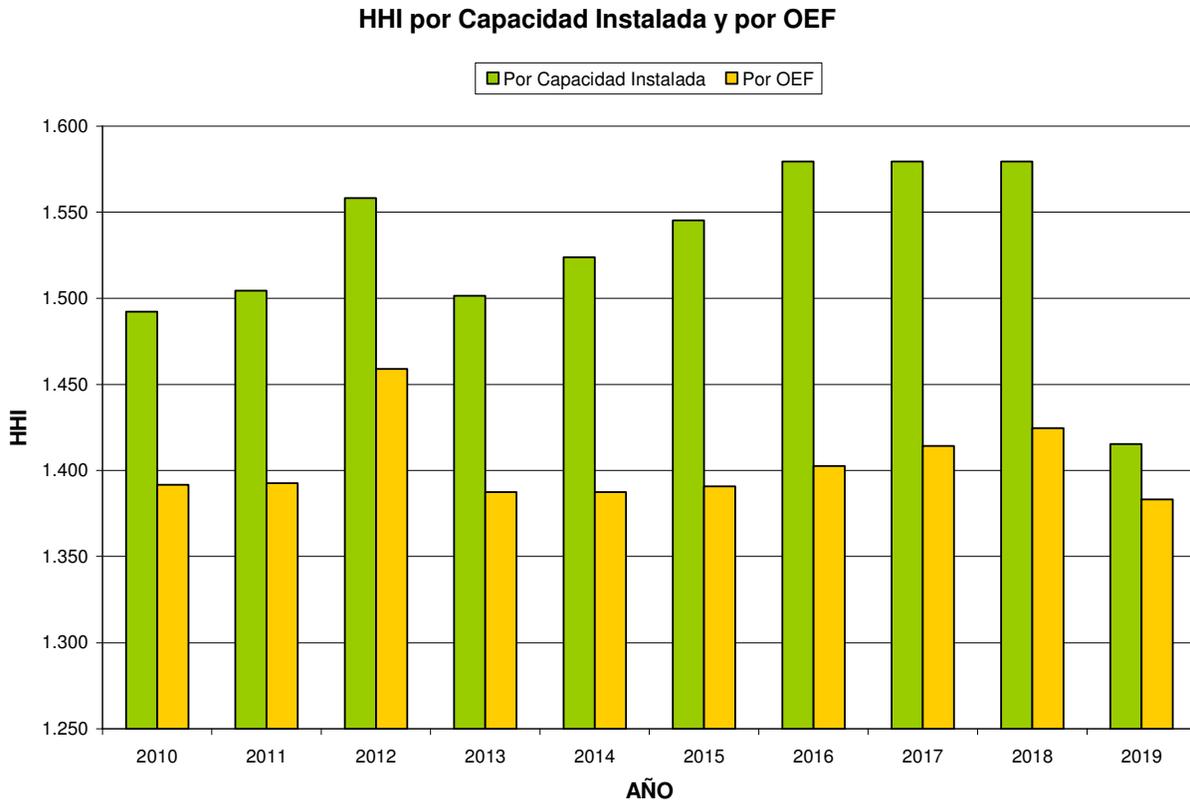


Gráfico No 9

El índice HHI tiene una tendencia ascendente debido a que las nuevas energías firmes son aportadas por agentes existentes del MEM, con excepción de Termocol e Ituango. En el 2012 el HHI se incrementa significativamente con la entrada de Porce III, alcanzando el valor máximo de 1.459. De otra parte, tiene una reducción importante en el año 2019 con la entrada de Ituango, correspondiente a un nuevo agente del mercado.

2.5.3 Índice Hirschman- Herfindhal Integrando Isagen a los Mayores Agentes

El gráfico No 10 presenta para cada uno de los años del plan de expansión el índice Hirschman-Herfindahl – HHI, calculado con base en las OEF de las plantas generadoras que opera cada agente. Además del caso base correspondiente al índice HHI para el periodo de expansión mostrado en el gráfico No 9, se han calculado los HHI suponiendo que Isagen se integra operacionalmente en forma separada con cada uno de los mayores agentes del mercado: Emgesa, EPM, Colinversiones y Gecelca.

Comportamiento del Índice HHI para las OEF

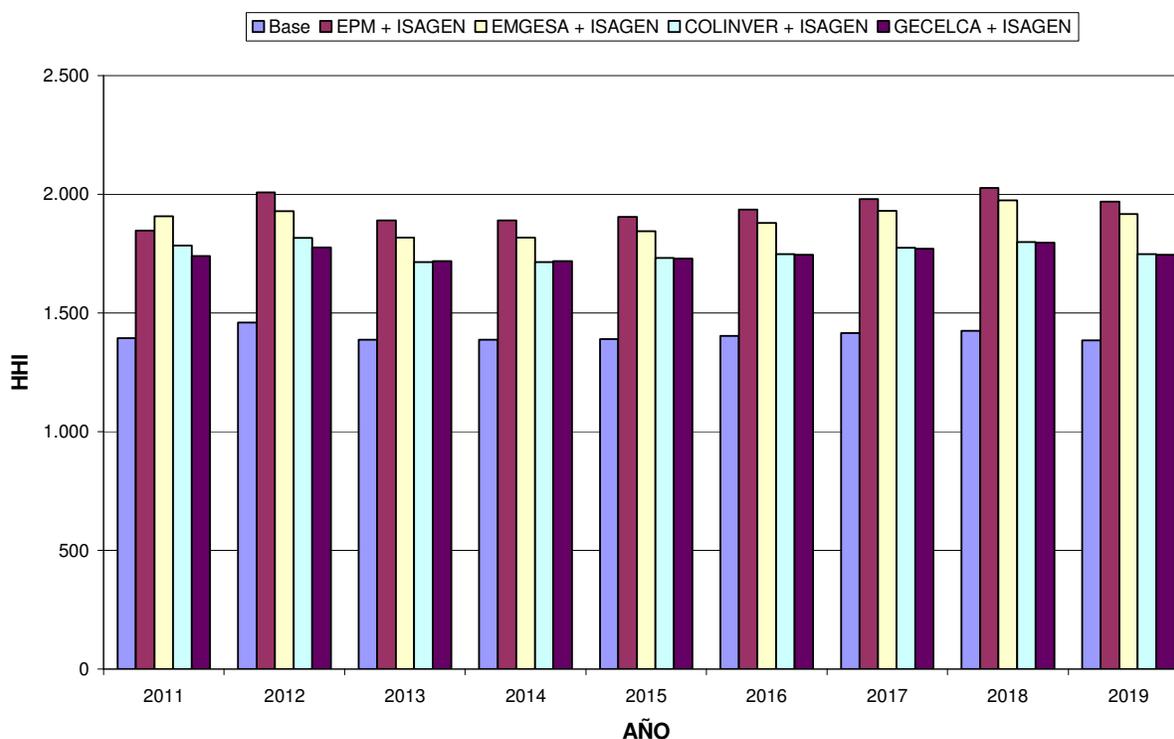


Gráfico No 10

Como se observa para el caso base sin integración de Isagen, el HHI máximo se obtiene el año 2012 con valor de 1.459. Ahora bien, con la Integración de Isagen a EPM o Emgesa, el índice de concentración oscila entre 1.847 y 2.026 para EPM y entre 1.817 y 1.929 para Emgesa. Esto sumado al hecho que los porcentajes de participación para estas empresas al estar integradas a Isagen, superan el límite de 25% en todos los años de la expansión, implica que la fusión, adquisición o integración operativa de EPM o Emgesa con Isagen, no es permitida por la regulación existente.

De otra parte, Colinversiones al estar integrada a Isagen, supera la barrera de 1.800 para el HHI en el 2012 y con una participación en MEM del 26%, de acuerdo con la regulación, la CREG deberá reportar tal situación a la SSPD.

En todo caso, cualquiera de las mayores empresas analizadas, al estar integradas operativamente con Isagen, elevan en forma muy importante los índices de concentración del MEM y aumentan el poder de mercado en forma considerable.

Finalmente, es importante acompañar a la Superintendencia de Industria y Comercio en el análisis de los problemas de competencia en el sector eléctrico porque este mercado tiene características que lo hacen muy especial en términos de su comportamiento. Factores como la inelasticidad de la curva de demanda y la incapacidad de almacenar energía se traducen en un poder de mercado excepcionalmente alto en comparación con otros sectores de la economía.

Es por esta razón, que se ha generado un gran acervo de literatura económica especializada en identificar y mitigar situaciones de poder de mercado en las transacciones mayoristas de energía. En el caso de la eventual integración de Isagen con otro competidor, es importante, tener en cuenta el fenómeno de free rider.

En otros mercados, los competidores denuncian ante la autoridad de competencia las eventuales posiciones de dominio porque ven amenazada su participación en la industria con eventuales prácticas de monopolización. Esto es favorable para la autoridad de competencia porque son los directamente afectados quienes señalan situaciones anómalas y contribuyen con los procesos reuniendo la información necesaria para soportar una investigación.

En el caso del sector eléctrico, esto no ocurre porque el poder de mercado de un agente se traduce en precios mayores en la bolsa que, normalmente, benefician a todos los participantes del mercado. En esta situación es improbable que la autoridad de competencia cuente con el apoyo de los participantes del mercado para denunciar excesos de poder de mercado y comportamientos abusivos.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante los meses de abril y mayo de 2010, tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

La tabla No 3 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema. Aún en proceso de extinción del fenómeno del Niño, la generación térmica en abril con respecto al mismo mes del año anterior, se incrementó en 185%, correspondiendo 212% a la generación con gas y 84% con carbón. En dicho periodo la generación total del sistema creció 1.88%.

Tabla No 3

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	abril-09	marzo-10	abril-10	Variacion Marzo 10-Abril 10	Variacion Abril 09 Abril 10	Variacion Ultimo Año- Abril 10
Hídrica	2,786.09	3,595.26	2,629.78	2,471.46	-6.02%	-31.26%	-11.29%
Térmica	1,697.06	656.14	2,060.79	1,872.85	-9.12%	185.44%	10.36%
Gas	1,288.93	459.66	1,528.73	1,435.31	-6.11%	212.26%	11.36%
Carbón	376.46	196.48	422.72	362.41	-14.27%	84.45%	-3.73%
Menores	202.22	263.07	179.55	247.95	38.10%	-5.74%	22.61%
Cogeneradores	12.48	3.85	17.71	14.96	-15.54%	288.74%	19.83%
Total	4,699.31	4,522.87	4,888.72	4,607.81	-5.75%	1.88%	-1.95%

3.1.2 Demanda del Sistema

**DEMANDA MENSUAL DEL SIN
Mayo 2007- Mayo 2010**

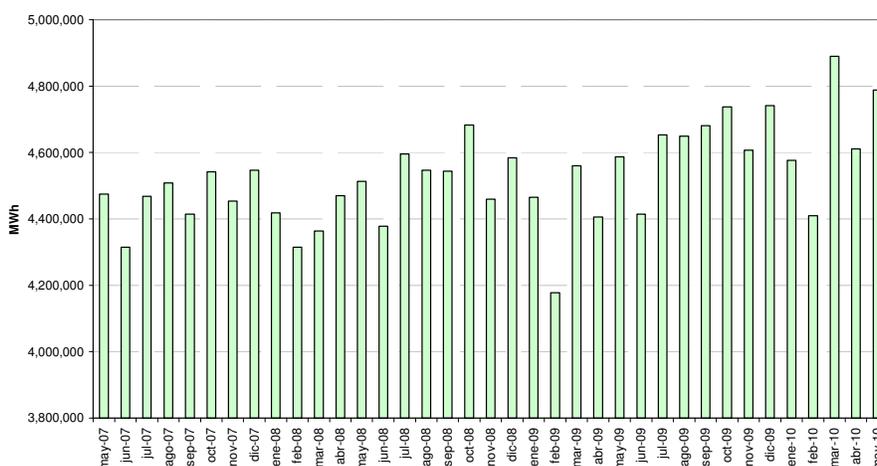


Gráfico No 11

El gráfico No 11 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años.

La demanda mensual de energía mantuvo el patrón de comportamiento histórico, en mayo la demanda creció 4.3% con respecto a mayo del 2009, situándose próxima a los 4.800 GWh en el mes.

3.1.3 Aportes Hídricos Agregados

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

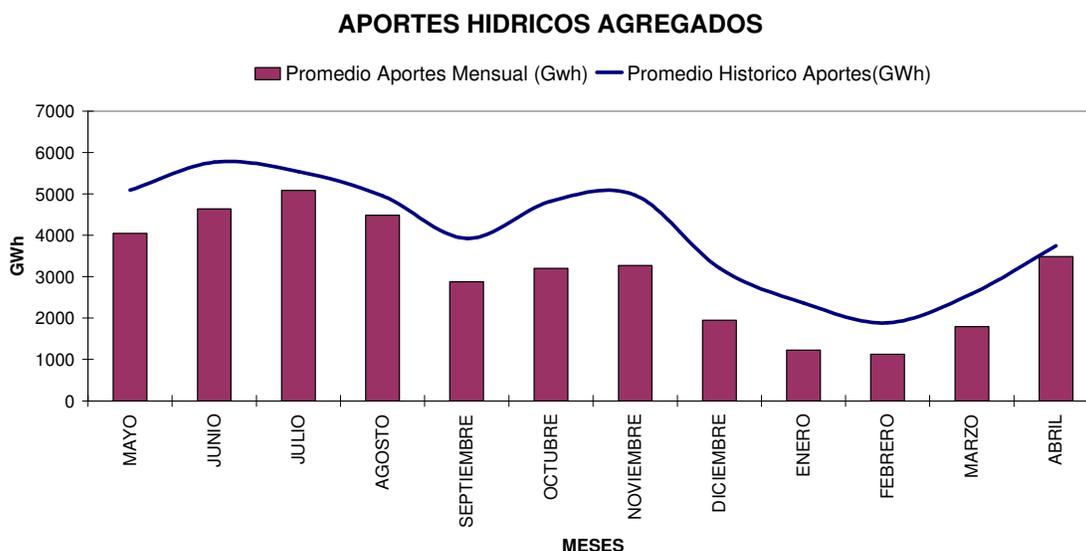


Gráfico No 12

En abril los aportes hídricos al sistema continuaron mejorando y se aproximaron a la media histórica.

3.1.4 Vertimientos

El gráfico No 13 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

**Vertimientos Mensuales
Marzo a Mayo de 2010**

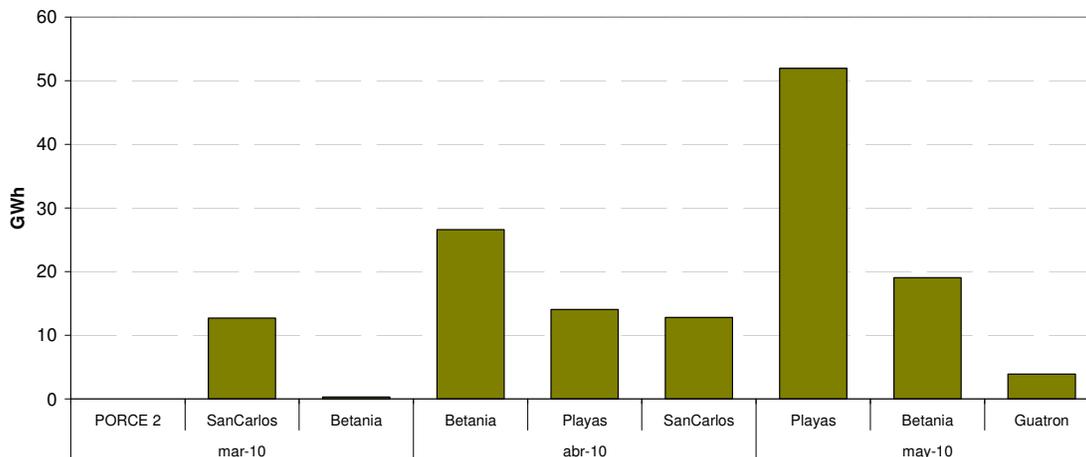


Gráfico No 13

A partir de marzo y coherente con el comienzo de la extinción del Niño, empezaron a presentarse vertimientos en los embalses de las regiones central y antioqueña, con valores cercanos a los históricos para estos meses del año.

3.1.5 Nivel de los Embalses

El gráfico No 15 muestra que durante mayo, el nivel del embalse agregado del SIN continuó su recuperación alcanzando 48% de la capacidad útil.

En relación a los principales embalses del sistema, en mayo Betania presentó vertimientos, San Carlos, Porce y Urrá terminaron el mes con niveles alrededor del 75% y Guatapé, Guavio, Chivor y Jaguas del 50%.

3.1.6 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 14 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, para los últimos 5 años.

En mayo continuó la recuperación del margen de reserva que había sufrido un descenso acentuado en los meses anteriores, debido principalmente al mantenimiento del parque térmico que estaba postergado por las condiciones de generación forzada

existentes. El porcentaje de reserva del sistema en mayo se incrementó al 22% y la ganancia en holgura entre oferta y demanda, contribuyó a una reducción moderada en los precios de bolsa.

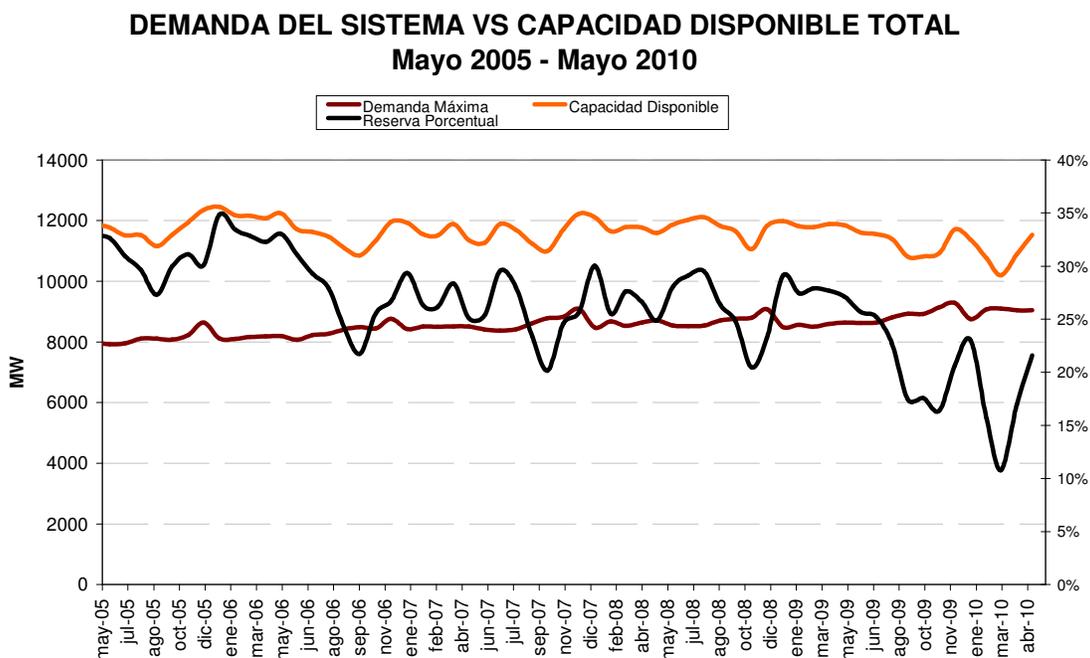


Gráfico No 14

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 15 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.

El precio de bolsa se redujo moderadamente en mayo y continuó mostrando una volatilidad muy grande en horas de alta demanda. El precio máximo alcanzó \$340/kWh en varias ocasiones, correspondiendo al precio de escasez. Los precios promedio fluctuaron entre \$170/kWh y \$140/kWh, con tendencia a la baja en las dos últimas semanas, como resultado del mejoramiento de las condiciones hidrológicas.

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

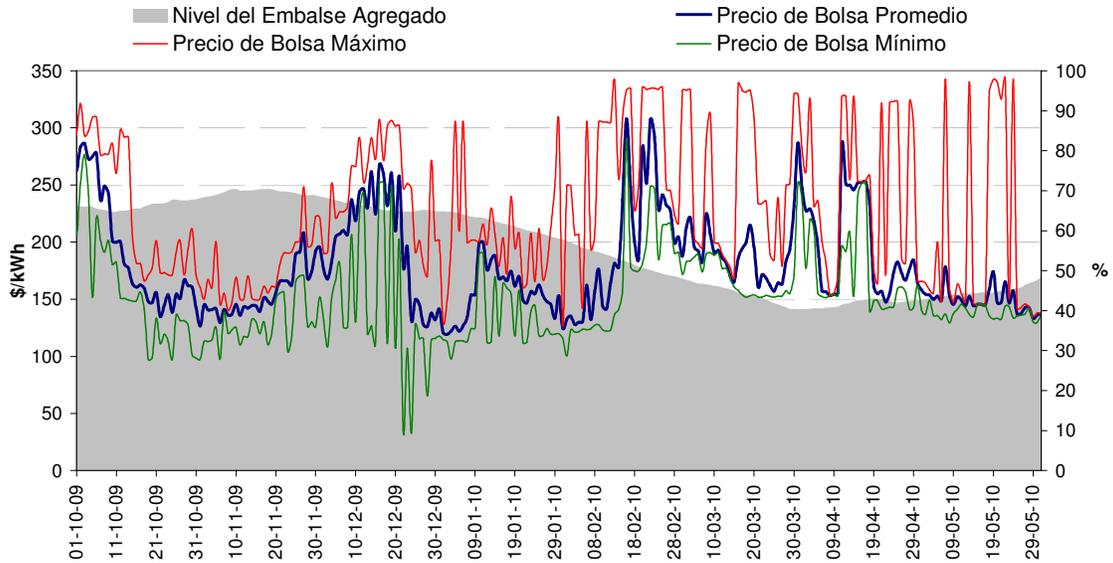


Gráfico No 15

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

PRECIO DE BOLSA VS NIVEL DEL EMBALSE AGREGADO Mayo 2005 - Mayo 2010

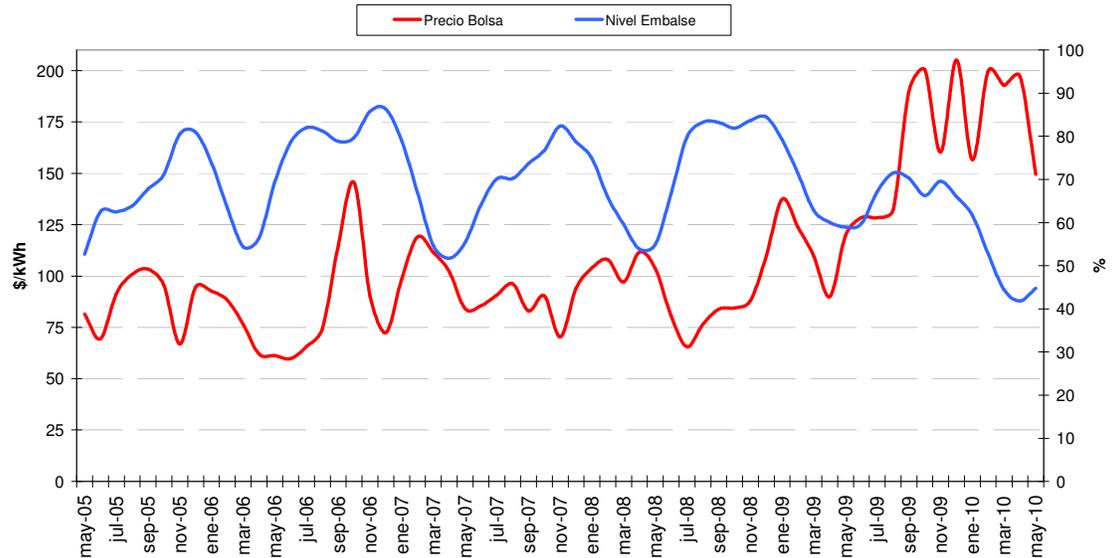


Gráfico No 16

El gráfico No 16 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes del año 2010 y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

En mayo se inició la recuperación del nivel del embalse agregado del SIN y esta recuperación coincide con la disminución que presentaron los precios de bolsa en el mismo mes.

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 17 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

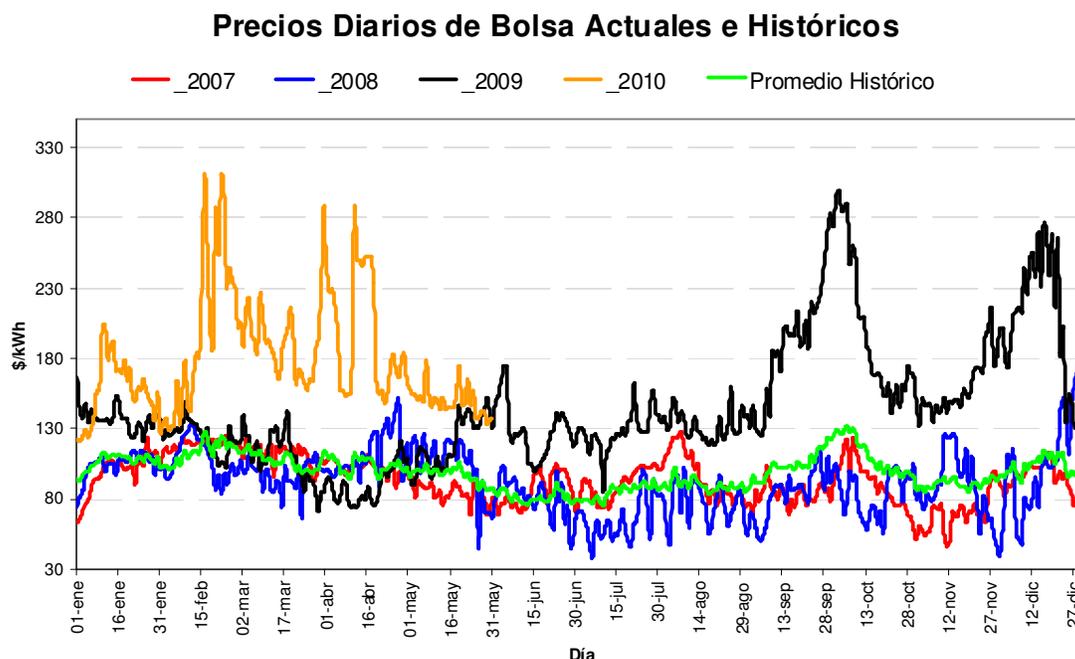


Gráfico No 17

Las lluvias de abril y mayo han permitido el inicio de la recuperación del embalse agregado, que a su vez se han reflejado en una reducción del precio de bolsa. En mayo el precio de energía mayorista alcanzó los niveles del año anterior, aunque se mantiene por encima de la media histórica.

3.2.4 Distribución del Precio de Bolsa

El grafico No 18 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos cuatro meses.

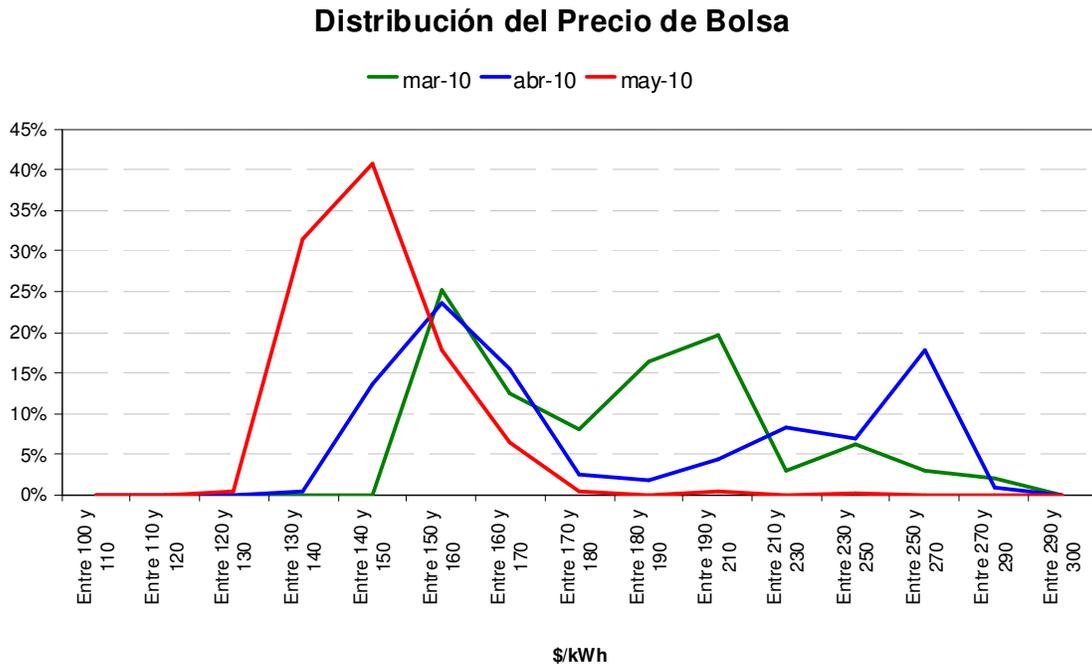


Gráfico No 18

Se observa en mayo un corrimiento hacia la izquierda de la distribución de precios, lo cual implica una reducción del precio de bolsa, con un solo centro modal entre \$120 y \$160/kWh y precios para alta demanda concentrados en el rango entre \$160 y \$170/kWh.

3.2.5 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 19 presenta el comportamiento del precio diario máximo de bolsa contra el precio de escasez, así como el número de horas en que el precio de bolsa sobrepasa el precio de escasez, para los últimos seis meses.

En mayo el precio de bolsa superó el precio de escasez en varias oportunidades, sin superar una duración de 3 horas.

El gráfico No 20 presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio.

Tal como venía ocurriendo desde febrero, también en mayo la marcación del precio de bolsa fue liderada por Epm, ahora el 34% del tiempo. Le siguen Emgesa con 33%, Isagen 16%, Chivor 7% y Colinversiones 6%, marcando estos cinco agentes el precio de bolsa durante el 96% del tiempo.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 21 presenta para los últimos tres meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio Enero - Mayo 2010

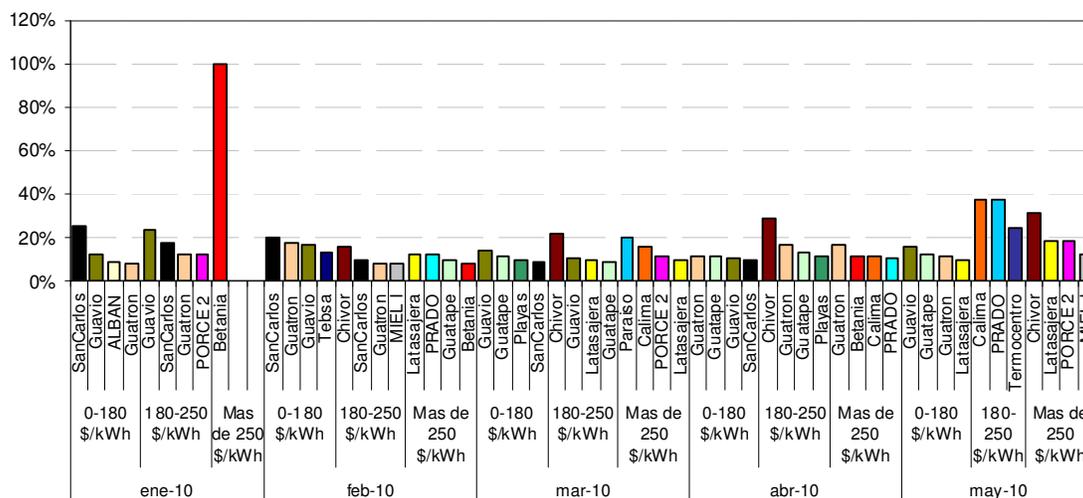


Gráfico No 21

3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, esta basado en la información recopilada para el mes de mayo y procesada para la relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las

plantas, el nivel de embalse agregado del sistema y el nivel específico de cada planta hidráulica.

Se destaca el comportamiento de la oferta de las plantas térmicas Tebsa, TermoCentro, TermoZipa y TermoSierra que durante mayo presentaron ofertas a niveles estables y presumiblemente cercanos a sus costos marginales de generación. Contrasta el comportamiento de Flores y Candelaria quienes ofertaron muy por encima de los precios de bolsa. A su vez, TermoSierra presentó indisponibilidad del 50% de su capacidad durante el mes de mayo.

El comportamiento de las plantas hidráulicas fue heterogéneo durante mayo, Urrá ofertó al 20% del precio de bolsa, San Carlos, Guatapé y Paraíso La Guaca mantuvieron sus ofertas alrededor del precio de mercado y otras como Guavio, Porce, Chivor y Jaguas mostraron fuertes oscilaciones pasando del precio de bolsa al 250% de éste. De otra parte Betania que presentó vertimientos en los meses de abril y mayo, hizo algunas ofertas de alrededor del 250% del precio del mercado.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 22 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total y el precio de escasez, para los últimos 2 años.

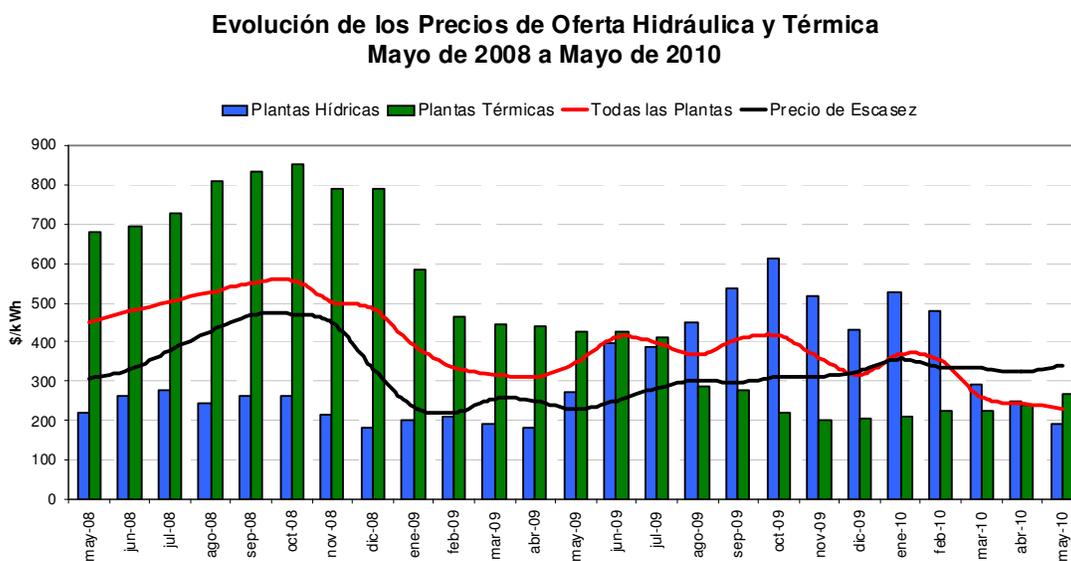


Gráfico No 22

En mayo las ofertas totales promedio para la energía continuaron disminuyendo moderadamente, las plantas hidráulicas bajaron progresivamente sus niveles de precios de oferta a un nivel ligeramente inferior a \$200/kWh. Debe recordarse que las ofertas térmicas a partir de agosto de 2009 no contienen los costos de arranque y parada, los cuales se presentan separada e independientemente para periodos de tres meses.

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 23 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.

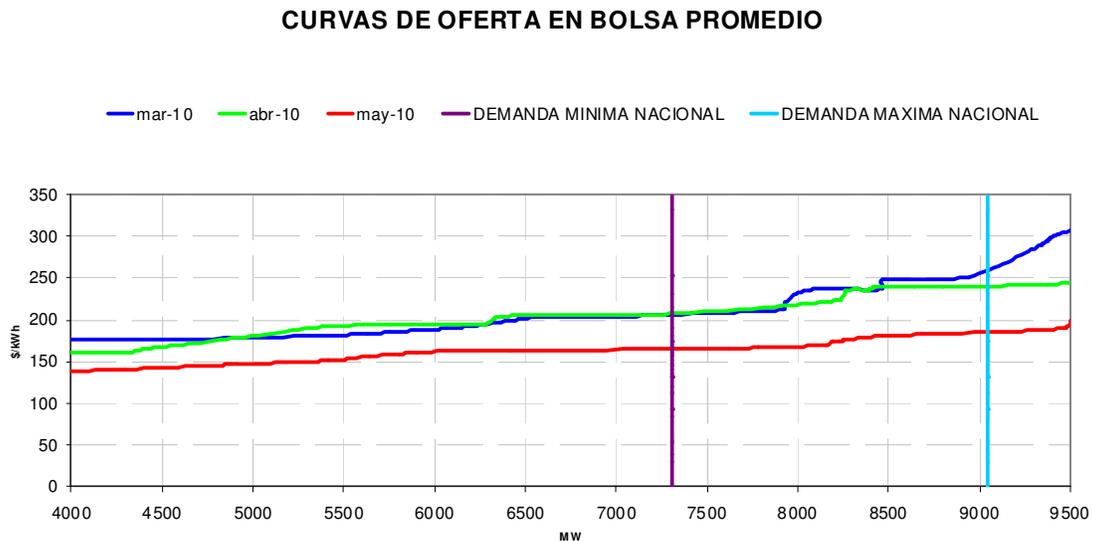


Gráfico No 23

La función de oferta agregada promedio de la generación eléctrica en mayo cayó con respecto a los niveles de marzo y abril y mantuvo su elasticidad, especialmente para demanda alta, lo cual presume una reducción del poder de mercado para las horas de alta demanda. En los rangos de bajos consumos hay algunos tramos relativamente inelásticos que permitirían explotar algún poder de mercado.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 24 presenta a nivel mensual, el precio promedio calculado para las reconciliaciones positivas y negativas del sistema vs el precio de bolsa, a precios constantes, para los últimos 48 meses.

Durante lo corrido del año 2010, el precio promedio de las reconciliaciones positivas se mantuvo alto y por encima del precio de bolsa. De otra parte, el precio promedio de las reconciliaciones negativas que históricamente ha tenido un comportamiento dependiente del precio de bolsa, en el mes de febrero cuando entró en vigencia la resolución CREG 010 de 2010, cambiaron su patrón histórico, incrementándose sustancialmente.

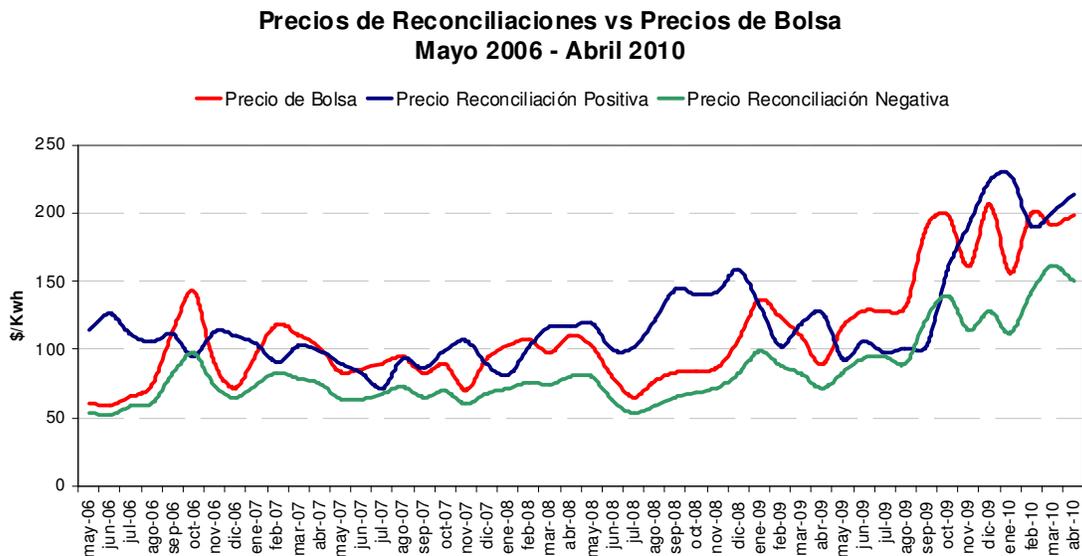


Gráfico No 24

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas

El gráfico No 25 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.

En abril la magnitud de las reconciliaciones positivas no presentó cambios de importancia en las diferentes zonas operativas. Por otra parte, las reconciliaciones negativas se redujeron en forma importante en el Centro y crecieron en Antioquia.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Noviembre - Abril 2010

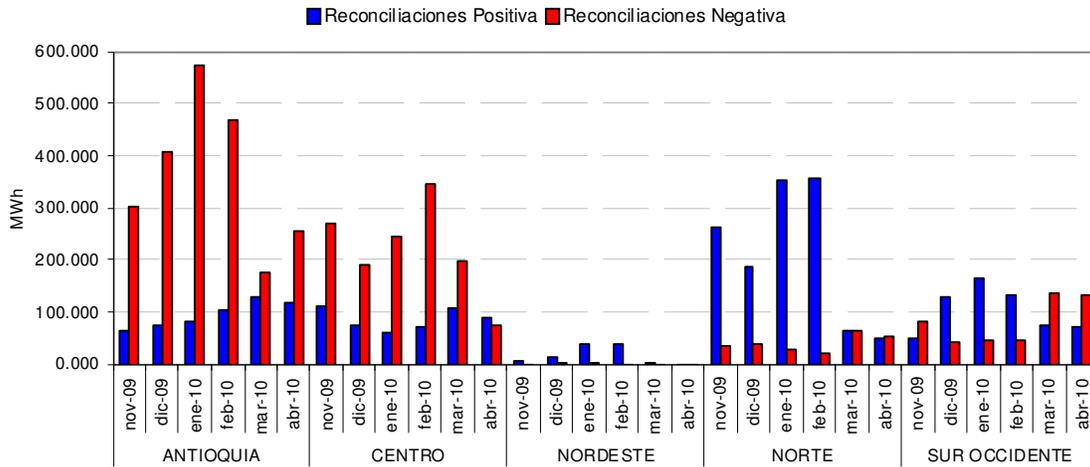


Gráfico No 25

3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

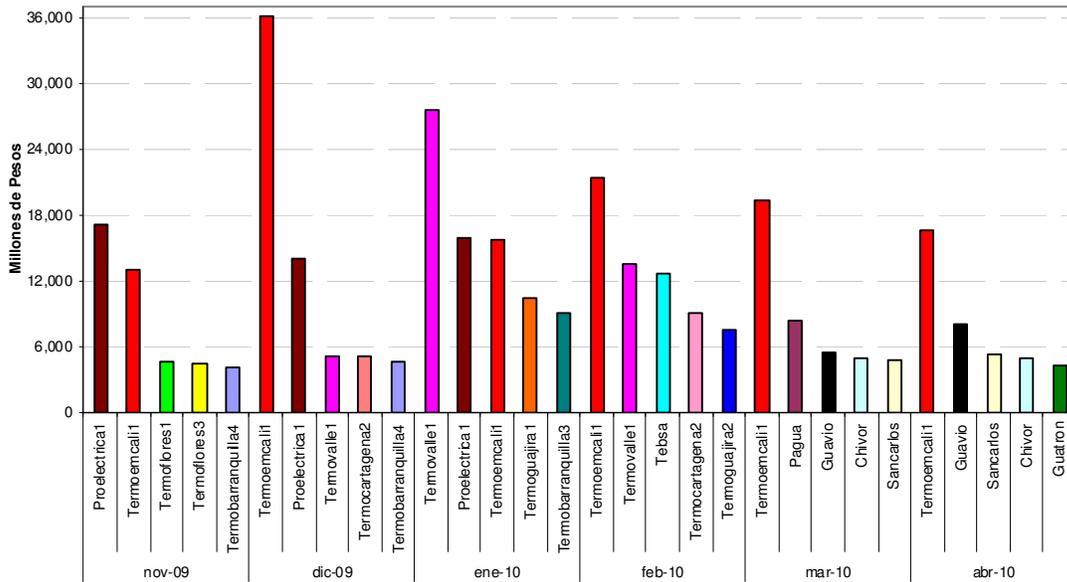


Gráfico No 26-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

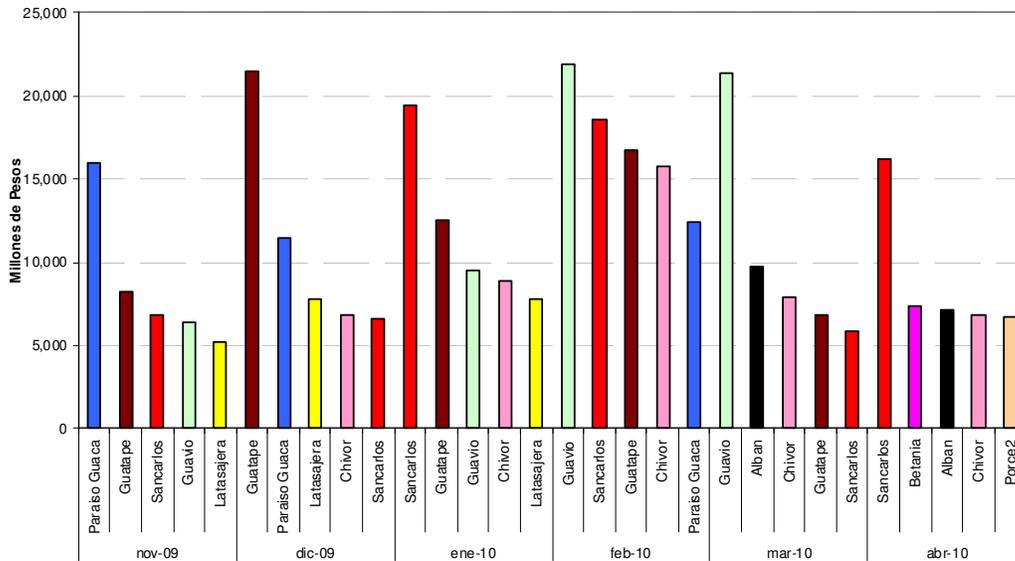


Gráfico No 26-b

Los gráficos No 26-a y 26-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

En las reconciliaciones positivas, Termoencali fue líder continuando su tendencia a la baja, a medida que los efectos del Niño se van mitigando. De otra parte, en abril se destaca San Carlos como la planta de mayor participación en las reconciliaciones negativas y la desaparición de Guavio quien fue líder en los meses anteriores.

3.4.4 Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

El gráfico No 27 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 el precio de la generación fuera de mérito disminuyó y presentó valores promedio de \$350/kWh en Termo Zipa, Termo Cartagena y Termo Emcali.

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

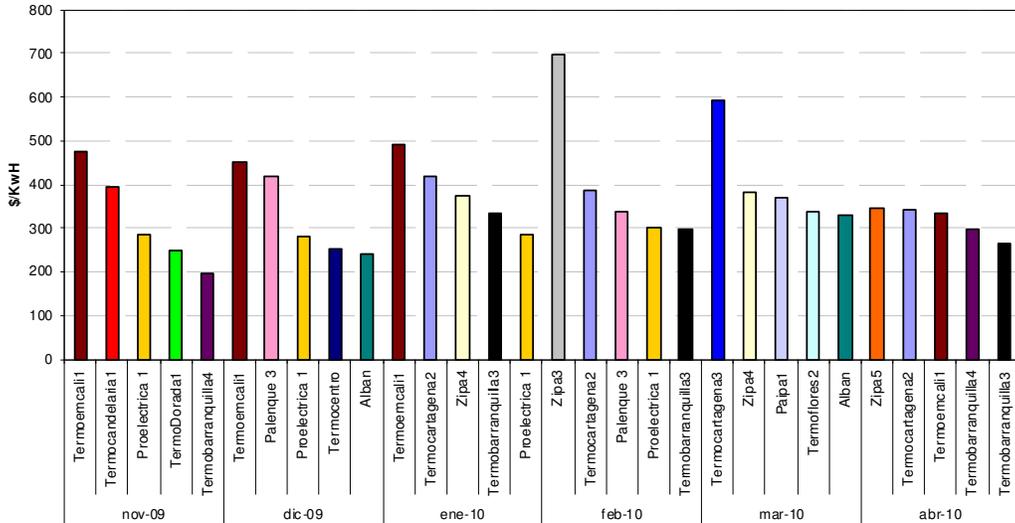


Gráfico No 27

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Precio de Bolsa Diario vs Generación Inflexible

**PRECIO DE BOLSA VS INFLEXIBILIDADES
Diciembre - Abril 2010**

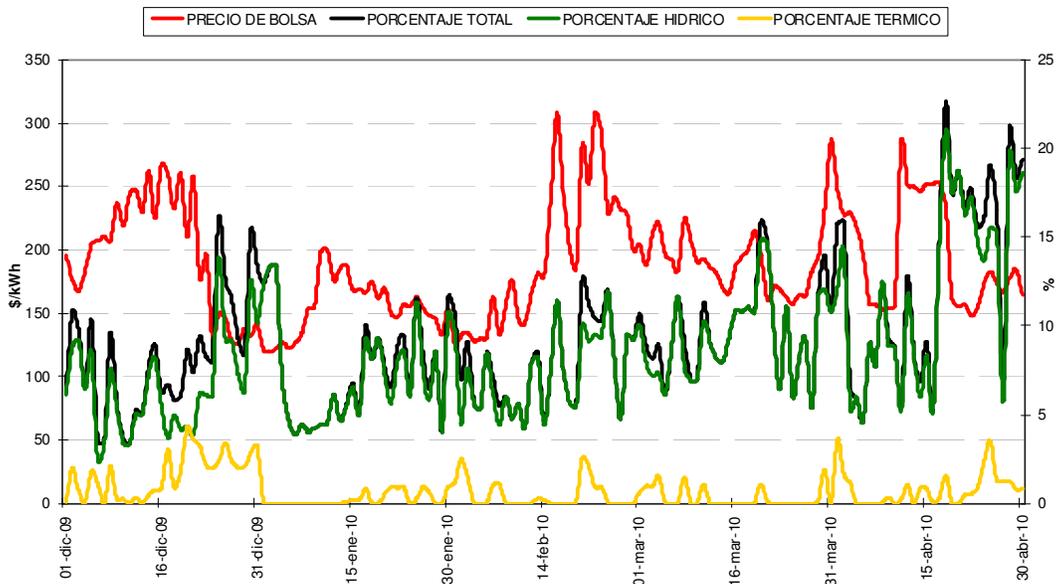


Gráfico No 28

El gráfico No 28 presenta el valor promedio diario del precio de bolsa en \$/kWh, contra los diferentes niveles de generación inflexible diaria expresados como porcentaje de la demanda, para los últimos 5 meses.

Es interesante notar como desde mediados de abril, el porcentaje de generación inflexible representado fundamentalmente por generación hidráulica creció 2.5 veces, lo cual implica una reducción en la demanda considerada para el despacho ideal y consecuentemente una posible reducción en el precio de bolsa como se observa en el gráfico.

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 29 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados y de los contratos firmados en el mes, vs el precio de bolsa, para un periodo de tres años.

Se observa una caída importante en el precio de los contratos firmados en abril, como consecuencia de la finalización del periodo de sequía originado en el fenómeno del Niño.

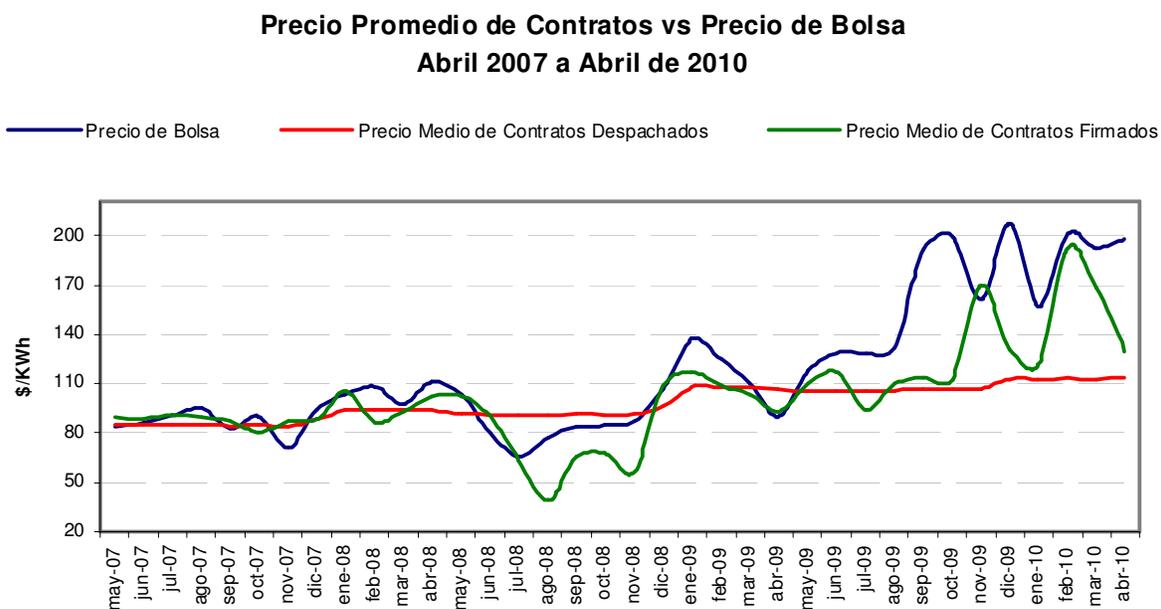


Gráfico No 29

3.6.2 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 30 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, vs el precio de Bolsa, para los últimos 4 años.

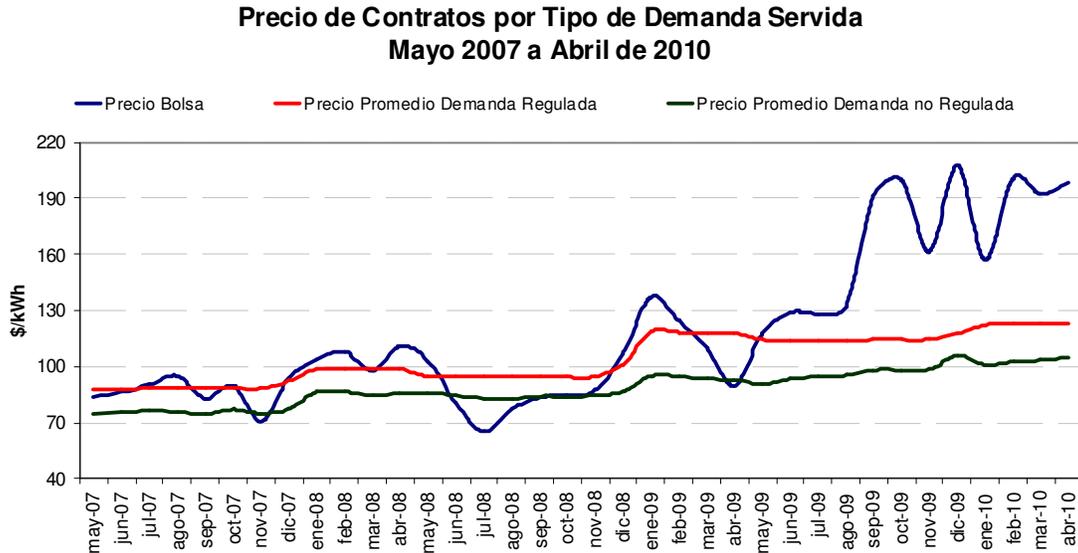


Gráfico No 30

Con un precio promedio de bolsa que supera los \$190/kWh, se observa como el precio de los contratos para la demanda regulada se estabilizan en \$125/kWh, mientras que el de la demanda no regulada es del orden de \$105/kWh.

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 31 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

Marzo y abril presentaron un cambio importante en cuanto al patrón de las plantas reguladoras de la frecuencia del sistema, de tal forma que en abril San Carlos tomó el liderazgo que ocupaba Guavio y que tradicionalmente ejercía Guatapé en este campo.

del pago recibido por la planta con respecto al costo total del servicio del sistema en el mes.

Mientras San Carlos y Urrá recibieron una mayor compensación económica con respecto a la holgura programada del servicio de regulación de frecuencia, Alban, Betania y Porce equilibraron tal desbalance recibiendo menores ingresos por sus porcentajes de holgura programada.