

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 48 – 2010

EXPERIENCIAS DE LA REUNION INTERNACIONAL DE MONITORES DE MERCADOS ELECTRICOS

Preparado por:

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

Bogotá, Mayo 11 de 2010

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	EXPERIENCIAS DE LA REUNIÓN INTERNACIONAL DE MONITORES DE MERCADOS ELÉCTRICOS.....	2
2.1	RACIONAMIENTO POTENCIAL E INTERVENCIÓN DEL MEM	2
2.2	ASUNTOS RELATIVOS AL PODER DE MERCADO Y SU EJERCICIO – ANÁLISIS COMPARATIVO	4
2.2.1	<i>Datos de Costos de Generación.....</i>	<i>5</i>
2.2.2	<i>Definición de Poder de Mercado.....</i>	<i>5</i>
2.2.3	<i>Indicadores de Mercado</i>	<i>6</i>
2.2.4	<i>Prohibiciones sobre Conductas</i>	<i>7</i>
2.2.5	<i>Capacidad de tomar acciones remediales frente al Poder de Mercado</i>	<i>8</i>
2.3	CULTURA DEL CUMPLIMIENTO.....	9
2.4	RESPUESTA DE DEMANDA	10
2.4.1	<i>ECNZ – Electricity Commission of New Zeland.....</i>	<i>10</i>
2.4.2	<i>ERCOT – Public Utility Commission of Texas</i>	<i>10</i>
2.4.3	<i>PJM – Pennsylvania, New Jersey and Maryland.....</i>	<i>11</i>
2.5	IMPACTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	11
2.5.1	<i>Australia (AER)</i>	<i>11</i>
2.5.2	<i>Nueva Zelanda (ECNZ)</i>	<i>12</i>
2.5.3	<i>Texas – (ERCOT).....</i>	<i>13</i>
2.5.4	<i>Ontario (IESO)</i>	<i>14</i>
2.6	IMPLICACIONES DEL PRECIO DE EMISIONES EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS	17
2.7	TRANSACCIONES FINANCIERAS Y DE FUTUROS EN MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD – MIDWEST USA (MISO).....	17
2.7.1	<i>Congestión de Transmisión y Mercados FTR.....</i>	<i>18</i>
2.7.2	<i>Monitoreo de Contratos Financieros y de Futuros.....</i>	<i>19</i>
2.7.3	<i>Uso de la información de Contratos de Futuros y Financieros.....</i>	<i>19</i>
2.8	REFLEXIONES	20
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	22
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	22
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	<i>22</i>
3.1.2	<i>Demanda del Sistema.....</i>	<i>23</i>
3.1.3	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	<i>23</i>
3.1.4	<i>Nivel de los Embalses</i>	<i>24</i>
3.1.5	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible.....</i>	<i>24</i>
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	25
3.2.1	<i>Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	<i>25</i>
3.2.2	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	<i>26</i>
3.2.3	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	<i>27</i>
3.2.4	<i>Distribución del Precio de Bolsa.....</i>	<i>28</i>
3.2.5	<i>Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez.....</i>	<i>29</i>
3.2.6	<i>Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural.....</i>	<i>30</i>
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	30
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	<i>30</i>
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio.....</i>	<i>31</i>
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	<i>32</i>
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	<i>33</i>
3.3.5	<i>Curvas de Oferta Promedio en Bolsa.....</i>	<i>34</i>
3.3.6	<i>Índice de Lerner.....</i>	<i>34</i>

3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro</i>	36
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	37
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i>	37
3.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones por Zonas</i>	38
3.4.3	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	38
3.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	39
3.4.5	<i>Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito</i>	41
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	41
3.5.1	<i>Costo de Restricciones por Causa</i>	42
3.6	MERCADO DE CONTRATOS	43
3.6.1	<i>Distribución del Precio de Contratos</i>	43
3.7	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	43
3.7.1	<i>Servicio de AGC por Planta</i>	43
3.7.2	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	44

Resumen Ejecutivo

Este informe en primer lugar contiene las experiencias más relevantes para el MEM, presentadas en la reunión 21a del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en Niagara Falls, Canadá, en Abril del 2010.

La presentación del estudio de caso realizada por el CSMEM ante el auditorio de especialistas en mercados eléctricos con aversión a medidas intervencionistas, fue muy bien recibida debido a las difíciles circunstancias que estaba viviendo el sistema colombiano y especialmente en base a los resultados obtenidos que aseguraron el abastecimiento adecuado de la demanda.

En cuanto a disponibilidad y acceso de los costos de generación para el monitoreo del mercado de electricidad, Colombia coincide con la mayoría de los monitores de mercado, donde los generadores tienen obligación de entregar los datos de costos de producción. Igualmente en relación a la definición y caracterización del poder de mercado, en Colombia aunque se aplican las leyes generales de competencia, la regulación no incluye definiciones específicas al respecto. Se puede además afirmar, que el CSMEM cuenta con una amplia gama de indicadores de monitoreo, que incluye también aquellos considerados fundamentales en los demás mercados analizados.

En relación a la utilización de energías renovables, la mayoría de los mercados están orientados a la energía eólica, para la cual se visualiza una expansión exponencial, basada fundamentalmente en subsidios directos e indirectos que terminan siendo pagados por los consumidores finales. En varios mercados con una alta penetración de la energía eólica, las estimaciones del precio futuro de la energía muestran incrementos del 100% o más, además de los subsidios nacionales y regionales contemplados en dichos mercados.

Tanto la energía eólica como la solar presentan serias implicaciones operacionales en los sistemas de potencia involucrados, relacionadas con la predicción de los vientos y la energía producida, las rampas intempestivas por caídas y subidas de generación que acarrearán estos recursos, el agotamiento de la capacidad de regulación de frecuencia, el soporte requerido de voltaje y potencia reactiva y la estabilidad del sistema eléctrico.

La generación eólica también impacta seriamente el comportamiento de los mercados eléctricos, ya que gracias a los subsidios desplaza energía marginal más económica; así mismo, la energía eólica conlleva la presencia de precios negativos de cierre de mercado. También, al surgir nuevas necesidades de reservas operativas de arranque

rápido y regulación, se requiere su consideración en los mercados de servicios complementarios. Las reservas operativas adicionales requeridas por los recursos eólicos, incrementan los costos de producción del sistema.

El monitoreo de los mercados financieros y de futuros está fuera del cubrimiento de los monitores del mercado eléctrico; sin embargo, la información de estos mercados, aunque no es necesaria para monitorear el mercado eléctrico, puede ser de utilidad para corroborar la manipulación del mercado eléctrico.

Un funcionamiento deficiente de los mercados financieros puede elevar los costos y los riesgos de los participantes del mercado. Las recientes experiencias del MEM en aspectos relacionados con la alta exposición al riesgo de algunas comercializadoras, muestra la necesidad de una revisión a la regulación existente y de involucrar una supervisión financiera formal por parte de los entes correspondientes.

En segundo lugar, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. A partir del mes de febrero la generación del SIN empezó a modificar el patrón que se presentó desde la intervención del mercado, es decir se ha incrementado la generación hidroeléctrica, reduciéndose consecuentemente la generación térmica, especialmente a gas. En marzo la generación total del sistema creció 10.8% con respecto a febrero.

A mediados de marzo empezó a mostrarse el debilitamiento del fenómeno del Niño y aunque los aportes hídricos al sistema mejoraron con respecto a los que se venían presentando, éstos siguieron estando por debajo de la media histórica. Desde finales de marzo cuando el nivel del embalse agregado del SIN alcanzó un 40% de la capacidad útil, se empezó a observar un proceso lento pero sostenido de recuperación del nivel de los embalses.

Aunque en abril comenzó a recuperarse parcialmente el margen de reserva de capacidad del sistema, que había sufrido un descenso acentuado en los meses anteriores, llama la atención que el porcentaje de reserva es solamente del 17%.

El precio de bolsa en abril se sostuvo en niveles elevados y mostró una volatilidad muy grande en horas de alta y baja demanda; en las horas de carga pico, el precio superó la barrera de los \$320/kWh en numerosas ocasiones y los precios para baja demanda estuvieron muy cercanos al precio promedio que fluctuó entre \$150/kWh y \$280/kWh, con tendencia a la baja en la última semana.

Respecto a la energía vendida a través de contratos, en marzo el 32% tuvo un precio entre \$120 y \$125/kWh y en general el mayor volumen de la energía contratada se transó a precios entre \$110 y \$135/kWh.

Desde febrero del 2010 parece existir una correspondencia entre los aumentos del precio de bolsa y los ajustes regulatorios que ocurrieron en ese momento (precio de reconciliaciones positivas para hidráulicas, precios de inflexibilidades térmicas, compra de energía hidráulica correspondiente a reconciliaciones negativas). Es el caso de la energía hidráulica con la resolución CREG 010 de 2010, que permite adquirir la energía desplazada por la energía térmica forzada, para desembalsarla en un futuro cuando el precio en la bolsa aumente, con el fin de evitar que los embalses oferten artificialmente precios bajos, buscando obtener ganancias en el mercado de reconciliaciones negativas.

En cuanto al cargo por confiabilidad, en el 2009 el precio de bolsa superó el precio de escasez solamente en un par de ocasiones esporádicas, pero desde mediados de febrero y hasta mediados de abril, esta situación se ha presentado nueve veces, dos de las cuales tuvieron duración de 4 y 14 horas, reflejando las condiciones energéticas de escasez y dando las señales para que los agentes respondan por sus obligaciones de energía firme.

En abril la participación de cada agente en la definición del precio de bolsa fue liderada por Epm el 33% del tiempo, seguida por Emgesa 19%, Isagen 17%, Epsa 12% y Chivor 11%, marcando estos cinco agentes el precio de bolsa durante el 92% del tiempo.

En relación al índice de Lerner, Epm y Emgesa alcanzaron en marzo valores de 61% y 54% respectivamente para horas de alta demanda, los cuales muestran claramente un excesivo poder de mercado para estos agentes. 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 indican que estos agentes están próximos a ser pivotaes (1.0), con un potencial para abuso de poder de mercado muy serio.

Analizando las causas de los costos de las restricciones en el SIN, que necesariamente reflejan los costos de las reconciliaciones, la característica más importante es la aparición a partir de octubre de 2009, de la generación de seguridad asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad VERPC, correspondiente con los bajos niveles de los embalses del SIN.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Experiencias de la reunión internacional de monitores de mercados eléctricos, y b) Análisis de desempeño del MEM, durante el mes de marzo y mediados de abril del 2010.

a) Experiencias de la Reunión Internacional de Monitores de Mercados Eléctricos

Este análisis está basado en las experiencias presentadas en la reunión 21a del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG, celebrada en Niagara Falls, Ontario, Canadá, en Abril del 2010. Se describen las experiencias más relevantes para el MEM y se incluyen algunas reflexiones al respecto.

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 Experiencias de la Reunión Internacional de Monitores de Mercados Eléctricos

2.1 Racionamiento Potencial e Intervención del MEM

El EISG teniendo en cuenta la importancia del tema, lo incluyó en su agenda como un estudio de caso de interés especial para los monitores de mercado y en particular teniendo en cuenta las características atípicas del mismo y las condiciones de intensos racionamientos que afectaban a Venezuela y Ecuador.

La presentación que hizo el CSMEM le dio especial atención a la presencia del fenómeno del Niño y a las difíciles circunstancias energéticas que estaba viviendo el país en su momento, caracterizadas por una hidrología crítica en los embalses que alimentan las plantas hidroeléctricas. Algunos embalses particulares de plantas hidráulicas, presentaban incluso niveles que comprometían sus obligaciones de energía firme adquiridas a través del cargo por confiabilidad.

Además, bajo condiciones de máxima demanda, existían restricciones serias en el gasoducto que transporta el gas natural hacia el centro del país. En tales circunstancias, en Agosto del 2009, las plantas hidroeléctricas continuaban generando electricidad sin ninguna restricción y la generación de las plantas térmicas era apenas marginal. Como resultado, el nivel del embalse agregado del SIN se deterioraba rápida y peligrosamente, comprometiendo seriamente el suministro de electricidad para el primer semestre del 2010.

En Octubre del 2009, el gobierno nacional con el fin de evitar un futuro racionamiento de electricidad decidió intervenir el mercado, forzando las plantas térmicas a generar al máximo posible, inclusive utilizando combustibles duales, limitando las exportaciones de electricidad a Venezuela y Ecuador y las de gas a Venezuela, que eran superiores a las obligaciones contractuales, ordenando las prioridades del abastecimiento de gas natural y consecuentemente reduciendo la generación hidráulica para proteger el nivel del embalse agregado.

Los principales resultados de la intervención del mercado fueron:

- Dentro del difícil contexto regional, se controló el acelerado descenso del embalse agregado y Colombia fue capaz de abastecer adecuadamente su

demanda y eliminar la expectativa de racionamiento durante la presencia del Niño.

- Las plantas termoeléctricas fueron auditadas y probada su confiabilidad previamente a su generación plena, incluyendo la generación con combustibles duales, cumpliendo a satisfacción los requerimientos del sistema.
- Aunque en forma limitada, se pudo continuar exportando electricidad a Ecuador.
- Se controló el ejercicio de poder de mercado.
- Aparecieron imperfecciones en el mercado que fue necesario analizar y corregir posteriormente. Sin embargo el más importante objetivo de la intervención que era el de abastecer adecuadamente la demanda eléctrica del sistema colombiano, se cumplió a satisfacción.
- No fue posible probar a plenitud la efectividad del cargo por confiabilidad.
- La generación térmica redujo el espacio residual de demanda de los generadores hidráulicos, lo cual incrementó la competencia entre ellos e indujo los precios del spot a la baja.

La presentación del estudio de caso realizado por el CSMEM ante el auditorio de especialistas en mercados eléctricos con aversión a medidas intervencionistas, fue muy bien recibida debido a las difíciles circunstancias que estaba viviendo el sistema colombiano y especialmente en base a los resultados obtenidos que aseguraron el abastecimiento adecuado de la demanda. El tema generó un interesante debate en el cual se discutieron entre otros aspectos:

- El manejo adecuado de los recursos de generación bajo la presencia del Niño en un sistema fundamentalmente hidroeléctrico.
- Razones por las cuales el mercado no reaccionó reteniendo el agua en los embalses para utilizarla posteriormente. Al respecto, se mencionó que las plantas hidráulicas prefirieron enfrentar el riesgo de incumplir sus obligaciones futuras de energía firme, antes que asumir las pérdidas económicas al tener que comprar energía costosa en el spot para honrar sus contratos.
- Protección de la demanda eléctrica nacional en el contexto de mercado, cuando los mercados externos en condiciones de racionamiento pueden pagar precios superiores por la generación.
- Reacción de los inversionistas ante la intervención gubernamental y su efecto en la inversión futura del sector eléctrico. Al respecto se discutió el impacto político y económico de un racionamiento y el balance requerido

ante el riesgo político de regresar a un sistema eléctrico controlado por el estado.

- La utilización de diseños para las plantas hidroeléctricas con mayor regulación hidráulica y posibilidades de bombeo en horas de bajo consumo.

2.2 Asuntos Relativos al Poder de Mercado y su Ejercicio – Análisis Comparativo

El presente análisis comparativo se basa en la encuesta realizada por el EISG, la cual incluye respuestas de 10 de los 16 Monitores de Mercados Eléctricos que pertenecen al EISG, a preguntas asociadas con:

- Costos de generación
- Definición de poder de mercado
- Indicadores de mercado
- Conductas prohibidas
- Acciones remediales

Los monitores de mercado que respondieron la encuesta son (en adelante se utilizarán los nombres incluidos en paréntesis):

- AER – Australian Energy Regulator, (Australia)
- CSMEM – Comité de Seguimiento del MEM, (Colombia)
- ECNZ – Electricity Commission of New Zeland, (Nueva Zelanda)
- ERA/IMO – Economic Regulation Authority / Independent Market Operator – Western Australia, (Australia Occidental)
- ERCOT – Public Utility Commission of Texas, (Texas)
- IESO – Independent Electricity System Operator – Ontario, Canada, (Ontario)
- ISONE – Independent System Operator – New England, (New England).
- KPX – Korea Power Exchange, (Corea)
- MSA – Market Surveillance Administrator – Alberta, Canada, (Alberta).
- PEMC/ERC – Philippines Electricity Market Corporation / Energy Regulatory Commission, (Filipinas).
- SPP – South West Power Pool, USA, (South West - USA).

Los monitores de mercado que por razones de confidencialidad o por no haber asistido a la reunión 20ava del EISG donde se efectuó la encuesta, que no respondieron el cuestionario, son:

- CAISO – California Independent System Operator, USA, (California).
- JEPX – Japan Electric Power Exchange, (Japon).
- MISO – Midwest Independent System Operator, USA, (Midwest – USA).

- NYISO – New York Independent System Operator, USA, (New York).
- PJM – Pennsylvania, New Jersey and Maryland, USA, (PJ&M).

2.2.1 Datos de Costos de Generación

- a) Existe obligación por parte de los generadores de entregar los datos de costos de producción? (Costos marginales, de arranque, etc.)

En los mercados de Ontario, New England, Corea, Filipinas, Texas y Colombia los generadores tienen dicha obligación. Por otra parte, en el mercado de Alberta existe la obligación, cuando se presenta una investigación. En el mercado de Australia Occidental los generadores independientes “IPP” deben entregar solamente los costos de arranque.

- b) Tienen los monitores acceso a los datos de costos de producción?

Tienen acceso Australia Occidental, Ontario, New England, Filipinas, Texas, South West - USA y Colombia. En el caso de Nueva Zelanda tienen acceso cuando se presenta una investigación. En Corea solo tiene acceso la compañía matriz de generación centralmente despachada.

- c) Están publicados en alguna forma los costos de producción?

Solo son publicados en los mercados de Australia Occidental y South West - USA.

- d) En ausencia de los costos de producción que se utiliza como sustituto?

Existe sustituto en los mercados de Australia, Ontario, New England, Alberta, Filipinas, Texas, South West - USA y Colombia. En el caso de South West - USA y Colombia se usan como sustitutos el heat rate y los precios de combustibles para estimar el costo marginal del generador. En New England como sustituto se usan costos estimados de unidades generadoras con base en el promedio de ofertas competitivas de una unidad generadora similar.

2.2.2 Definición de Poder de Mercado

- a) Existe la definición de poder de mercado dentro de las reglas del mercado o la ley,?

Si existe en los mercados de Ontario, Corea, Texas y South West - USA.

No existe en los mercados de Australia, Nueva Zelanda, Australia Occidental, New England, Alberta, Filipinas y Colombia. Alberta esta desarrollando un marco de referencia al respecto. En el mercado de Australia Occidental se está desarrollando una definición dentro del contexto de la Comisión Australiana de Competencia y Consumidores – ACCC. En Filipinas existen referencias sobre conductas anticompetitivas. En New England, el término como tal no está definido, sin embargo existen medidas para mitigar los efectos del poder de mercado dentro de la concepción general y particular.

- b) La definición de poder de mercado incluye pruebas de su ejercicio y de sus efectos?

En los mercados de Australia, Australia Occidental, Corea, Alberta, Texas y Colombia no se incluyen pruebas. Si se incluyen en los mercados de Ontario, New England y South West - USA. En el de Alberta están por definirse. En el de New England los monitores tienen libertad de definir y ejecutar las pruebas.

- c) La definición de poder de mercado incluye tiempos de referencia (sostenido, corto, o largo plazo)?

En ningún caso se incluyen tiempos de referencia. En Alberta están por definir, en Ontario existen en el caso del poder de mercado local, en New England existen tiempos de referencia pero para las medidas de mitigación.

- d) Aplican las leyes generales de competencia también para el sector eléctrico?

En todos los mercados aplican las leyes generales de competencia.

2.2.3 Indicadores de Mercado

- a) Los monitores han desarrollado o utilizado indicadores para analizar la competitividad del mercado?

Con excepción de Australia, Nueva Zelanda y Australia Occidental, todos los demás monitores de mercado han desarrollado indicadores para analizar la competitividad del mercado. En Alberta utilizan la correlación de las ofertas con el precio del pool. En Texas utilizan análisis de generador pivotal, cálculos de diferencias de producción y cálculos de demanda residual. En South West - USA utilizan el indicador HHI (índice Hirschman-Herfindhal) con base en la capacidad de generación máxima anual. Corea y

Colombia han desarrollado más de 60 indicadores. New England utiliza HHI, RSI (índice residual de suministro), referencia de competitividad y generador pivotal.

- b) Los monitores han desarrollado o utilizado indicadores para analizar el comportamiento de los participantes con respecto al ejercicio de poder de mercado?

En todos los casos se tienen indicadores para analizar el comportamiento de los participantes, con excepción de Australia y Nueva Zelanda. En Ontario existen indicadores solo para el poder de mercado local. En South West - USA utilizan retención física de capacidad, sobreproducción antieconómica, retención estratégica y económica. El regulador de Filipinas utiliza índices de suministro residual e indicador de concentración. New England se concentra en los generadores pivotaes y aplica umbrales generales.

- c) Son estos indicadores utilizados para demostrar abuso de poder de mercado y remediar dicho comportamiento?

En Australia Occidental, New England, Filipinas y Texas se utilizan estos indicadores para demostrar abuso de poder de mercado y tomar acciones remediales. No se utilizan en Australia, Nueva Zelanda, Ontario, Corea, Alberta y Colombia. En Alberta no los utilizan porque una acusación requiere material probatorio extenso. En Australia Occidental tienen base legal para efectuar penalizaciones. En South West - USA se utilizan para identificar potencial abuso de poder, sin embargo no se usan en medidas remediales, las cuales son tomadas por la FERC. En Filipinas los indicadores se usan solo en forma indicativa. En New England se utilizan para los generadores pivotaes y la mitigación se realiza en forma ex-ante.

- d) Se publican estos indicadores y los resultados de los análisis?

Se publican en New England, Corea, Filipinas, Texas y Colombia. En los demás monitores de mercado no se publican, es decir en Australia, Nueva Zelanda, Australia Occidental, Ontario, Alberta y South West - USA.

2.2.4 Prohibiciones sobre Conductas

- a) Existen prohibiciones sobre conductas particulares relativas al poder de mercado?

No existen en Australia y Ontario. Nueva Zelanda tiene una prohibición general bajo la norma “situación indeseable de negocios”, que incluye el tema de conductas de poder de mercado. Texas las incluye a través del Public Utility Commission of Texas – PUC. En Filipinas la ley las define específicamente. En New England las reglas de mercado las contemplan en forma específica.

- b) Existen prohibiciones generales y de alto nivel – comportamientos que prevengan alcanzar el objetivo de las reglas?

Las prohibiciones generales y de alto nivel están incluidas en Alberta, Filipinas, Texas, South West - USA y Colombia.

- c) Existen prohibiciones específicas – comportamientos clasificados por acciones particulares, condiciones y efectos?

Existen prohibiciones específicas en Australia Occidental, New England, Corea, Alberta, Filipinas, Texas y Colombia. En Australia Occidental existen prohibiciones cuando las ofertas no reflejan los costos marginales de corto plazo.

2.2.5 Capacidad de tomar acciones remediales frente al Poder de Mercado

- a) Que agencia tiene la capacidad para mitigar el poder de mercado?

Alberta hace la investigación y Alberta Utilities Commission – AUC toma las decisiones.

Nueva Zelanda potencialmente tiene el poder de tomar decisiones.

El regulador de Australia Occidental realiza la investigación y solicita que operador lleve el caso al “Energy Review Board”, para que éste tome la decisión.

Australia lleva a cabo la investigación y asesora a “The Australian Competition and Consumer Commission” – ACCC, quién toma la decisión final y la hace cumplir.

En Ontario la agencia responsable es “The Ontario Energy Board” – OEB.

En Texas la agencia responsable es “The Public Utility Commission of Texas” – PUC.

En South West - USA la agencia responsable es la “Federal Energy Regulation Commission” – FERC.

En Corea son responsables “The Electricity Market Surveillance Committee” – EMSC y “The Korea Electricity Commission” – KOREC.

En Filipinas el responsable es el regulador.

New England es la agencia responsable de mitigar el poder de mercado.

En Colombia la agencia responsable es la Superintendencia de Industria y Comercio.

b) Existen remedios disponibles para mitigar el poder de mercado?

Si, en todos los mercados existen medidas remediales para mitigar el poder de mercado:

En Alberta las multas pueden ser muy altas.

En Australia Occidental la primera multa inicia con valores cercanos a US\$100.000 y se van incrementando en este mismo valor.

EN Australia las multas a las empresas pueden ir hasta US\$10 millones y para individuos hasta US\$500.000, más la descalificación para gerenciar la empresa.

En Ontario no existen multas, pero la OEB puede revocar la licencia de los participantes.

En Texas, las medidas de mitigación incluyen órdenes de reforzar la infraestructura eléctrica, multas administrativas o la eliminación y suspensión del registro de autorización de funcionamiento. La mayor multa que se puede imponer es de US\$25.000 por violación y por día.

2.3 Cultura del Cumplimiento

El tema de la cultura del cumplimiento durante la reunión tuvo dos enfoques principales:

- El enfoque presentado por Australia – Australian Energy Regulator, orientado a hacer cumplir las reglas del mercado con una interacción cercana con el operador del mercado, con base en mantener la industria bien informada, lo cual concentra las actividades a aquellas propias del

negocio eléctrico, facilita las buenas relaciones con la industria y reduce la carga de trabajo sobre los monitores del mercado.

- El enfoque presentado por IESO – Ontario – Independent Electricity System Operator y por MSA – Alberta - Market Surveillance Administrator, está orientado a hacer cumplir las reglas del mercado vía penalizaciones tanto financieras como administrativas, basados en las experiencias de estas compañías al respecto.

2.4 Respuesta de Demanda

2.4.1 ECNZ – Electricity Commission of New Zeland

Utilizan dos mecanismos de participación de la demanda:

- Mercado de energía: mediante subastas y ofertas de reducción de carga, las ofertas son despachadas, las reducciones subastadas no; por otra parte los precios de mercado están basados en la demanda medida.
- Manejo de contingencias: en un sistema pequeño como el de NZ, con unidades generadoras relativamente grandes, se requieren reservas instantáneas rápidas y sostenidas. Utilizan dos tipos de reservas instantáneas, la reserva rodante suministrada por los generadores y la carga interrumpible suministrada por la carga; en ambos casos reciben el mismo precio de reserva instantánea.

De esta experiencia se ha encontrado lo siguiente:

- El lado de la demanda puede reaccionar a indicadores de precio, ahorrando dinero e influenciando la determinación de los precios.
- Es difícil obtener participación de los usuarios que no enfrentan precios dinámicos, pero el incentivo que tienen los comercializadores minoristas impulsa la innovación en tales usuarios.
- Se podrían conseguir mejoras incrementales, pero el sistema no cuenta con recursos masivos para efectuar deslastre de carga.

2.4.2 ERCOT – Public Utility Commission of Texas

La reducción de la carga es una decisión voluntaria por parte del consumidor, en respuesta al precio de la energía. Participan en el mercado de energía y en el mercado

de servicios complementarios; en éste último caso, los consumidores deben aprobar las pruebas de calificación y además en casos de incumplimiento de sus obligaciones son sometidos a penalizaciones económicas y administrativas. Los consumidores pueden contratar con los comercializadores, pudiendo además vender posteriormente toda o una parte de la energía contratada en el mercado originalmente. La reducción de carga puede ser automática con el esquema de deslastre por baja frecuencia, o a través de ordenes realizadas desde una consola de video cuando se requiere por razones de confiabilidad del sistema; cuando el deslastre se ordena desde la consola de operación, la reducción de carga puede variar entre 95% y 150% de la obligación, dentro de un tiempo de 10 minutos.

2.4.3 PJM – Pennsylvania, New Jersey and Maryland

Existen dos tipos de programas de respuesta de carga: a) en emergencia y b) económica. En el programa de respuesta de carga bajo emergencia, se contemplan cortes mandatorios a) de potencia b) de potencia y energía y c) cortes voluntarios de energía. El programa de respuesta de carga económica únicamente incluye cortes voluntarios de energía.

La respuesta de carga opera en PJM desde el año 2002. En el año 2004 los pagos por este concepto fueron alrededor de US\$10 millones, correspondientes en su casi totalidad al programa de respuesta económica (energía), mientras que en el 2009 los pagos superaron los US\$300 millones y correspondieron casi en su totalidad al programa de respuesta de emergencia con potencia.

2.5 Impacto de las Energías Renovables

2.5.1 Australia (AER)

Con una demanda promedio de 1.500 MW (min 850 MW y max 3.400 MW), la capacidad instalada de generación eólica es de 870 MW, la cual se incrementará en el 2010 en 200 MW y entre 800 MW y 1.200 MW en los próximos 5 años, siendo la meta para el año 2020 alcanzar el 20% de la generación con recursos renovables.

El principal impacto de la energía eólica ha sido sobre los precios spot, los cuales han sido negativos por largos periodos de tiempo, presentando gran volatilidad que se incrementará con los aumentos de capacidad eólica; por otra parte, éstos generadores obtienen utilidades 40% inferiores a los demás generadores del mercado.

Las energías renovables hasta la mitad del año 2009 tenían subsidios del gobierno federal, los cuales fueron reemplazados por Certificados de Energía Renovable, además reciben contribuciones tarifarias establecidas por el gobierno. El rápido crecimiento de las granjas eólicas ha llevado a efectuar arreglos y obligaciones especiales para ellas, a desarrollar estándares técnicos y a ser causa de pagos adicionales para atender la regulación de frecuencia requerida.

La revisión de los impactos de las políticas de cambio climático, arrojó que era necesario mejorar la eficiencia de las nuevas conexiones, mediante la concentración de la nueva generación en “clusters” (grupos). Para ello el operador del mercado determina las zonas posibles de concentración, considerando la eficiencia de las extensiones de las redes, compartiendo los costos de conexión entre los recursos concentrados y dejando a los usuarios el riesgo de sobre-dimensionamiento, si los generadores no producen la energía necesaria.

2.5.2 Nueva Zelanda (ECNZ)

Con una población de 4,4 millones, una demanda promedio de 4.400 MW y demanda máxima de 6.600 MW, los recursos hidráulicos corresponden al 60% de la energía, mientras la capacidad eólica es de 490 MW que corresponde al 11% de la demanda promedio y al 20% de la demanda mínima.

La situación de la predicción de la generación eólica es la siguiente:

- Las granjas eólicas deben ofrecer un “estimativo razonable”
- Normalmente las granjas eólicas contratan el servicio de predicción meteorológica y revisan las ofertas cada 6 horas.
- Revisan las ofertas para las siguientes 2 a 3 horas con mayor frecuencia, usando métodos basados en persistencia.
- Usan las predicciones para obtener la programación de generación
- El esfuerzo generalmente es bueno, con algunas excepciones: no tienen gran incentivo para predecir y tampoco ha habido mejoras en los años recientes.

Las medidas tomadas con respecto a la programación de la generación eólica son:

- Mantener los esquemas de predicción descentralizada
- Dar libertad para el desarrollo informal de su propia predicción
- Mediante publicaciones, mejorar la información para efectuar la programación de las granjas eólicas

- Dar mayor libertad para el control de generación eólica
- Mantener las subastas existentes de despacho “must run” y otros arreglos para manejar el exceso de generación.
- Permitir que los precios finales de la energía consideren cortes de viento.

2.5.3 Texas – (ERCOT)

La meta para el año 2025 es tener instalados 10.000 MW de generación eólica, meta que en la actualidad ha sido prácticamente alcanzada con 9.915 MW instalados. La mayoría de los desarrollos eólicos (89%) están localizados en el oeste de Texas, con poca diversidad climática; como resultado se producen “rampas de viento” grandes – cambios rápidos en la producción de la generación eólica (25% en Texas comparado con 5% en Alemania).

La legislación del año 2005 estableció que se debería a) designar zonas con gran potencial para el desarrollo de energía renovable y b) coordinar el desarrollo de la transmisión y la generación y aprobar las líneas que se requieran para transportar la generación eólica desde las nuevas zonas a los centros de población.

El incremento de la energía eólica ha tenido un impacto en la operación:

- La curva de duración de carga neta es mucho más escalonada
- Las oscilaciones de la curva de carga neta están aumentando, causando en ocasiones agotamiento de la capacidad de regulación del sistema hacia arriba y hacia abajo.
- Se ha incrementado la incertidumbre en la predicción de la carga.

La solución de los anteriores problemas operativos implica los siguientes retos:

- Los riesgos sobre el sistema debidos a los errores en la predicción de carga y del viento, deben ser mitigados a través de servicios complementarios y/o mediante acciones tomadas por los operadores del sistema.
- Las grandes e intempestivas rampas ocasionadas por el viento, producen el agotamiento de la regulación del sistema y requieren el suministro de Reservas de Respuesta y el uso extensivo de consolas de operación (VDI).
- El mercado de balance de energía de 15 minutos, hace que sea difícil reaccionar a las rampas súbitas de viento y consecuentemente debe cambiarse a un diseño de mercado nodal con intervalos de 5 minutos, para lograr una respuesta más rápida y un control más flexible que el existente hoy en día.

- Es deseable contar con una mayor diversidad geográfica de la generación eólica, teniendo en cuenta que en el sur de Texas el viento tiene una correlación más alta con la carga.

El incremento de la energía eólica también ha tenido un impacto en el precio del mercado, caracterizado por:

- La generación marginal generalmente a gas, está siendo desplazada por generación eólica.
- Las unidades a base de carbón marginan mucho más frecuentemente.

Con el propósito de mejorar la confiabilidad del sistema, han visualizado las siguientes medidas:

- Mejorar la exactitud del pronóstico del viento
- Crear un nuevo servicio complementario: servicio de reserva no-rodante de 10 minutos, para unidades de arranque rápido.
- Atraer inversionistas en recursos de generación flexible.
- Aumentar el soporte de voltaje y potencia reactiva en las redes.
- Requerir respuesta de frecuencia primaria de las redes.
- Desarrollar medidas con respecto a la variabilidad del viento en tiempo real.

Por otra parte, con el incremento de la generación eólica, se han visto en la necesidad de revisar las reglas actuales del mercado nodal, para atraer inversionistas en generación flexible y además porque el diseño del mercado nodal incorpora mecanismos que no optimizan el uso de recursos de generación de arranque rápido. También se discute la necesidad de asignar los costos de servicios complementarios a los generadores eólicos, con base en el costo incurrido.

2.5.4 Ontario (IESO)

Ontario con una población de 13,1 millones y un área equivalente a la de Texas más California, 24.300 MW de carga pico y 139 TWh de demanda anual, posee una capacidad instalada de 35.500 MW cuya composición esta distribuida así: 32% nuclear, 22% hidráulica, 24% gas, 18% carbón y 3% eólica; sin embargo la demanda de energía se suple en las siguientes proporciones: 56% nuclear, 26% hidráulica, 10% gas, 7% carbón y 1% eólica.

La política de Ontario sobre recursos renovables se resume a continuación:

- En el año 2003 el gobierno prometió eliminar para el año 2007 la generación a base de carbón.
- Los programas de energía renovable se iniciaron en el año 2006 ofreciendo a la generación renovable con capacidad inferior a 10 MW, contratos de largo plazo y precio fijo.
- En el año 2007 el gobierno prometió eliminar para el año 2014 la generación a base de carbón.
- En el año 2009 el gobierno introdujo el Acta de Energía Verde, que considera contribuciones tarifarias para la energía renovable (FIT – ver tabla No 1), sin topes en el tamaño de los generadores, pero deben tener transmisión disponible si el proyecto es mayor de 10 kW.
- Recientemente en marzo y abril del 2010 se adjudicaron contratos generosos a 20 años, garantizados, con indexación parcial de inflación y a precio fijo, para los primeros 2.500 MW de generación renovable.

Tabla No 1

CONTRIBUCIONES TARIFARIAS (FIT)	
TIPO DE RECURSO	Pago \$/MWh (Dólar Canadiense)
Solar en techo	\$539 a \$802
Solar en tierra	\$443
Eólica costa afuera	\$190
Eólica continental	\$135
Energía hidráulica	\$122 a \$131

Debido al “blackout” de agosto del 2003 que afectó una población de 55 millones en Ontario y el noreste de Estados Unidos, al alto crecimiento que traía la demanda hasta el año 2005 y al pico de demanda que se presentó en agosto del 2006 (27.000 MW), las predicciones de carga llevaron a Ontario a embarcarse en un programa de construcción de nuevas plantas de generación con gas, adición de recursos renovables, conservación y repotenciación del parque nuclear, que además consideraba la eliminación de la generación a carbón, lo cual dio por resultado:

- Se construyeron y están en construcción nuevas plantas eléctricas a gas.
- Las plantas nucleares con buen comportamiento fueron remozadas y puestas nuevamente en operación.
- La capacidad de recursos renovables se incrementó dramáticamente:
 - A la generación eólica de 1.300 MW se le adicionarán 2.500 MW de contratos ya adjudicados y se espera llegar hasta los 7.000 MW.
 - Se adjudicaron 950 MW en contratos de energía solar y aún más están por venir.

- Se adjudicaron 400 MW en contratos de energía hidráulica.

Sin embargo, debido a la reducción de la demanda de los años recientes, la predicción de demanda fue revisada y disminuida, dando por resultado que Ontario en la actualidad tiene exceso de generación.

Los retos operacionales que enfrenta Ontario con las energías renovables son los siguientes:

- El error de predicción del viento para la hora siguiente es de 8.6% de la capacidad instalada, extrapolando a 7.000 MW de capacidad instalada eólica, resulta en un error de 600 MW y puede exceder los 1.200 MW en el 4.5% del tiempo.
- La energía solar puede presentar rampas de +/- 50% en un intervalo de tiempo entre 30 y 90 segundos, que corresponden aproximadamente a rampas de 1.000 MW en el amanecer y el anochecer.

La utilización de las energías renovables tiene los siguientes impactos en el mercado:

- El mercado está altamente protegido a través de contratos de generación.
- Hasta cierto punto, los generadores contratados no son compensados a través de los precios del mercado y ellos se mantienen en el mercado mayorista a través de pagos contractuales, llamados también “ajustes globales” o “beneficios provinciales”.
- Debido a que los pagos por contratos son más altos que los precios históricos del mercado, todos los costos de la energía se han elevado, aunque los precios del mercado han caído.
- Actualmente los ajustes globales no son transparentes. Para consumidores mayoristas, se calculan mensualmente y se agregan a la factura a pro-rata de los MWh consumidos. Para los consumidores residenciales, se estiman en la tarifa regulada y se ajustan cada 6 meses.
- En el año 2009, los ajustes globales y el precio de cierre del mercado representó 50% del total para cada uno de ellos. Si los precios del mercado se mantienen iguales a los del año 2009, toda la generación solar y eólica recientemente contratada requerirá \$1.100 millones de dólares para los ajustes globales.
- La adición de miles de MW en energías renovables va a deprimir los precios del mercado y a incrementar los ajustes globales.

2.6 Implicaciones del precio de emisiones en los mercados eléctricos

Alberta (MSA) tiene en la actualidad 629 MW de generación eólica y está desarrollando 1.000 MW adicionales para el 2010. El costo de la nueva generación es de US\$1.700/kW, lo cual significa un precio de energía de US\$65/MWh, cuando en la actualidad el precio del mercado está entre US\$45 y US\$60/MWh, requiriendo por tanto un subsidio federal de US\$10/MWh.

Alberta que hoy emite más de 100.000 toneladas de gases de invernadero por año, tiene el compromiso de reducir las emisiones 12% anualmente, mediante créditos de energía verde (eólica) y pagando a los granjeros por no cultivar la tierra, lo cual tiene un costo valorado de US\$15/ton o US\$10/MWh.

Para que el gobierno de Canadá alcance las metas que se ha propuesto en reducción de emisiones en el año 2020, se requerirá que los precios de la electricidad se aumenten en más del 100% con respecto a los niveles de hoy en día.

2.7 Transacciones Financieras y de Futuros en Mercados Mayoristas de Electricidad – Midwest USA (MISO)

Existen dos áreas claves de los mercados mayoristas del MISO, donde los jugadores financieros son activos:

- Mercados virtuales (día-adelantado)
- Mercados financieros de derechos de transmisión – FTR (estacionales y mensuales)

La regla principal de los jugadores financieros en los mercados mayoristas de electricidad es arbitrar varios tipos de diferencias de precios. Los efectos de esta actividad de arbitraje generalmente aumentan la eficiencia económica. La liquidez financiera que proveen los jugadores financieros también ayuda a asegurar que los precios sean eficientes y competitivos. Los jugadores financieros también desempeñan un papel clave en los mercados forward.

Los negocios virtuales comprenden las compras y ventas de energía diarias en el mercado de día-adelantado, que no están asociados con la carga física o los recursos físicos. Las transacciones virtuales programadas en el mercado de día-adelantado se liquidan en el de tiempo-real. Si un negociador virtual tiene expectativas que los precios

del mercado de día-anticipado sean más altos que los de tiempo real, él venderá virtualmente en el mercado de día-anticipado y comprará en el de tiempo-real y viceversa.

Los negocios virtuales permiten a los jugadores financieros arbitrar los precios en los mercados de día-adelantado y de tiempo-real. Cuando los negociadores virtuales obtienen lucro, hacen que los precios de día-anticipado y de tiempo-real converjan. La convergencia es vital porque el mercado de día-anticipado coordina el despacho de generación y tiene en cuenta la mayoría de las transacciones de corto plazo en los mercados RTO – “Regional Transmission Organizations”. La liquidez en el mercado de día-anticipado que proveen los virtuales, también tiende a mitigar los intentos de elevar precios por retención de suministro o a reducir precios bajo compras inferiores.

En mercados líquidos con buen funcionamiento, las utilidades de arbitraje disponibles deberían ser relativamente bajas. El lucro ha tendido a ser inversamente correlacionado con la liquidez. Los virtuales pueden ser usados para intentar manipular los precios del mercado de día-anticipado, pero esto es mitigado por la liquidez general del mercado y esta conducta se monitorea.

2.7.1 Congestión de Transmisión y Mercados FTR

Los derechos financieros de transmisión – FTR, son instrumentos financieros que titulan al poseedor, la diferencia de precios de congestión entre dos puntos, en el mercado de día-anticipado. Por lo tanto, los precios del FTR reflejan las expectativas de congestión en el mercado de día-anticipado.

Cada operador independiente de mercado tiene reglas específicas para subastar los FTRs, pero en el MISO ellos se venden estacionalmente y mensualmente. Las subastas que ocurren próximas a la fecha de iniciación del contrato, tienden a reflejar más exactamente la congestión que las subastas que ocurren con mayor anticipación.

Los jugadores financieros desempeñan un papel clave para asegurar que los precios del FTR reflejen su valor (eg., titulación de las rentas de congestión). Cuando los jugadores financieros obtienen utilidades en la compra de FTRs, ellos hacen que los precios de los FTRs converjan al valor verdadero. Al igual que los virtuales, cuando la liquidez en el mercado de FTRs se aumenta, las utilidades del arbitraje deberían decrecer.

2.7.2 Monitoreo de Contratos Financieros y de Futuros

El monitoreo de los mercados forward está fuera del cubrimiento de los monitores del mercado eléctrico. Un mercado spot horario competitivo disciplinará los mercados forward y de futuros, tanto como los participantes del mercado puedan entrar y salir al arbitraje entre mercados. Por lo tanto, el monitoreo del poder de mercado en estos mercados, típicamente es mucho menos importante que el monitoreo de los mercados físicos. Sin embargo, la identificación de las barreras para entrar o negociar puede ser valiosa. Un funcionamiento pobre de los mercados forward puede elevar los costos y los riesgos de los participantes del mercado. Para ambos, los generadores y los suplidores de carga a los usuarios, la contratación de forwards y futuros es utilizada para manejar sus riesgos en el mercado mayorista.

2.7.3 Uso de la información de Contratos de Futuros y Financieros

Aunque los monitores del mercado MISO no monitorean los mercados de futuros y financieros, la información de estos mercados puede ser útil (pero no necesaria). El barrido para detectar conducta de retención y manipulación en los mercados regionales (RTO), no requiere información de los contratos financieros. Tal conducta puede ser identificada porque generalmente bajo aislamiento no es rentable o es irracional. Las medidas de mitigación en el MISO (y otros mercados regionales), están basadas solamente en las premisas de a) la conducta del participante y b) el efecto del mercado, y por lo tanto no requieren un estimativo de las utilidades del participante, que pudieran requerir la información de los contratos financieros. Sin embargo, esta información puede ser crítica para la coacción de la FERC (o las comisiones de regulación), quienes podrían utilizar los estimativos del lucro para determinar la cantidad apropiada de las multas.

Aunque la información de los contratos financieros no es necesaria para los mercados regionales (RTO), es útil. Las posiciones de forwards y futuros sostenidas por un participante pueden tener un efecto sustancial sobre sus incentivos. Por ejemplo, un participante con una posición neta "larga" en un área con restricciones, que la fija contra el mercado de día-anticipado, puede tener un incentivo a retener generación o enviar ofertas de carga virtual para incrementar artificialmente los precios. Tales estrategias se pueden detectar sin enterarse de las posiciones financieras. Sin embargo, el conocimiento de las posiciones puede ayudar a confirmar los hallazgos del monitoreo, estableciendo el intento probable del participante. Adicionalmente, el conocimiento de tales posiciones puede ayudar a enfocar los recursos del monitoreo.

Por lo tanto el MISO ha trabajado con el “Intercontinental Exchange” - ICE (opera intercambios regulados, plataformas de negocios y cámaras de compensación para diferentes mercados incluyendo el de energía), para obtener información de negocios financieros y para evaluar la manipulación potencial en el pasado. El ICE en general ha sido cooperativo, aunque el MISO no tiene autoridad legal para solicitarle la producción de esos datos. La FERC también tiene datos trimestrales de contratos bilaterales, pero el MISO no ha encontrado estos datos en forma fácil de ser utilizados.

2.8 Reflexiones

- Respecto a la comparación llevada a cabo en cuanto a disponibilidad y acceso a los costos de generación para el monitoreo del mercado de electricidad, Colombia coincide con la mayoría de los monitores de mercado, donde los generadores tienen obligación de entregar los datos de costos de producción. Igualmente en cuanto a la definición y caracterización del poder de mercado, Colombia como la mayoría de los demás mercados analizados, aunque aplica las leyes generales de competencia, la regulación no incluye definiciones específicas al respecto. Además, en relación a la definición y utilización de indicadores de comportamiento de mercado, se puede afirmar que el CSMEM cuenta con la más amplia gama de indicadores evaluados en la encuesta, que incluye también aquellos considerados fundamentales en los demás mercados analizados.
- En relación a la utilización de energías renovables, la mayoría de los mercados están orientados a la energía eólica, para la cual se visualiza una expansión exponencial, pero basada fundamentalmente en subsidios directos e indirectos que terminan siendo pagados por los consumidores finales. Vale la pena mencionar que en varios mercados con una alta penetración de la energía eólica, se han realizado estimaciones del precio futuro de la energía, que alcanzan incrementos del 100% o más, en un período de 10 años, además de los subsidios nacionales y regionales contemplados en dichos mercados.
- Tanto la energía eólica como la solar presentan serias implicaciones operacionales en los sistemas de potencia involucrados, relacionadas con la predicción de los vientos y la energía producida, las rampas intempestivas por caídas y subidas de generación que acarrearán estos recursos, el agotamiento de la capacidad de regulación de frecuencia, el soporte

requerido de voltaje y potencia reactiva, la estabilidad del sistema eléctrico, etc.

- La generación eólica impacta seriamente el comportamiento de los mercados eléctricos, ya que gracias a los subsidios desplaza energía marginal más económica; así mismo, la energía eólica conlleva la presencia de precios negativos de cierre de mercado. También, al surgir nuevas necesidades de reservas operativas de arranque rápido y para regulación, se requiere su consideración en los mercados de servicios complementarios y la modificación correspondiente a las reglas de diseño del mercado. Los servicios complementarios de regulación y reservas operativas adicionales requeridos por los recursos eólicos, incrementan los costos de producción del sistema.
- La ubicación de los recursos eólicos, distante de los sitios de consumo y de la red existente, hace que los costos de transmisión se incrementen. Con el propósito de tener unos costos más eficientes de la transmisión, existe la tendencia a concentrar mayor cantidad de recursos de generación en una sola área.
- El monitoreo de los mercados financieros y de futuros está fuera del cubrimiento de los monitores del mercado eléctrico; sin embargo, la información de estos mercados, aunque no es necesaria para monitorear el mercado eléctrico, puede ser de utilidad para corroborar la manipulación del mercado eléctrico.
- Un funcionamiento deficiente de los mercados financieros puede elevar los costos y los riesgos de los participantes del mercado. Las recientes experiencias del MEM en aspectos relacionados con la alta exposición al riesgo de algunas comercializadoras, muestra la necesidad de una revisión a la regulación existente y de involucrar una supervisión financiera formal por parte de los entes correspondientes.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores, que durante los meses de marzo y abril de 2010, 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 este gráfico y en tabla No 2, la generación térmica a gas incluye también la generación con combustibles líquidos.

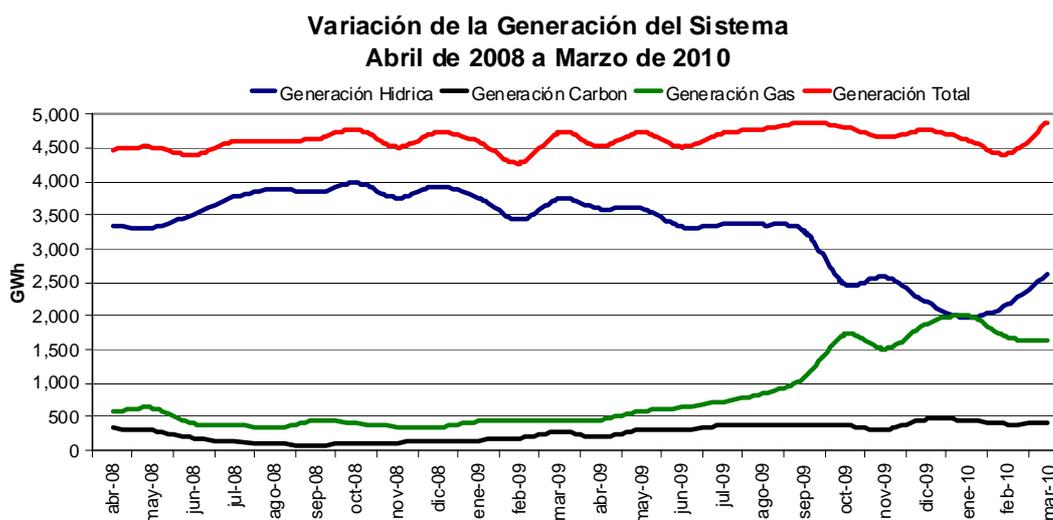


Gráfico No 1

A partir del mes de febrero la generación del SIN empezó a modificar el patrón que se presentó desde la intervención del mercado, es decir se ha incrementado la generación hidroeléctrica, reduciéndose consecuentemente la generación térmica especialmente a gas. Paralelo con el crecimiento de la demanda en el mes de marzo (7.2%) con respecto a febrero, la generación total del sistema creció 10.8%.

Tabla No 2

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	marzo-09	febrero-10	marzo-10	Variacion Febrero 10-Marzo 10	Variacion Marzo 09-Marzo 10	Variacion Ultimo Año-Marzo 10
Hídrica	2,879.74	3,749.32	2,173.51	2,629.78	20.99%	-29.86%	-8.68%
Térmica	1,595.66	722.34	2,077.00	2,060.79	-0.78%	185.29%	29.15%
Gas	1,234.72	443.52	1,680.14	1,649.75	-1.81%	271.97%	33.61%
Carbón	360.95	278.82	396.85	411.04	3.57%	47.42%	13.88%
Menores	203.48	257.98	143.62	179.55	25.02%	-30.40%	-11.76%
Cogeneradores	11.56	4.83	16.39	17.71	8.03%	266.99%	53.25%
Total	4,692.23	4,735.31	4,411.71	4,888.72	10.81%	3.24%	4.19%

3.1.2 Demanda del Sistema

El gráfico No 2 presenta la evolución de la demanda mensual del SIN durante los últimos 3 años.

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

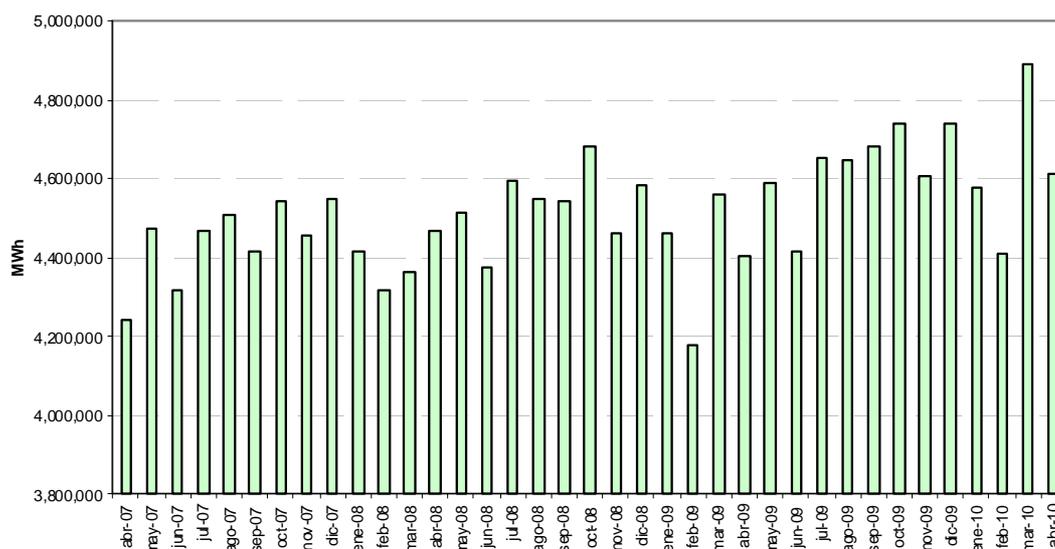


Gráfico No 2

La demanda mensual de energía continua siguiendo el patrón de comportamiento histórico. En los meses de marzo y abril el crecimiento fue de 7.2% y 4.8% respectivamente, con relación a los mismos meses del año 2009.

3.1.3 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico No 3 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

APORTES HIDRICOS AGREGADOS

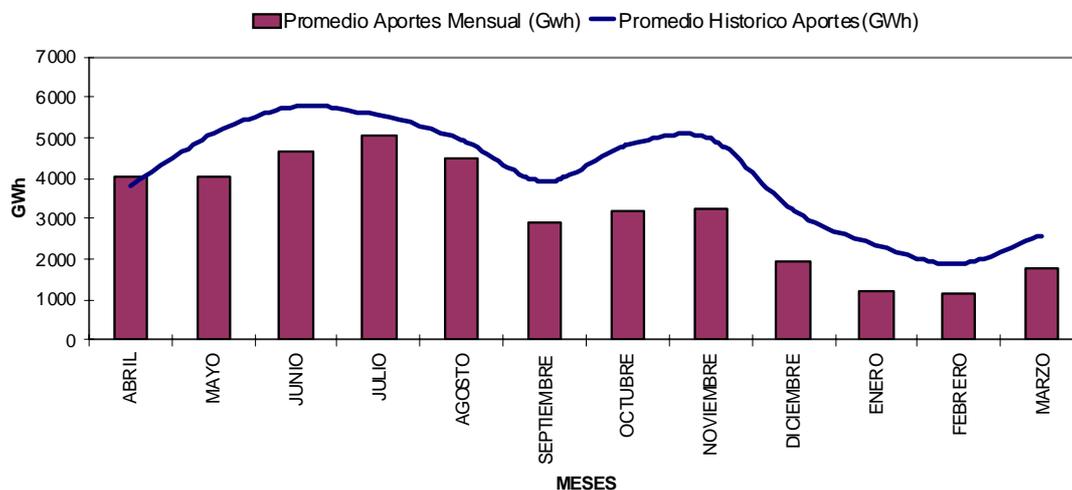


Gráfico No 3

A partir de mediados de marzo empezó a mostrarse el debilitamiento del fenómeno del Niño y aunque los aportes hídricos al sistema mejoraron con respecto a los que se venían presentando, éstos siguieron estando por debajo de la media histórica.

3.1.4 Nivel de los Embalses

El gráfico No 5 muestra que a partir de finales de marzo cuando el nivel del embalse agregado del SIN alcanzó un 40% de la capacidad útil, se empieza a observar un proceso lento pero sostenido de recuperación del nivel de embalse agregado.

En relación a los principales embalses del sistema, merece destacarse que a finales de abril, Betania se encontraba al 100% de su capacidad, Urrá en el 70%, Guatapé en el 60%, Chivor por debajo del 50% y Guavio que en marzo alcanzó a estar en el 25%, a finales de abril muestra una recuperación al 40%.

3.1.5 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 4 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 abril se recuperó parcialmente el margen de reserva que había sufrido un descenso acentuado en los meses anteriores; sin embargo, llama la atención que a finales de

abril el porcentaje de reserva del sistema era solamente del 17%. La ganancia en holgura entre oferta y demanda, no obstante, no contribuyó a una reducción sostenida en los precios de bolsa que, como se ve en el gráfico No 5, contiene dos picos pronunciados en abril.

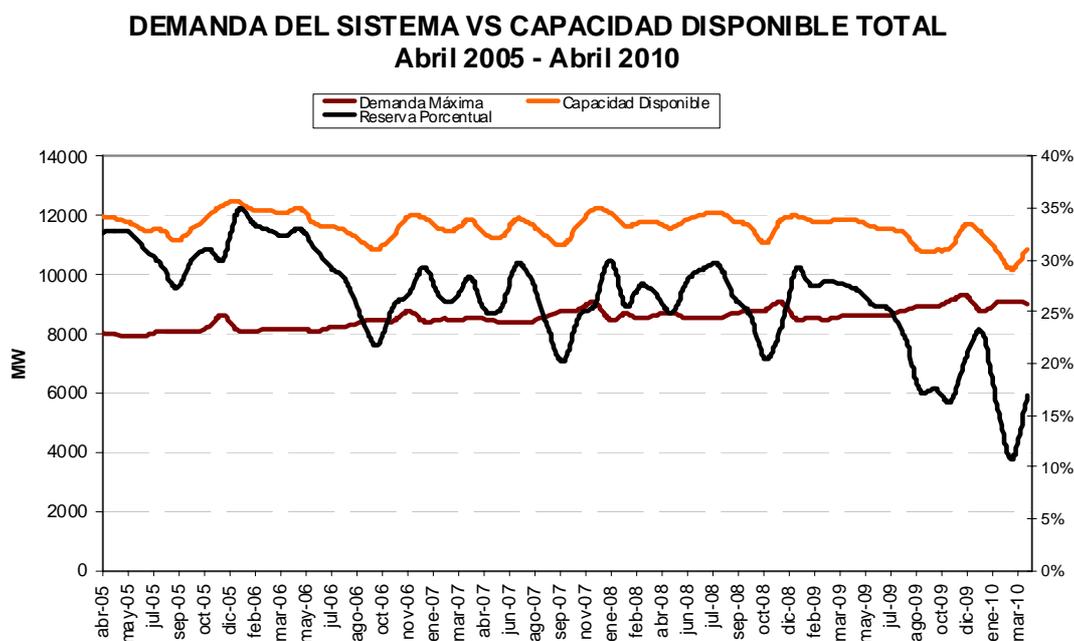


Gráfico No 4

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 5 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, no sólo se ha sostenido en niveles elevados, sino que ha mostrado una volatilidad muy grande tanto en horas de alta como de baja demanda. En las horas de carga pico de abril, el precio superó la barrera de los \$320/kWh en numerosas ocasiones; de otra parte, los precios para las horas de baja demanda estuvieron muy cercanos al precio promedio. Los precios promedio fluctuaron entre \$150/kWh y \$280/kWh, con tendencia a la baja en la última semana, como resultado del mejoramiento de las condiciones hidrológicas.

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

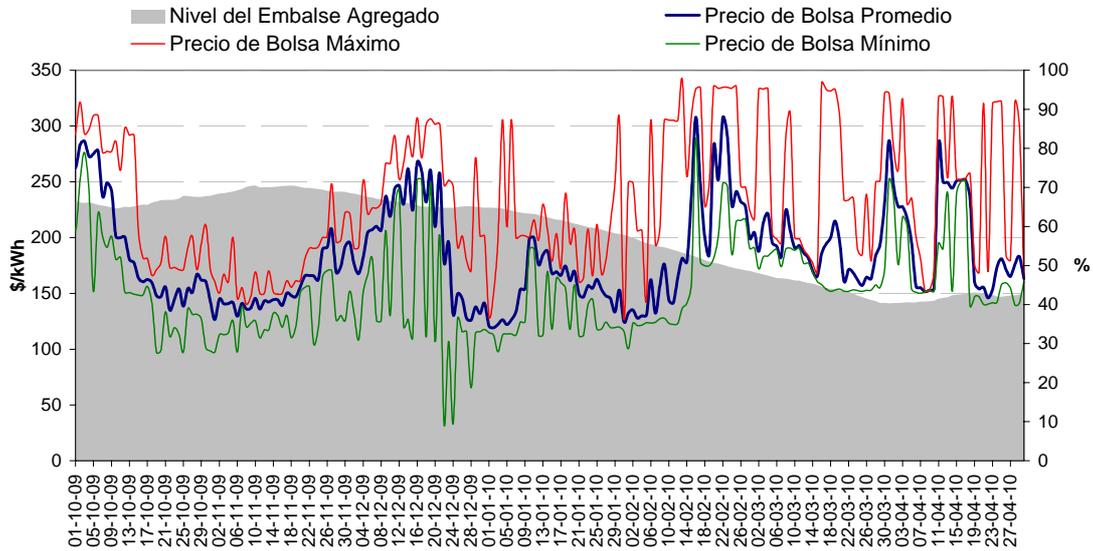


Gráfico No 5

3.2.2 Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

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

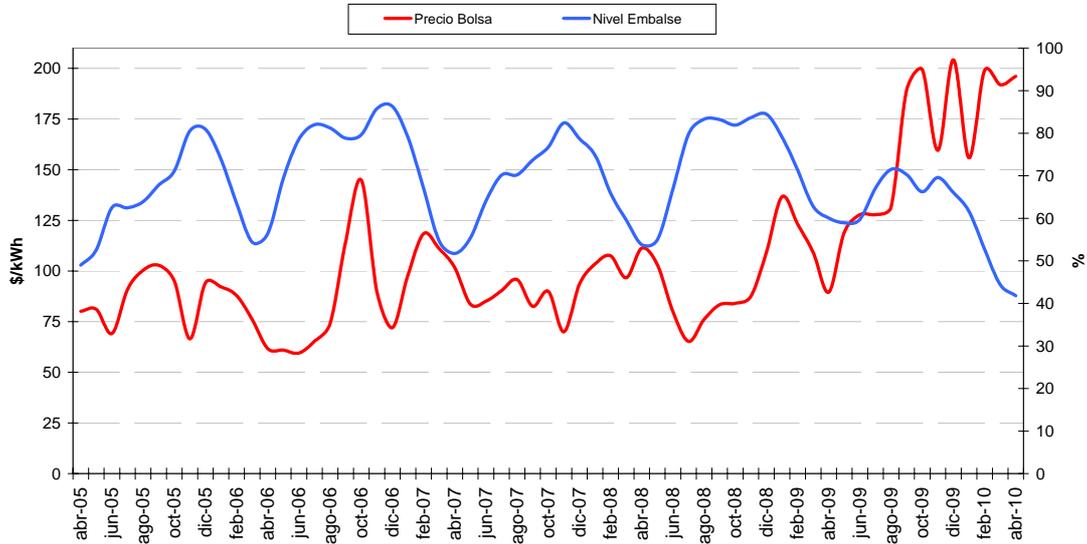


Gráfico No 6

El gráfico No 6 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.

El gráfico muestra cómo desde agosto del 2009, los precios promedios mensuales de bolsa se dispararon debido al fenómeno del Niño, estos precios altos se han mantenido oscilando entre \$160/kWh y \$210/kWh. Este comportamiento amerita un análisis más profundo, porque rompe la relación inversa que históricamente ha mostrado el precio de bolsa con el nivel de embalse agregado. Se observa, con mayor o menor intensidad, periodos en que el embalse aumenta acompañado de un alza importante en los precios de bolsa.

3.2.3 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 7 presenta los precios de bolsa diarios y los compara con los valores promedios históricos y los valores de los años anteriores, a precios constantes.

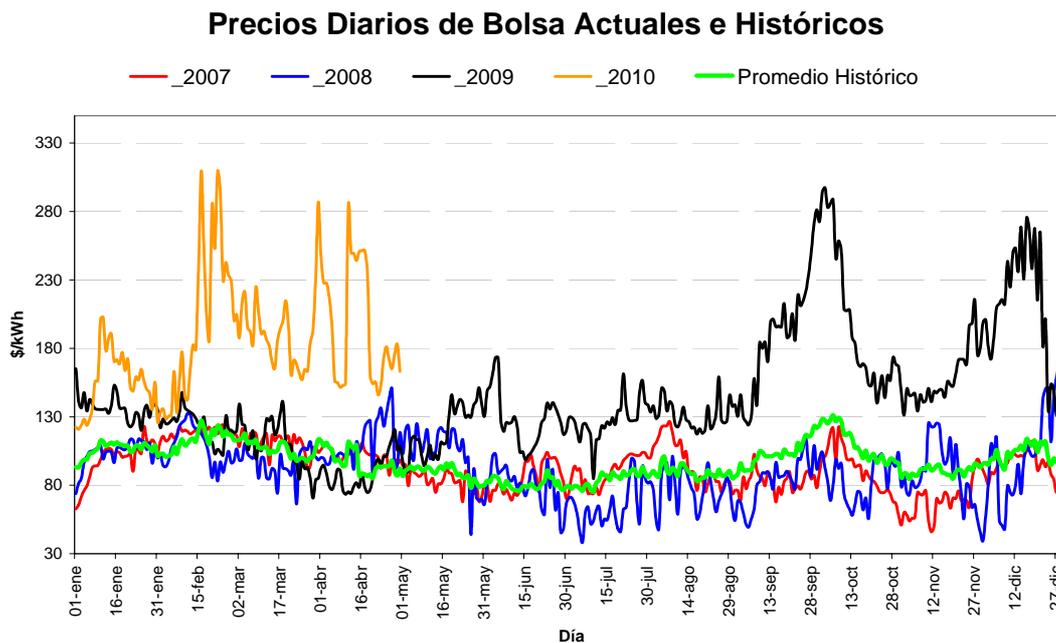


Gráfico No 7

A raíz del fenómeno del Niño, el precio mayorista de energía se ha sostenido en niveles muy por encima de la media histórica. Como dato fuera de lo previsto, las mayores lluvias de abril y la recuperación del embalse no se han reflejado en una reducción significativa del precio de bolsa.

De igual forma, a partir de febrero del 2010, parece existir una correspondencia entre los aumentos del precio de bolsa y los ajustes regulatorios que ocurrieron en ese momento (precio de reconciliaciones positivas para hidráulicas, precios de inflexibilidades térmicas, compra de energía hidráulica correspondiente a reconciliaciones negativas).

En efecto, la resolución CREG 010 de 2010 establece la posibilidad que el mercado adquiera energía hidráulica desplazada por la energía térmica forzada, a plantas que ofrecen tales recursos a precios muy bajos, para desembalsarla en un futuro cuando el precio en la bolsa aumente. Esta medida se adoptó para evitar que los embalses ofertaran artificialmente precios bajos, buscando obtener ganancias en el mercado de reconciliaciones negativas. Con la resolución anterior se elevaron las ofertas de varias de las plantas hidráulicas, lo que incidió en un aumento generalizado del precio de bolsa, también posiblemente reflejando los costos de oportunidad de los recursos hidráulicos y las expectativas de una próxima finalización del Niño.

3.2.4 Distribución del Precio de Bolsa

El grafico No 8 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kWh, para los últimos cuatro meses.

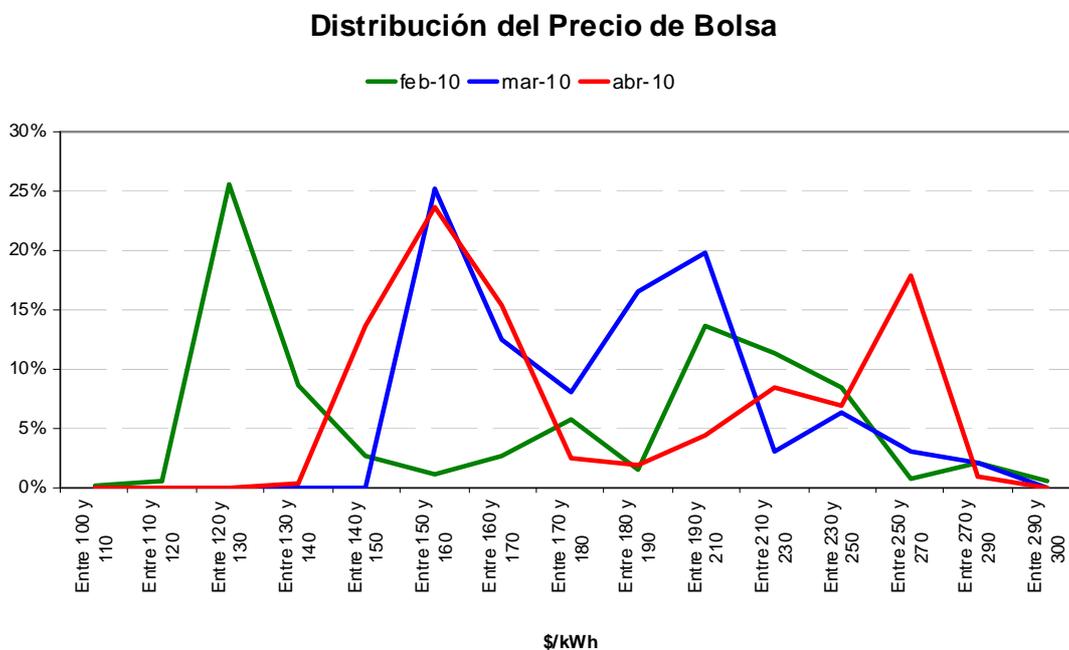


Gráfico No 8

Se observa como en abril todos los precios de bolsa fueron superiores a \$140/kWh. La distribución de precios presentó dos centros modales en \$160 y \$260/kWh. Para horas de alta demanda, los precios se concentraron en el rango de \$230 y \$290/kWh.

3.2.5 Precio de Bolsa Máximo Diario vs Precio de Escasez

El gráfico No 9 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 el periodo noviembre 1 de 2009 a abril 15 de 2010.

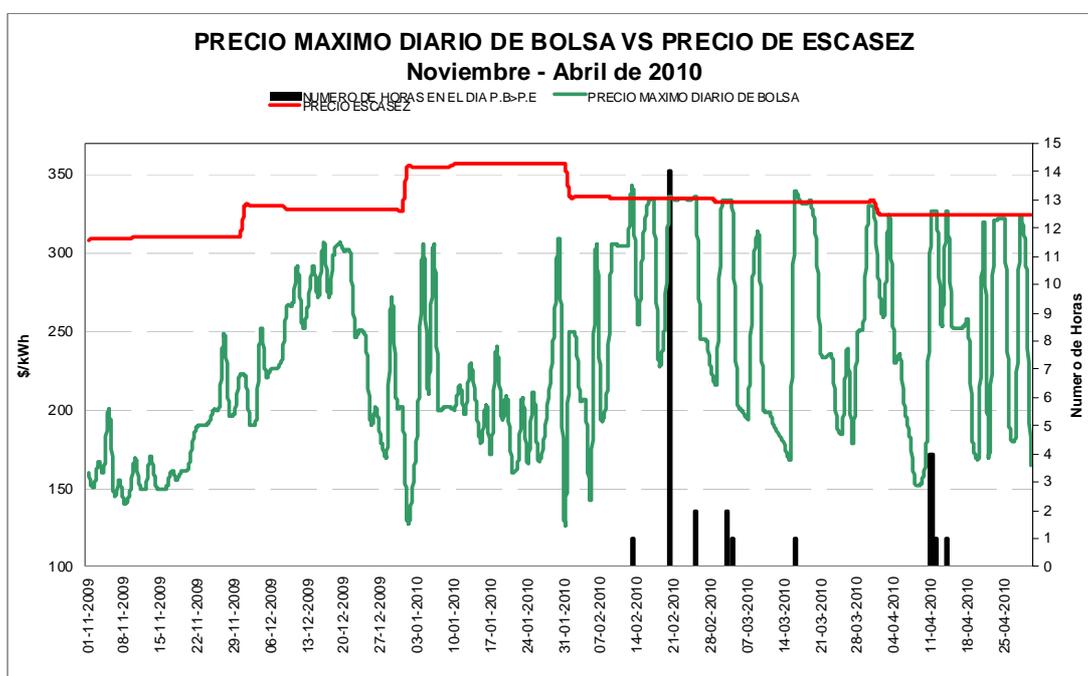


Gráfico No 9

En el 2009 el precio de bolsa superó el precio de escasez solamente en un par de ocasiones esporádicas. Ahora bien, en el 2010 a partir del 13 de febrero, esta situación se ha presentado en 9 días y ha tenido duraciones en general de una o dos horas, con excepción del 20 de febrero, cuando el precio de escasez fue superado durante 14 horas y el 11 de abril, superado durante 4 horas. Esta situación está reflejando las condiciones energéticas del momento en cuanto a su escasez y dando las señales adecuadas para que los agentes respondan por sus obligaciones de energía firme, comprometidas a través del cargo por confiabilidad.

3.2.6 Precio de Bolsa Mensual vs Precio del Gas Natural

El gráfico No 10 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa y el precio promedio mensual del gas natural Guajira en US\$/MBTU.

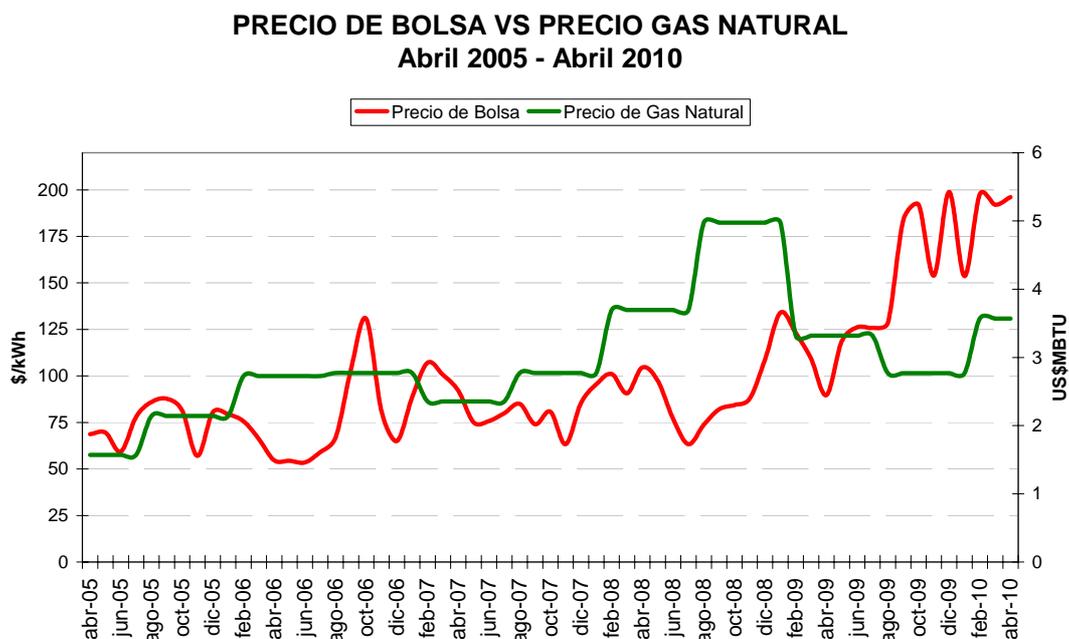


Gráfico No 10

Tal como ocurrió con el nivel del embalse agregado, en este caso y también influido por el fenómeno del Niño, el precio de bolsa se desvinculó del precio del gas natural. Sin embargo, el incremento del precio de bolsa durante los últimos tres meses, posiblemente refleja los costos de oportunidad de los recursos hidráulicos y de alguna manera como lo muestra el gráfico, el incremento del precio del gas natural.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 11 presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del
Precio de Bolsa
Mayo 2009 de 2009 a Abril de 2010**

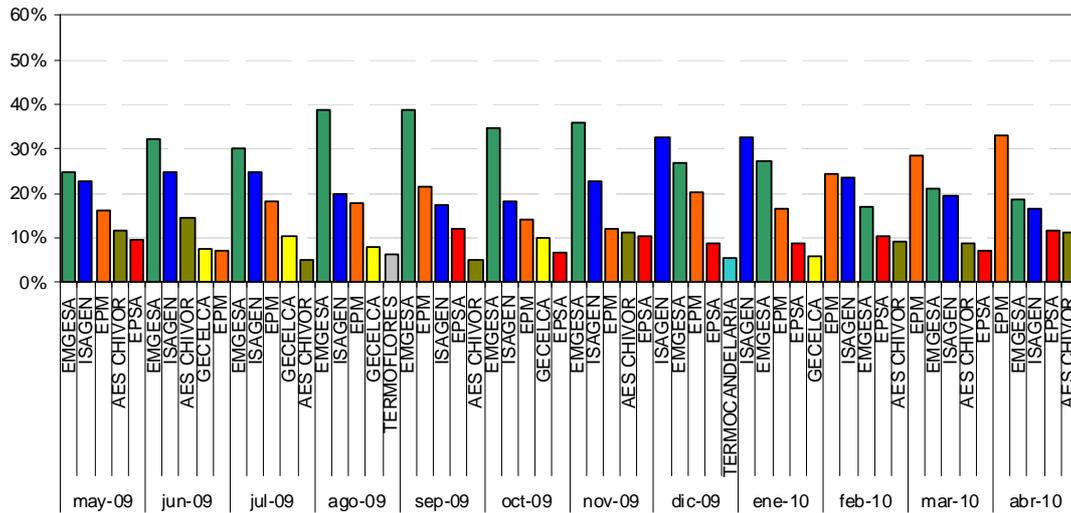


Gráfico No 11

En abril la participación de cada agente en la definición del precio de bolsa fue liderada por Epm el 33% del tiempo, seguida por Emgеса 19%, Isagen 17%, Epsa 12% y Chivor 11%, marcando estos cinco agentes el precio de bolsa durante el 92% del tiempo.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 12 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.

El liderazgo de Epm en el mes de abril se explica por el papel que desempeñó Guadalupe-Troneras en la fijación de precios en todos los periodos de demanda y Guatapé en las horas de baja y media demanda.

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

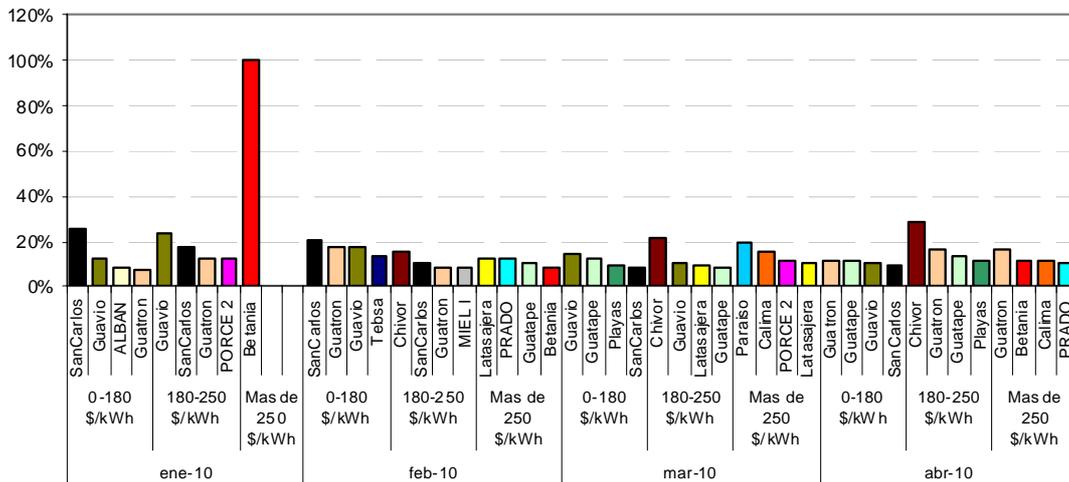


Gráfico No 12

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 para el mes de abril 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 que durante todo el periodo del Niño han presentado ofertas a niveles estables y presumiblemente, cercanas a sus costos marginales de generación. Este comportamiento, como se ha mencionado, está asociado al reconocimiento de los costos de arranque y parada en forma independiente de la remuneración de los costos variables.

El comportamiento de las plantas hidráulicas no fue tan homogéneo durante abril. Se observan plantas como Chivor y Guatapé que mantuvieron sus ofertas alrededor del precio de mercado y otras como Guavio, Porce, Jaguas, San Carlos, Urrá y Paraíso la Guaca que mostraron fuertes oscilaciones pasando de precios muy bajos a ofertas bien por encima del precio de mercado. Probablemente, en la estrategia de oferta de estas

plantas, incidió el mencionado ajuste regulatorio que desincentiva las ofertas bajas, para capturar ingresos excepcionales en el mercado de reconciliaciones negativas.

Betania en la primera quincena del mes con un embalse de alrededor del 80%, ofertó precios entre el 100% y 250% del precio de bolsa, mientras en la segunda quincena con un embalse al 100% presentó ofertas de precios bajos.

Candelaria inició el mes ofertando próxima al precio de bolsa y las últimas dos semanas duplicó sus ofertas. TermoFlores la mayor parte del tiempo ofertó precios entre 250% y 600% del precio de bolsa que la marginaron del despacho; una tercera parte del mes hizo ofertas inferiores al precio de bolsa.

Chivor, Guavio, Betania y Jaguas presentaron en abril disponibilidades de 87%, 75%, 67% y 50% de su capacidad instalada respectivamente. De otra parte TermoCentro y TermoSierra tuvieron disponibilidades promedio inferiores al 30% y 50% de su capacidad respectivamente, mientras TermoZipa estuvo totalmente indisponible la mitad del mes.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 13 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.

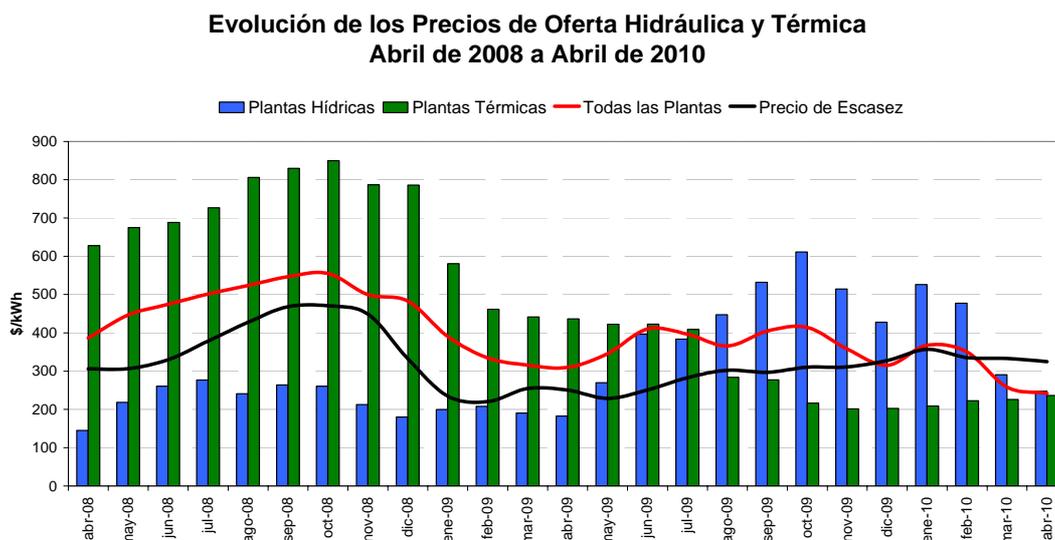


Gráfico No 13

En abril, después de presentar niveles considerablemente superiores, las ofertas de las plantas hidráulicas igualaron los niveles ofertados por las térmicas, en un nivel ligeramente superior a \$200/kWh. Debe mencionarse también, que las ofertas térmicas a partir de agosto de 2009 no contienen los costos de arranque y parada, las cuales se presentan separada e independientemente para periodos de tres meses.

3.3.5 Curvas de Oferta Promedio en Bolsa

El gráfico No 14 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.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

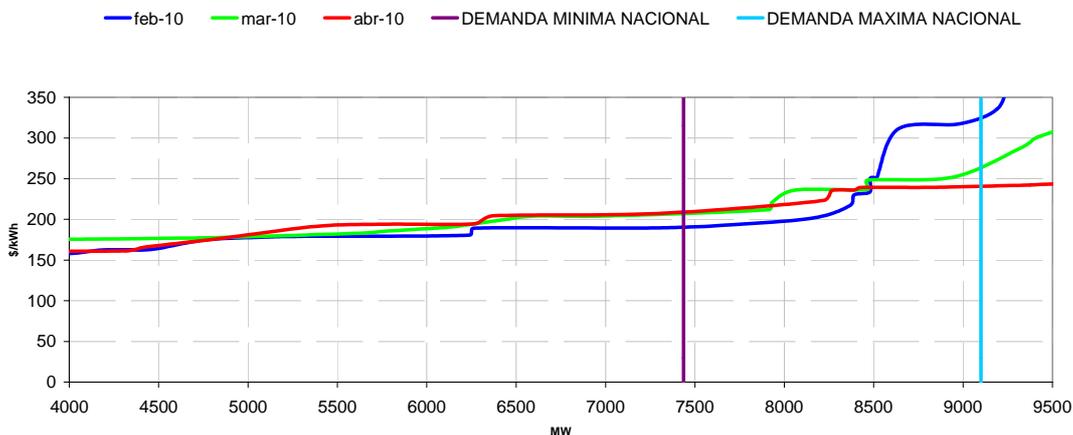


Gráfico No 14

Como consecuencia de lo anterior, la función de oferta agregada promedio de la generación eléctrica se volvió perfectamente elástica para niveles altos de demanda. En esta situación se presume una reducción del poder de mercado para las horas de alta demanda. Sin embargo, en los rangos de bajos consumos hay algunos tramos relativamente inelásticos que permitirían explotar algún poder de mercado.

3.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 15-a y 15-b presentan para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para los periodos de demanda alta y media respectivamente, en los

últimos doce meses. En este cálculo, la demanda residual excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

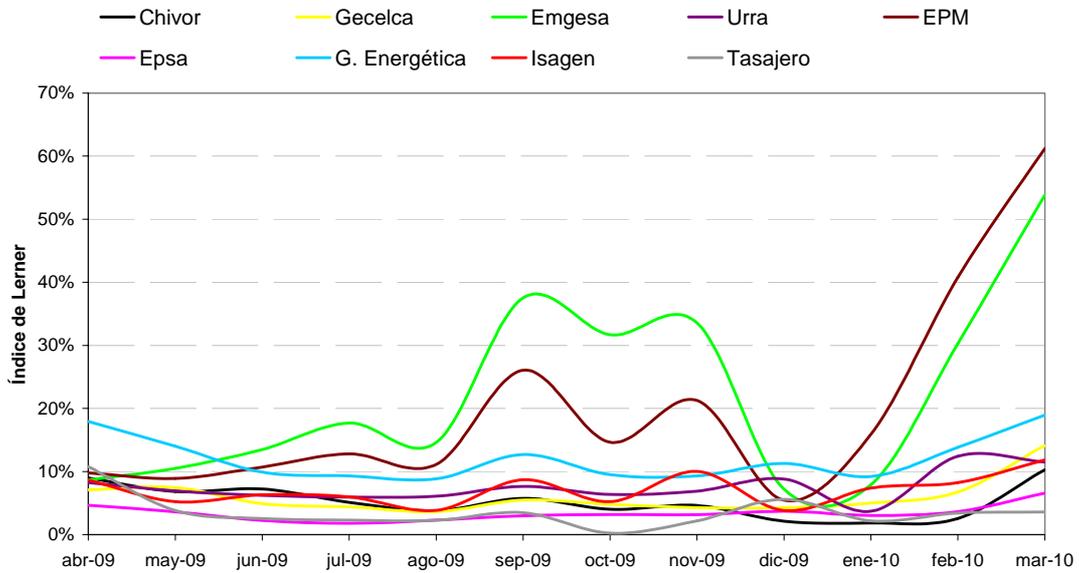


Gráfico No 15-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

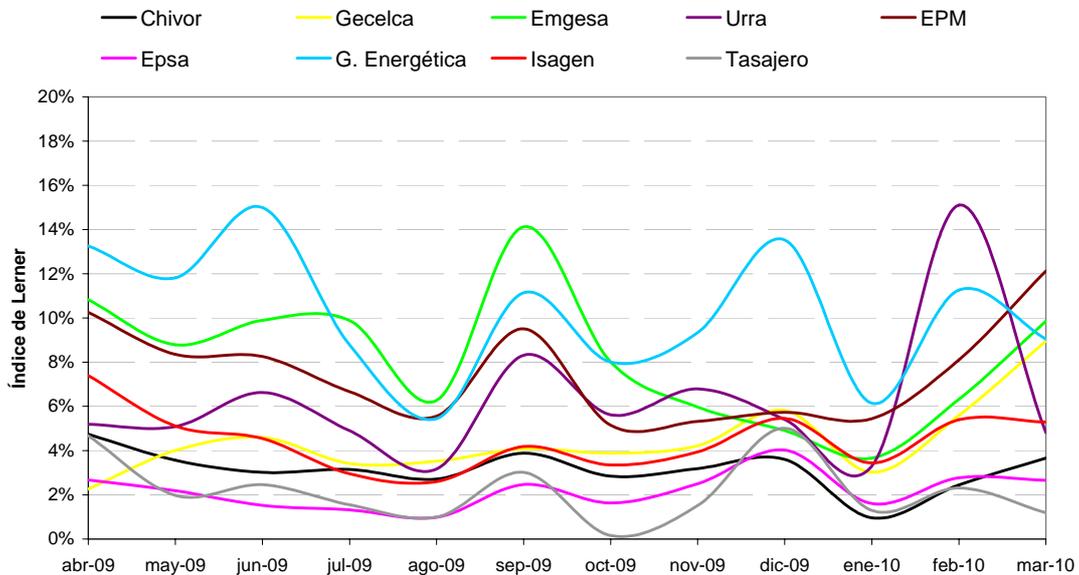


Gráfico No 15-b

Para Epm y Emgesa, a partir del mes de enero los índices de Lerner para alta demanda comienzan a crecer sostenidamente, llegando en marzo a valores de 61% y 54% respectivamente, los cuales muestran claramente un excesivo poder de mercado para estos agentes. De otra parte Gestión Energética que presentó un índice de 19%, también cuenta con un poder de mercado importante.

3.3.7 Índice Residual de Suministro

Los gráficos No 16-a y 16-b presentan, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta y media, en los últimos diez y ocho meses.

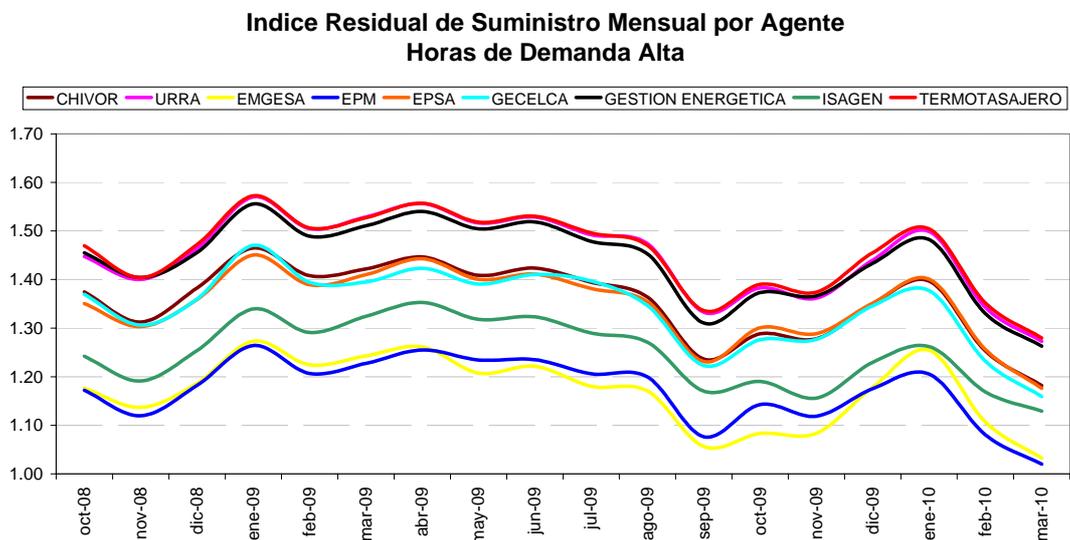


Gráfico No 16-a

En forma consistente con los índices de Lerner analizados, 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 (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.

Indice Residual de Suministro Mensual por Agente Horas de Demanda Media

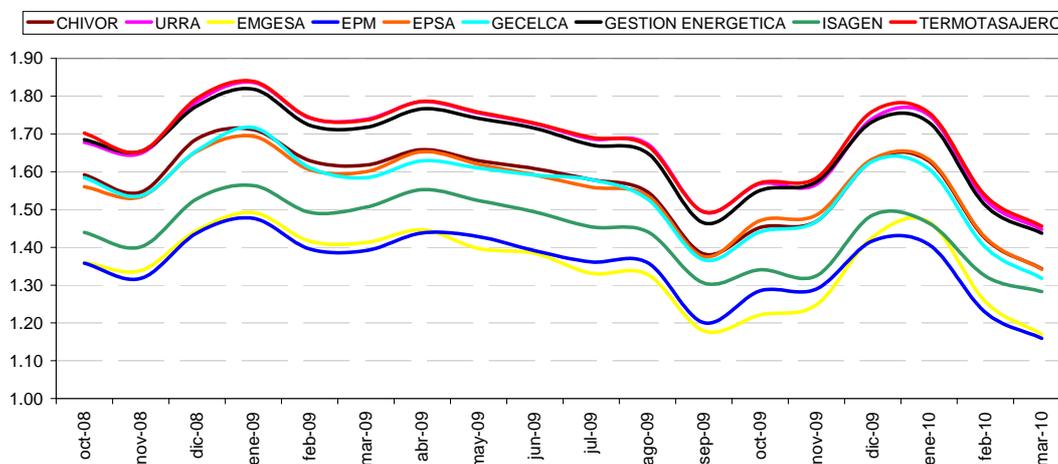


Gráfico No 16-b

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 17 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.

Precios de Reconciliaciones vs Precios de Bolsa Abril 2006 - Marzo 2010

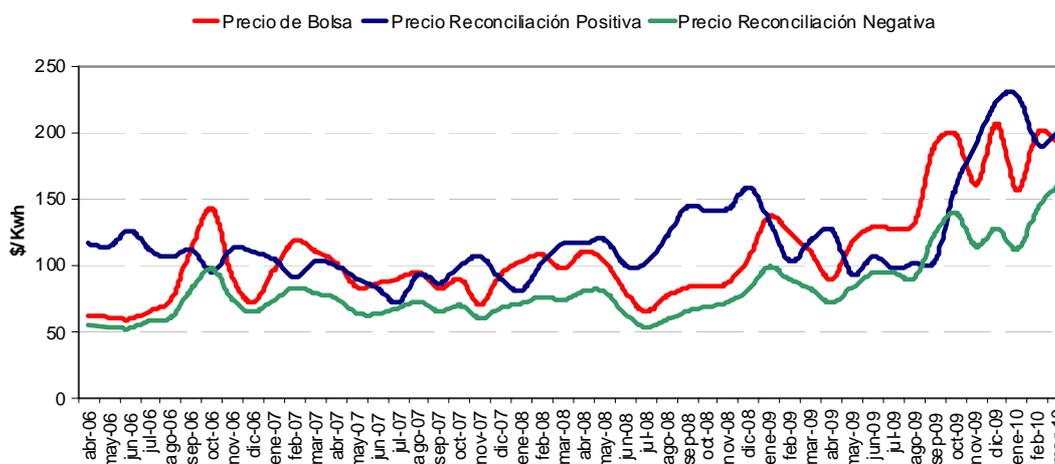


Gráfico No 17

Durante lo corrido del año 2010, el precio promedio de las reconciliaciones positivas se ha mantenido alto y cercano al 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.

3.4.2 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.

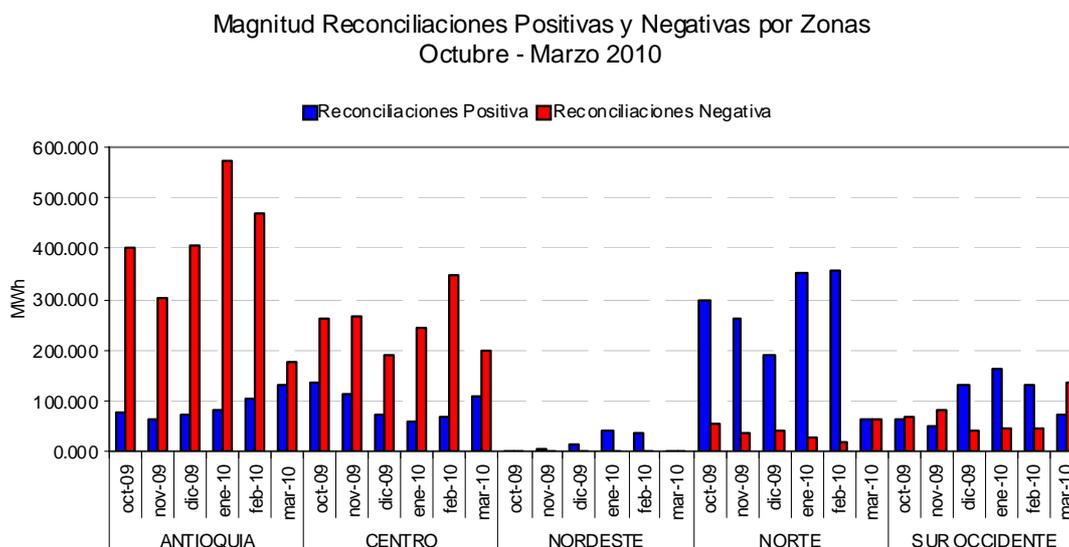


Gráfico No 18

En marzo la magnitud de las reconciliaciones positivas en las zonas Antioquia y Centro se incrementaron mientras que en la zona Suroccidente decrecieron. Por otra parte, las reconciliaciones negativas se redujeron en forma importante en Antioquia y Centro y crecieron en Suroccidente.

3.4.3 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 19 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos cuatro años.

**Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas
Abril 2006 - Marzo 2010**

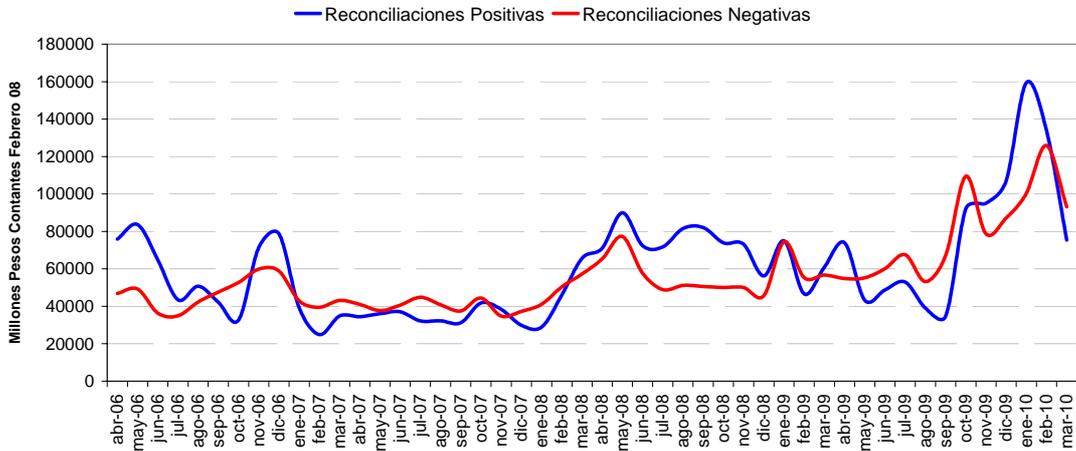


Gráfico No 19

El costo de las reconciliaciones positivas en el mes de marzo disminuyó aproximadamente en \$50.000 millones, mientras que las negativas también se redujeron en aproximadamente \$30.000.

Por otra parte el costo de las reconciliaciones negativas también se incrementó a partir de la intervención del mercado, presentando una disminución en noviembre de 2009 y volviendo a incrementarse en enero de 2010.

3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 20-a y 20-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.

Merece destacar la alta participación en las reconciliaciones positivas que ha venido presentando Termoencali desde el mes de diciembre, con una tendencia a la baja a medida que los efectos del Niño se van mitigando. De otra parte, en marzo se destaca Guavio como la planta de mayor participación en las reconciliaciones negativas.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

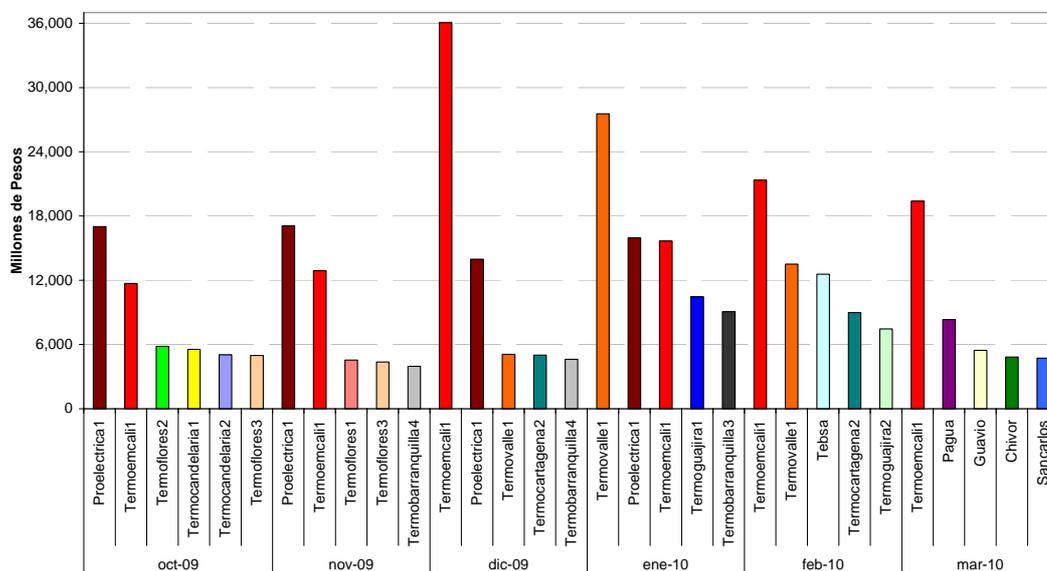


Gráfico No 20-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

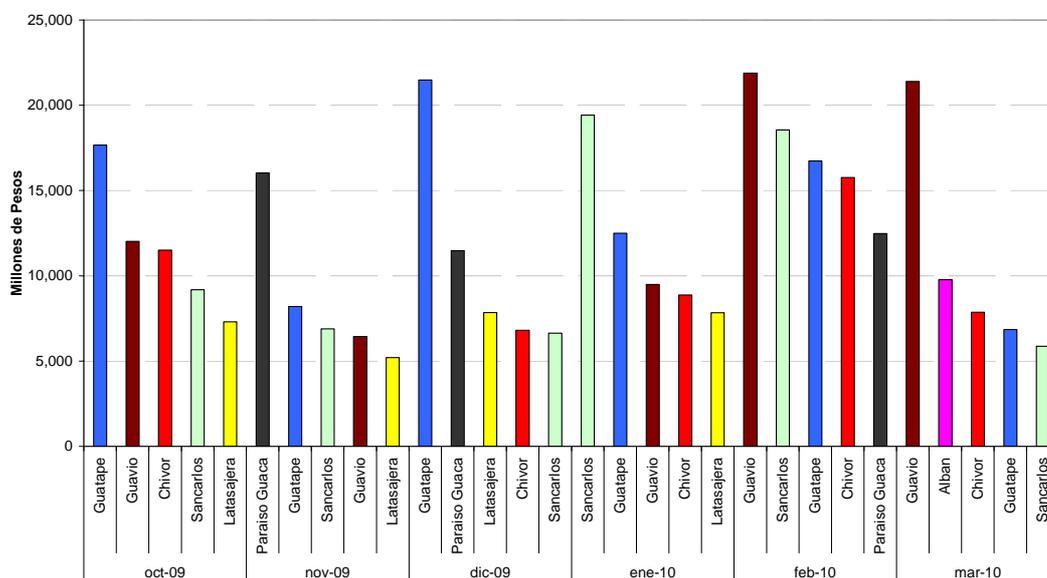


Gráfico No 20-b

3.4.5 Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito

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.

Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Octubre - Marzo 2010

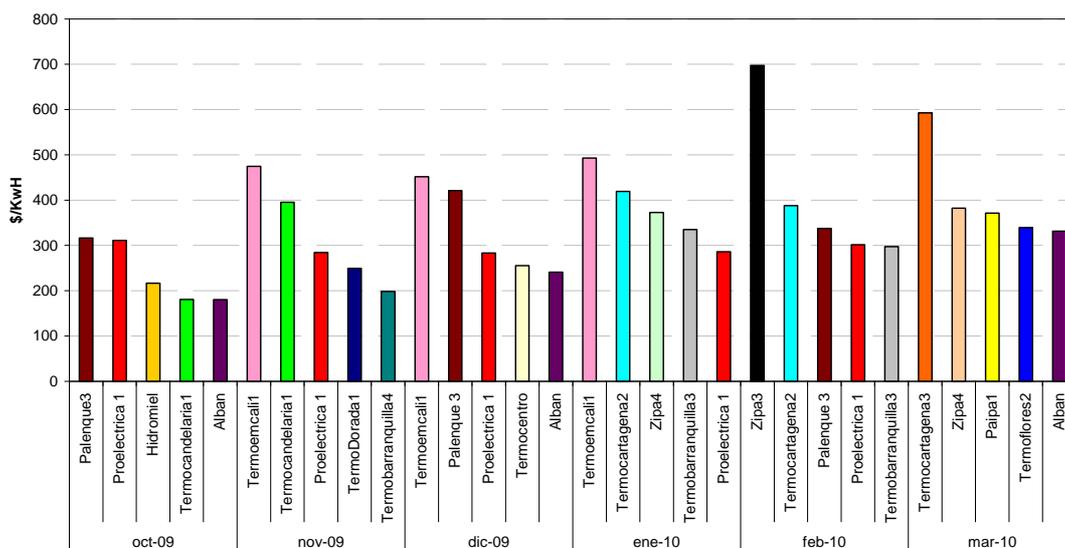


Gráfico No 21

En marzo Termo Cartagena alcanzó los \$600/kWh para la generación fuera de mérito. Con precios inferiores a los \$400/kWh estuvieron Zipa, Paipa, Flores y Alban.

3.5 Comportamiento 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.

Coherentemente con el comportamiento de los precios y el costo total de las reconciliaciones positivas y negativas, el costo total de las restricciones en el SIN a partir de enero ha venido decreciendo, alcanzando en marzo de 2010 el valor de \$25.000 millones.

**Costo Total de restricciones Para el Sistema
Julio 2007 - Marzo 2010**

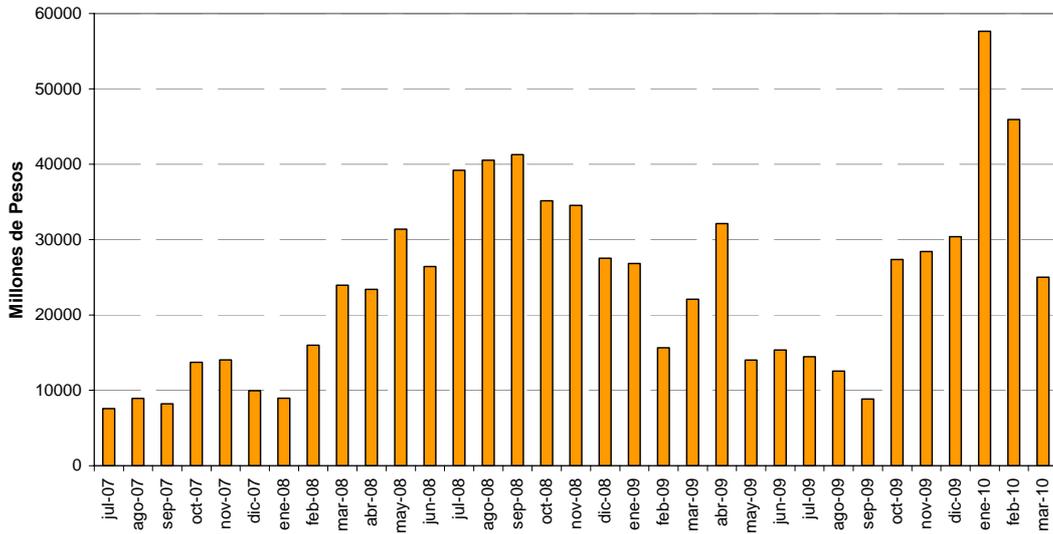


Gráfico No 22

3.5.1 Costo de Restricciones por Causa

**Costo de Restricciones por Causa
Junio 2007 a Marzo de 2010**

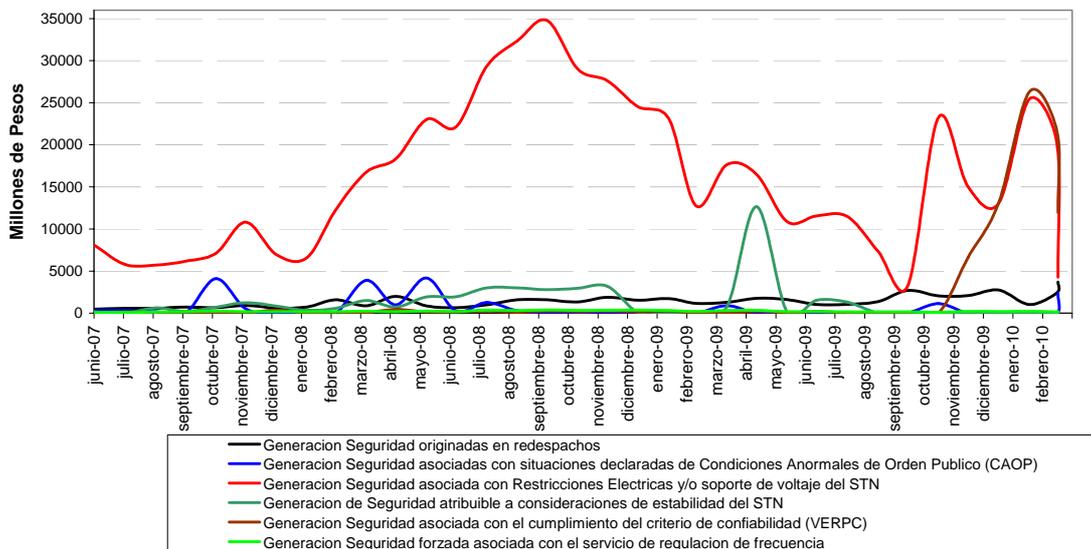


Gráfico No 23

El gráfico No 23 presenta el costo mensual de restricciones de seguridad a nivel del sistema, identificadas por tipo de causa.

La característica más importante del gráfico es la aparición a partir de octubre de 2009, de la generación de seguridad asociada con el cumplimiento del criterio de confiabilidad VERPC, correspondiente con los bajos niveles de los embalses del SIN.

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 24 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de marzo de 2010, en intervalos de \$5/kWh.

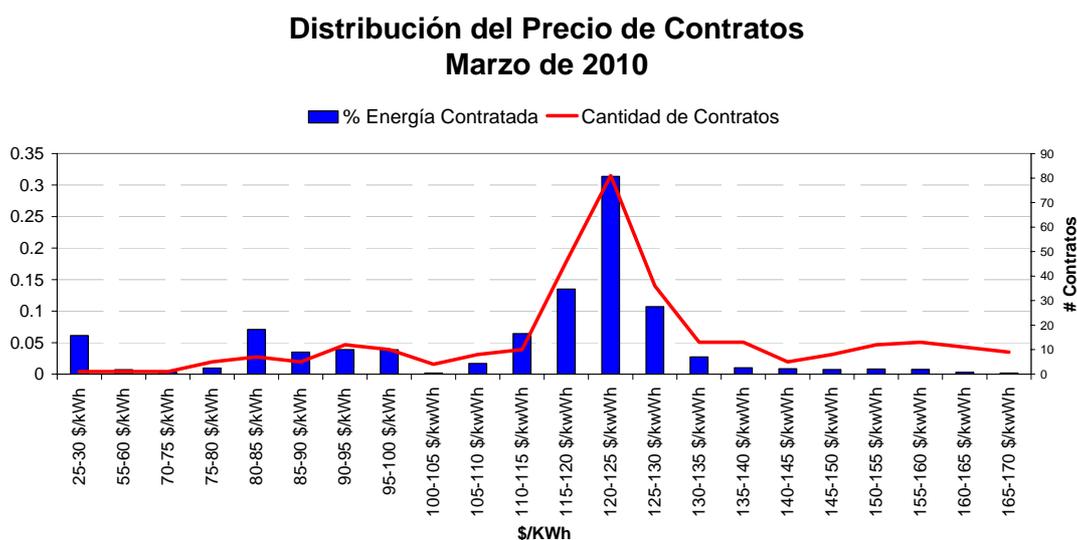


Gráfico No 24

En marzo el 32% de la energía vendida a través de contratos tuvo un precio entre \$120 y \$125/kWh. En general el mayor volumen de la energía contratada se transó a precios entre \$110 y \$135/kWh.

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Servicio de AGC por Planta

El gráfico No 25 presenta las plantas del SIN con los mayores ingresos mensuales por servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC, en el último año.

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

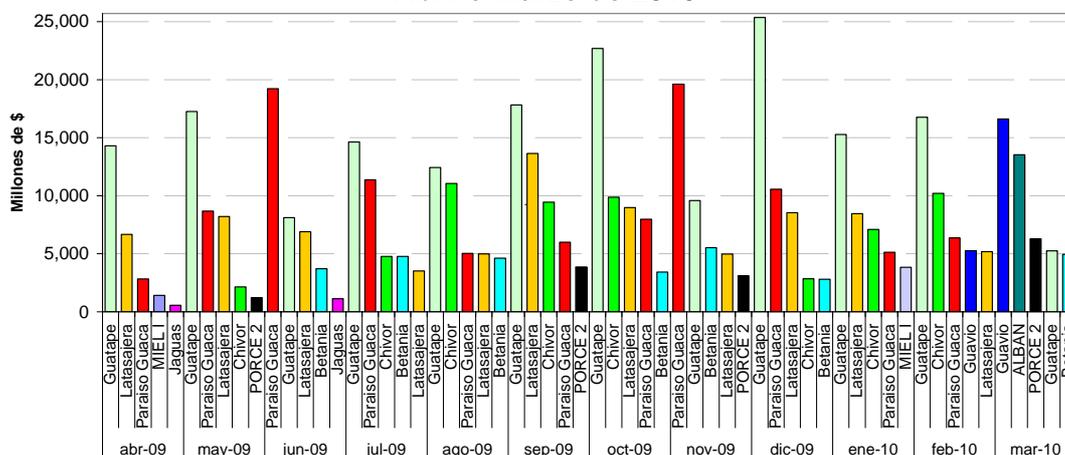


Gráfico No 25

Marzo presentó un cambio importante en las plantas con mayor participación en el servicio de regulación secundaria de frecuencia, siendo así como Guavio y Alban sustituyeron el liderazgo que tenían Guatapé, La Tasajera y Chivor. Esto a su vez hizo que a nivel de agentes, Emgesa y Epsa reemplazaran a Epm.

3.7.2 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 26 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

Se observa como a partir del mes de agosto, el costo total mensual del servicio de regulación secundaria de frecuencia ha venido aumentando, en forma consistente con el incremento de los precios de bolsa, alcanzando en marzo el máximo costo de los últimos tres años.

Valor del AGC Mensual Abril de 2007 a Marzo de 2010

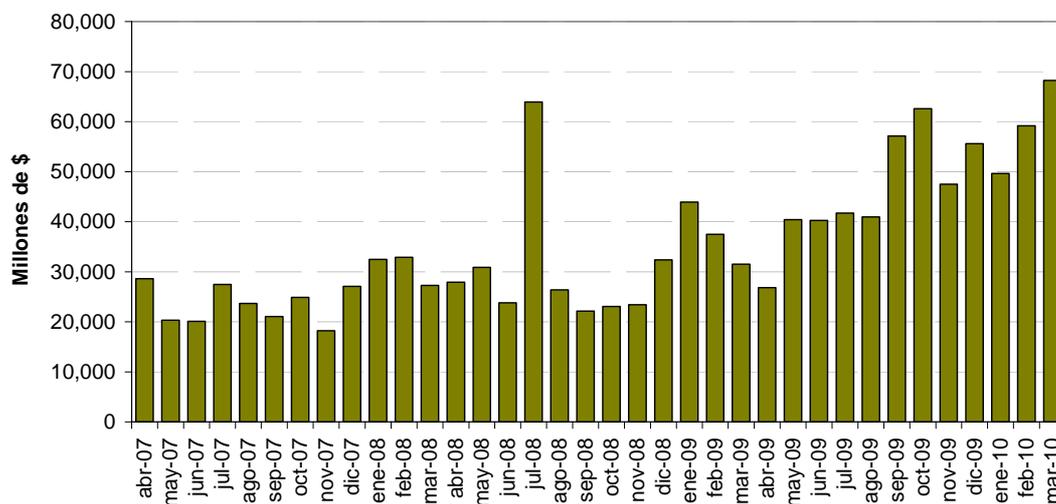


Gráfico No 26