

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 35 – 2009

APLICACIÓN SISTEMÁTICA DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DEL EJERCICIO DEL PODER DE MERCADO

ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL MEM

Preparado por:

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

Bogotá, Febrero 26 de 2009

CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN.....	4
2 APLICACIÓN SISTEMÁTICA DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA DETERMINACIÓN DEL EJERCICIO DEL PODER DE MERCADO.....	5
2.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	5
2.2 METODOLOGÍA.....	5
2.3 EJERCICIO DE PODER DE MERCADO.....	7
2.4 ANÁLISIS APLICADO AL PERIODO AGOSTO – DICIEMBRE DE 2008.....	8
2.4.1 Selección Sistemática de Casos.....	8
2.4.2 Efecto Marginal del Cambio de Oferta en el Precio de Bolsa.....	10
2.4.3 Plantas que Pudieron Haber Ejercido Poder de Mercado.....	12
2.4.4 Mayores Ganancias por Posible Ejercicio de Poder de Mercado y Sobrecosto del Mercado en la Hora.....	13
2.4.5 Mayores Ganancias por Posible Ejercicio de Poder de Mercado y Sobrecosto del Mercado en el Periodo de Demanda.....	14
3 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	17
3.1 COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	17
3.1.1 Generación del Sistema.....	17
3.1.2 Aportes Hídricos Agregados.....	17
3.1.3 Vertimientos.....	18
3.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA.....	18
3.2.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....	18
3.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos.....	19
3.2.3 Distribución del Precio de Bolsa.....	20
3.3 COMPORTAMIENTO DE OFERTAS.....	21
3.3.1 Agentes Marcadores del Precio.....	21
3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio.....	22
3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....	22
3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica.....	24
3.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio.....	25
3.3.6 Índice de Lerner.....	25
3.4 COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES.....	27
3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa.....	27
3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....	28
3.4.3 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas.....	28
3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones.....	29
3.4.5 Precio Promedio Mensual De Las Generaciones Fuera De Merito.....	30
3.5 COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	31
3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones.....	31
3.6 MERCADO DE CONTRATOS.....	32
3.6.1 Distribución del Precio de Contratos.....	32
3.6.2 Contratos Vigentes por Agente.....	33
3.7 SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	34
3.7.1 Distribución del Servicio de AGC.....	34
3.7.2 Costo mensual del servicio de RSF.....	34

Resumen Ejecutivo

Este documento en primer lugar presenta los resultados de la aplicación sistemática de la metodología propuesta para la determinación del ejercicio de poder de mercado y su cuantificación económica desde el punto de vista del agente que ejerció el poder de mercado y además los sobrecostos que dicho comportamiento le ocasionan al MEM.

Si bien la metodología utilizada fue propuesta en el informe No 32 de 2008, en este informe ha sido extendida para tener en consideración la amortiguación producida por la energía de contratos despachados y ha sido aplicada a las transacciones de Bolsa para el periodo comprendido entre Agosto 1 y Diciembre 31 de 2008. Además se pudo demostrar que inclusive en días posteriores a los domingos y festivos, el incremento en los precios de Bolsa no obedece exclusivamente al aumento de la demanda de los días laborales, sino que también puede obedecer a conductas especulativas.

Esta metodología permite contar con herramientas efectivas para fortalecer el nivel de competencia en el MEM, identificando situaciones de posible ejercicio de poder de mercado, que deberían contar con el sustento regulatorio requerido, para que la SSPD pueda con base en esta metodología ejercer las acciones del caso.

En lo que tiene que ver con el análisis de desempeño del MEM, en enero de 2009, es preocupante que a pesar de la hidrología abundante, el precio de bolsa se incrementó y estabilizó alrededor de \$130/kWh, este precio corresponde en forma aproximada a un aumento de \$50/kWh con respecto a los cinco últimos meses del 2008. Los precios elevados corresponden en buena medida a situaciones donde los generadores hidráulicos definieron el precio de bolsa.

Se observa también una reducción importante en la volatilidad de los precios de bolsa que, como se discutió en informes anteriores, alcanzo magnitudes alarmantes durante todo el 2008; no obstante, la corrección de la volatilidad parece haber respondido más a un aumento en los precios en horas de baja demanda que a una reducción en los de alta.

Emgesa retomó el liderazgo de la formación de precios con un índice de marcación del precio de bolsa de 34% del tiempo, seguido por Isagen (27%) y EPM (22%); en forma agregada estas tres empresas fijaron el precio durante el 83% del tiempo.

Las plantas térmicas solo bajaron sus ofertas esporádicamente hacia los niveles de despeje de mercado. Además de los problemas con el suministro de gas y el tema de variabilizar el costo de arranque y parada con base en un período incierto de despacho, algunas térmicas están soportando sus ofertas en costos de transporte de gas interrumpible por encima de los US10/MBTU. El CSMEM considera importante revisar la regulación en el mercado de transporte de gas no sujeto a regulación.

Es importante mencionar también que debido a la caída en el precio internacional del crudo y su incidencia en el de gas, el precio de escasez se redujo a \$250/kWh, lo cual implica que existen mayores posibilidades para que algunas plantas especialmente térmicas puedan ser llamadas a suministrar sus compromisos de energía firme.

Los índices de Lerner aumentaron en baja demanda y cayeron en demandas media y alta a niveles históricamente bajos. Para las horas de bajo consumo, el aumento del índice puede estar relacionado con la perseverancia de importantes recursos hídricos ofertando a niveles sistemáticamente elevados durante todo el mes. El CSMEM anuncia que por la modificación regulatoria que impide hacer pública la información de oferta durante un período, no presentará en adelante, estos indicadores.

Los precios de los contratos en enero se comportaron con promedio en el rango de 115 a 120 \$/kWh, correspondiendo este precio al 32% de la energía transada en contratos.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Aplicación Sistemática de la Metodología Propuesta para la Determinación del Ejercicio del Poder de Mercado, b) Análisis de desempeño del MEM.

a) Aplicación Sistemática de la Metodología Propuesta para la Determinación del Ejercicio del Poder de Mercado

Este análisis está basado en la metodología propuesta por el CSMEM en el informe No 32 de 2008, para identificar el posible ejercicio de poder de mercado que se realiza al incrementar los precios de oferta de los agentes generadores y/o reducir la disponibilidad comercial del equipo generador.

En el informe mencionado, se seleccionaron cuatro casos de estudio para ilustrar la aplicación de la metodología. En el presente análisis, sistemáticamente se hace un barrido de todos los posibles casos donde pudo haber ejercicio de poder de mercado en el periodo comprendido entre Agosto y Diciembre de 2008. Además, se incluye en el análisis la energía horaria de contratos despachados del agente en cuestión, así como el impacto económico que ocurre sobre el mercado.

b) Análisis de Desempeño del MEM

El CSMEM cuenta con alrededor de 60 indicadores diferentes 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 y el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Ahora bien, en este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merezca destacarse.

2 Aplicación Sistemática de la Metodología Propuesta para la Determinación del Ejercicio del Poder de Mercado

2.1 Fundamentos Teóricos.

Tal como se discutió en el informe No 32 del 2008, tanto en la teoría económica como en las prácticas jurídicas a nivel internacional, para determinar ejercicio de poder de mercado en el sector de generación eléctrica es necesario demostrar las siguientes tres condiciones¹:

1. El agente contaba con poder de mercado, condición que se determina a través de la estimación del índice de Lerner derivado de la curva de demanda residual.
2. El agente alteró el precio del mercado elevando su oferta por encima del costo marginal o retirando capacidad que podría haber estado disponible. Esta condición se evalúa a través del efecto marginal de la estrategia de oferta de determinado agente sobre el precio de bolsa, como la diferencia entre el precio de cierre observado en el mercado para el día y el precio que se habría obtenido si la planta bajo análisis hubiese mantenido invariable la disponibilidad y el precio ofertado el día anterior.
3. El agente obtuvo mayores ganancias por haber ejercido el poder de mercado, condición que se determina a partir del efecto marginal de la estrategia de oferta sobre el precio de bolsa y la energía despachada por el agente, excluyendo la energía de los contratos despachados del agente.

2.2 Metodología.

A continuación se presenta la metodología propuesta en el informe No 32 del 2008 para determinar la existencia del ejercicio de poder de mercado, la cual ha sido extendida para considerar la energía suministrada en contratos despachados del agente y cuantificar el efecto que la estrategia de oferta de precios produce sobre el mercado.

¹ Esta sección se basa en el texto de Steven Stoft (2002) "Power System Economics; Designing Markets for Electricity". IEE press. Una aproximación similar se empleó en el mercado mayorista de Texas.

1. Identificar los días de mayor crecimiento en los precios durante el mes. Puesto que los fines de semana se reduce la demanda, un componente importante en el aumento de precio los lunes o días después de festivos, está asociado al aumento en la demanda. Sin embargo, se han considerado todos los días, ya que durante el estudio se determinó la existencia de incrementos sustanciales de precios en días después de festivos, no justificados solo por el aumento de la demanda.
2. Identificar las plantas cuyas estrategias de oferta puedan haber alterado el equilibrio del mercado (modificando sustancialmente su oferta de precios o reduciendo la disponibilidad comercial). Para ello se estiman los crecimientos de todas las plantas que entraron en el despacho en el día $t-1$ y se calculan los porcentajes de variación en precios y disponibilidades para el día t . Lo anterior presupone que se ordenan las plantas con base en los precios de oferta y se acumula la disponibilidad declarada hasta alcanzar la demanda real. Este análisis se lleva a cabo para 3 horas del día que representan las condiciones del mercado en horas de baja demanda (11 pm), de demanda media (12 am) y demanda alta (7 pm). Sólo se someten al análisis de ejercicio de poder de mercado las plantas que han presentado variaciones importantes en precio y/o disponibilidad.
3. Verificar si el agente contaba con poder de mercado, para ello se estima el índice de Lerner a partir de la demanda residual que enfrentaba la planta en cada una de las 3 horas analizadas del día $t-1$. El proceso se continua solo para aquellos agentes y para los periodos de demanda que se encuentre contaban con poder de mercado.
4. Calcular el efecto marginal que tuvo la estrategia del agente en el precio de cierre: para ello se simula el cierre de mercado (el precio que se obtiene cuando la disponibilidad acumulada iguala la demanda real en esa hora) con los datos de oferta de la planta bajo análisis del día $t-1$ y los datos observados en t para el resto de las plantas. El efecto marginal recoge el cambio en el precio de bolsa (entre lo observado y la simulación) y se expresa en valor absoluto (\$/Kwh) y porcentual. El efecto marginal corresponde a la distancia vertical entre las dos curvas de oferta (observada e hipotética) valorada en las cantidades efectivamente demandadas y se calcula para cada una de las horas que comprende el periodo de demanda bajo estudio: mínima, media, o máxima demanda.

5. Determinar la energía neta del agente vendida en Bolsa. Si se encontraron horas del periodo de demanda bajo estudio donde la estrategia del agente implicó un efecto marginal en el precio de cierre del mercado, la energía neta del agente vendida en Bolsa se encuentra como, la energía de todas las plantas del agente que resultaron despachadas en la hora, menos la energía suministrada en contratos del agente que resultaron despachados en la misma hora.
6. Determinar el impacto en los ingresos del agente como consecuencia del aumento en el precio de cierre: para aquellas horas donde simultáneamente existió efecto marginal en el precio de cierre y energía neta vendida en Bolsa por el agente, el ingreso adicional se calcula como el efecto marginal (valor absoluto) multiplicado por la energía neta del agente vendida en Bolsa.
7. Cuantificar el sobrecosto total en el mercado ocasionado por una planta al aplicar la estrategia de aumento en el precio de cierre. En el MEM las cantidades transadas no responden al precio de la energía (demanda inelástica) y por lo tanto el excedente se obtiene del rectángulo definido por los dos precios (el observado y el hipotético) y la energía total transada en Bolsa en cada una de las horas en que se aplicó la estrategia para ejercer poder de mercado.

2.3 Ejercicio de Poder de Mercado

Al determinar el ingreso adicional del agente como consecuencia de la estrategia de la oferta de precio (paso 6), dado que previamente se ha establecido que el agente contaba con poder de mercado y que alteró el precio del mercado elevando su oferta, se han cumplido las 3 condiciones establecidas en los fundamentos teóricos, y el ente de control puede abrir una investigación que permita descartar o validar el ejercicio del poder de mercado. Para ello se debe establecer si efectivamente existían condiciones técnicas-objetivas por las cuales la planta redujo su capacidad disponible y/o si se presentaron variaciones en los factores determinantes del costo marginal.

Es importante repetir que existen otros mecanismos para ejercer poder de mercado que no se capturan con la metodología expuesta y deben ser tratados con desarrollos metodológicos particulares. Ejemplos de estas situaciones son:

- Un agente con una sola planta hidráulica que sube el precio de oferta y se sale del orden de mérito para ser despachado. El agente no se beneficia directamente de los mayores precios que ocasionó el alza en su precio de oferta (criterio 3). No obstante, para este agente, puede ser benéfica en los días posteriores porque le permite situar ofertas competitivas a mayores niveles de equilibrio del mercado. El agua que no turbinó por elevar el precio, la puede vender a un mayor precio en los días subsiguientes.
- Un agente con varios recursos (hidráulicos y térmicos), que mantiene fuera del mercado algunos de sus recursos térmicos por períodos prolongados, con ofertas muy superiores al costo marginal. Esta estrategia desplaza a la derecha la función de oferta del mercado, elevando los precios de equilibrio en la bolsa, lo que puede aumentar la remuneración total del agente porque los mayores ingresos sobre los recursos efectivamente despachados, compensan el sacrificio en ventas por las unidades térmicas que se marginaron del mercado.
- Un agente que sube su precio de oferta produciendo efecto marginal en el precio de Bolsa, que no vende energía en Bolsa porque la cantidad de energía de sus contratos despachados es superior a la energía generada por el agente, pero que los precios pactados en sus contratos son función del precio de Bolsa.

2.4 Análisis Aplicado al Periodo Agosto – Diciembre de 2008

2.4.1 Selección Sistemática de Casos

La selección de los casos que ameritan un análisis detallado de ejercicio de poder de mercado se realizó considerando todos los días del periodo Agosto 1 a Diciembre 31 de 2008, y se escogieron aquellos donde se presentó un aumento significativo del precio promedio de bolsa con respecto al día anterior (superior al 17.5%).

En la Tabla No 1 se presenta para los casos seleccionados, el precio promedio de bolsa del día, su incremento porcentual y en \$/kWh con respecto al día anterior, los incrementos del precio de bolsa para la hora típica de los periodos de demanda baja (h 23), media (h 12) y alta (h 19). Esta tabla también muestra las plantas que fueron despachadas y que además presentaron un incremento significativo en el precio de oferta de ese día, o una disminución importante de la disponibilidad comercial ofertada.

CASOS CON INCREMENTO SIGNIFICATIVO DEL PRECIO DE BOLSA									
FECHA	PRECIO PROMEDIO BOLSA			INCREMENTO EN PRECIO \$/KWh			PLANTAS DESPACHADAS CON CAMBIO SIGNIFICATIVO		
	\$/KWh	INCREMENTO %	\$/Kwh	EN HORA TIPICA DE DEMANDA			Planta	Disp Com	Precio Of
				Baja H23	Media H12	Alta H19			
04/08/08	85,85	83,9%	39,17	22,00	53,00	114,00	San Carlos		62,0%
08/08/08	97,95	46,1%	30,90	19,00	13,00	151,00	San Carlos Betania Urra	-48,0%	37,0% 50,0%
11/08/08	87,41	53,0%	30,26	35,40	40,00		San Carlos Porce2		78,0% 81,0%
21/08/08	93,40	17,5%	13,89		30,00		Alban Guavio San Carlos	-20,0%	379,0% 42,0% 48,0%
01/09/08	67,58	28,5%	14,99	10,95	1,45	76,90	Betania		169,0%
08/09/08	78,96	28,0%	17,28	1,00	31,00	56,00	Betania Guatron Guatape	-25,0%	186,0% 56,0%
15/09/08	95,12	24,8%	18,90		11,00	116,91	Betania	-34,0%	
23/09/08	97,77	27,9%	21,35	33,50	3,00	4,88	San Carlos Alban Guatape	-25,0%	103,0% 300,0%
29/09/08	107,42	25,8%	22,06		38,00	71,04	Guavio		150,0%
07/10/08	98,98	23,1%	18,57		40,00		Porce 2 Guavio	-20,0%	192,0%
20/10/08	81,11	45,1%	25,22		27,00	75,45	Guavio San Carlos	-25,0%	47,0%
21/10/08	98,98	22,0%	17,87		10,00	61,48	Betania Alban		37,0% 77,0%
27/10/08	97,20	24,9%	19,37		25,00	46,43	Guavio Miel I		34,0% 58,0%
10/11/08	125,94	38,6%	35,07		10,00	145,69	Betania San Carlos	-25,0%	636,0%
18/11/08	115,24	14,9%	14,98		20,00	39,95	Alban		19,0%
20/11/08	110,29	23,6%	21,04	1,01	56,70		Chivor Jaguas Porce2	-50,0% -33,0%	49,0%
24/11/08	81,26	46,0%	25,61		10,00	131,48	Tasajero		74,0%
01/12/08	57,53	45,2%	17,91			168,93	Guavio		48,0%
02/12/08	80,21	39,4%	22,68		22,29		Alban Porce 2 Paraiso Guaca Paipa 4 Jaguas	-50%	41,0% 55,0% 460,0% 1465,0%
03/12/08	109,45	36,5%	29,24	2,43	145,00	27,45	Tebesa	-19%	13%
09/12/08	78,89	65,8%	31,30	1,00	20,50	247,38	Guavio Alban Guatron Guatape	-25,0%	37,0% 42,0% 51,0%
13/12/08	94,93	19,5%	15,50	12,00	25,90		San Carlos Paraiso Guaca Chivor Betania		22,0% 27,0% 34,0% 59,0%
15/12/08	96,8	32,1%	23,54	2,51	38,51	108,20	Jaguas Betania Paraiso Guaca	-33,0%	22,0% 28,0%
22/12/08	140,82	30,6%	33,03	27,50	40,50		San Carlos Salvajina Alban Porce 2	-31,0% -33,0%	38,0% 491,0%
26/12/08	144,94	30,6%	34,00	28,33	51,50	48,00	San Carlos Tasajero Urra		54,0% 70,0% 1560,0%

Tabla No 1

Es natural que posterior a un domingo o día festivo, la demanda del sistema se incremente y por tanto el precio promedio de Bolsa. En la Tabla No 1 se presentan sombreados los días posteriores a los domingos y festivos, correspondiendo ellos al 68% de los casos analizados.

2.4.2 Efecto Marginal del Cambio de Oferta en el Precio de Bolsa

La Tabla No 2 muestra para los casos seleccionados y las plantas despachadas con cambio significativo (en el precio de oferta o la disponibilidad comercial), el efecto marginal que tales cambios produjeron en el precio de bolsa de una hora seleccionada de cada periodo de demanda (baja, media, alta). ND significa que la planta no fue despachada en el periodo de demanda. También se incluye el índice de Lerner de las plantas en el periodo de demanda, estimado a partir de la curva de demanda residual del día anterior.

Demanda Baja

Carlos con el precio efectivamente ofertado

Carlos con el precio del día anterior

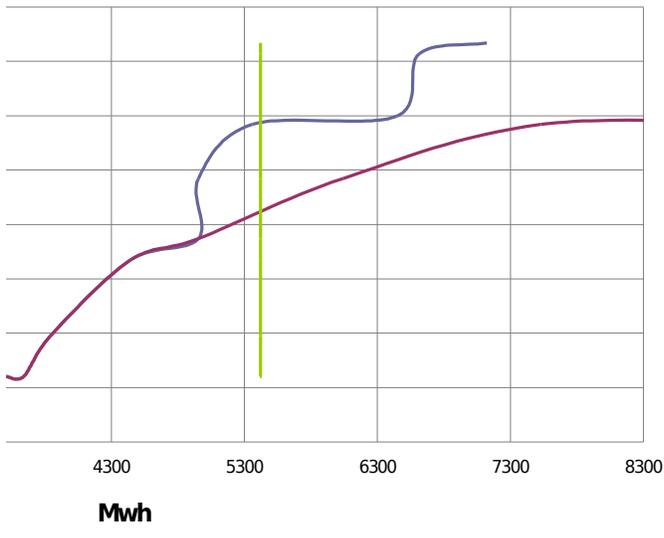


Gráfico No 1

EFECTO MARGINAL DEL CAMBIO DE OFERTA EN EL PRECIO DE BOLSA							
FECHA	PLANTAS DESPACHADAS CON CAMBIO SIGNIFICATIVO			EFECTO MARGINAL \$/KWh			Indice LERNER
	Planta	Disp Com	Precio Of	PERIODO DE DEMANDA			
				D. Baja	D. Media	D. Alta	
04/08/08	San Carlos		62,0%	22,00			56%
08/08/08	San Carlos		37,0%	19,00			75%
	Betania Urrea	-48,0%	50,0%	ND	14,00		33%
11/08/08	San Carlos		78,0%	28,00			61%
	Porce2		81,0%	ND			
21/08/08	Alban		379,0%				
	Guavio	-20,0%	42,0%		43,00		70%
	San Carlos		48,0%				
01/09/08	Betania		169,0%				
08/09/08	Betania		186,0%		18,00		63%
	Guatron		56,0%				
	Guatape	-25,0%					
15/09/08	Betania	-34,0%			ND		7%
23/09/08	San Carlos		103,0%	16,87			18%
	Alban		300,0%				
	Guatape	-25,0%					10%
29/09/08	Guavio		150,0%				
07/10/08	Porce 2		192,0%				
	Guavio	-20,0%					
20/10/08	Guavio		47,0%		25,50		11%
	San Carlos	-25,0%					
21/10/08	Betania		37,0%				
	Alban		77,0%				
27/10/08	Guavio		34,0%				
	Miel I		58,0%				
10/11/08	Betania		636,0%				
	San Carlos	-25,0%					
18/11/08	Alban		19,0%				
20/11/08	Chivor		49,0%				
	Jaguas	-50,0%					
	Porce2	-33,0%					
24/11/08	Tasajero		74,0%				
01/12/08	Guavio		48,0%				
02/12/08	Alban		41,0%				7%
	Porce 2		55,0%				7%
	Paraiso Guaca		460,0%				6%
	Paipa 4		1465,0%				7%
	Jaguas	-50%					
03/12/08	Tebsa	-19%	13%			23,6	129%
09/12/08	Guavio		37,0%				
	Alban		42,0%				
	Guatron		51,0%				
	Guatape	-25,0%					
13/12/08	San Carlos		22,0%				
	Paraiso Guaca		27,0%				
	Chivor		34,0%		30,00		17%
	Betania		59,0%				
15/12/08	Jaguas		22,0%				
	Betania		28,0%		ND		
	Paraiso Guaca	-33,0%					
22/12/08	San Carlos		38,0%	16,50			15%
	Salvajina		491,0%				
	Alban Porce 2	-31,0% -33,0%			ND		
26/12/08	San Carlos		54,0%	28,33	30,00		5%
	Tasajero		70,0%		ND		
	Urrea		1560,0%				

Tabla No 2

El efecto marginal del cambio de oferta en el precio de Bolsa se determinó tal como se describe en la metodología, simulando el cierre de mercado con los datos de oferta del día anterior de la planta bajo análisis y los datos observados en el día en cuestión para el resto de las plantas. Las funciones de oferta de las plantas versus la disponibilidad acumulada, real y simulada, permiten determinar el efecto marginal del cambio de oferta en el precio de bolsa, como la diferencia de precios entre las dos funciones para una misma demanda de energía. A manera de ejemplo de las simulaciones realizadas se muestra el gráfico No 1 correspondiente a San Carlos para el día 8 de Agosto.

De la Tabla No 2 también se puede observar que aunque existen plantas que presentaron un incremento significativo en el precio de oferta, dicho incremento no produjo ningún efecto importante en el precio de bolsa y consecuentemente tales plantas pueden ser eliminadas del análisis posterior.

De otra parte, existen plantas que si bien presentaron un efecto marginal en el precio de bolsa, su índice de Lerner estimado en el día anterior es muy bajo y en consecuencia no poseían poder de mercado y también deben ser eliminadas del análisis posterior.

2.4.3 Plantas que Pudieron Haber Ejercido Poder de Mercado

La Tabla No 3 presenta las plantas cuyo incremento en el precio de oferta implicó un efecto marginal en el precio de bolsa y además el índice de Lerner tiene un valor superior al 15%, indicando la existencia de poder de mercado de la planta en el periodo de demanda donde existe efecto marginal sobre el precio de Bolsa.

AUMENTO DE INGRESOS POR PLANTA EN UNA HORA DEL PERIODO DE DEMANDA							
FECHA	EFECTO MARGINAL DEL CAMBIO DE OFERTA EN EL PRECIO DE BOLSA \$/KWh					Energía Generada MWh	Ingreso Adicional de la Planta (\$)
	Planta	D. Baja	D. Media	D. Alta	I. Lerner		
04/08/08	San Carlos	22,00			56%	923,0	20.305.208
08/08/08	San Carlos	19,00			75%	610,0	11.590.190
	Betania	ND	14,00		33%	400,6	5.608.428
11/08/08	San Carlos	28,00			61%	885,2	24.785.208
21/08/08	Guavio		43,00		70%	798,9	34.352.098
08/09/08	Betania		18,00		63%	421,8	7.592.929
23/09/08	San Carlos	16,87			18%	990,2	14.291.592
03/12/08	Tebsa			23,6	129%	621,5	14.668.361
13/12/08	Chivor		30,00		17%	474,5	14.234.678
22/12/08	San Carlos	16,50			15%	140,4	2.317.161

Tabla No 3

En esta tabla también se muestra la cantidad de energía despachada por la planta en la hora seleccionada y el ingreso adicional de la planta debido al efecto marginal sobre el precio de Bolsa.

Sin embargo, la información de la Tabla No 3 no es concluyente debido a que para determinar el lucro es necesario considerar los siguientes aspectos:

- La energía despachada por la planta con incremento de oferta y la de todas las demás plantas despachadas que pertenecen al agente.
- La energía del agente en todos los contratos despachados en la hora correspondiente, ya que en este caso el agente no se beneficia del aumento en el precio de Bolsa, puesto que los precios de los contratos han sido acordados con anterioridad; a menos que los precios pactados en el contrato sean función del precio de Bolsa, situación que no ha sido contemplada en este análisis.
- El lucro obtenido con la energía despachada en las demás horas del periodo de demanda, en cuyo caso el efecto marginal del cambio de oferta sobre el precio de bolsa debe ser determinado con base en la demanda real de cada una de las demás horas del periodo de demanda.

2.4.4 Mayores Ganancias por Posible Ejercicio de Poder de Mercado y Sobrecosto del Mercado en la Hora

La Tabla No 4 presenta el aumento de ingresos del agente propietario de la planta, durante la hora del periodo de carga analizada. Para ello se determinó la generación del agente en todas sus plantas despachadas, la cual debe ser disminuida en la cantidad de energía correspondiente a sus contratos despachados en esa hora.

Se observa que en los nueve casos analizados, existen dos situaciones en las cuales la energía de los contratos despachados en la hora es superior a la energía generada por las plantas del agente y consecuentemente no existió lucro adicional del agente; estos casos se presentaron el 8 de Agosto y el 22 de Diciembre.

AUMENTO DE INGRESOS POR AGENTE EN UNA HORA									
FECHA	EFECTO MARGINAL DEL CAMBIO DE OFERTA EN EL PRECIO DE BOLSA \$/KWh			AGENTE PROPIETARIO DE PLANTA			MERCADO		
	Planta	D. Baja	D. Media	D. Alta	Generación MWh	Contratos D. MWh	Aumento Ingresos (\$)	T. Bolsa MWh	Sobrecosto Col \$
04/08/08	San Carlos	22,00			1.035,7	934,2	2.232.698	1.796,2	39.517.297
08/08/08	San Carlos	19,00			663,4	939,9		2.641,9	
	Betania	ND	14,00		2.217,7	1.520,1	9.766.059	2.100,7	29.410.014
11/08/08	San Carlos	28,00			1.095,1	909,7	5.189.254	2.004,3	56.121.797
21/08/08	Guavio		43,00		1.920,5	1.547,1	16.055.927	1.815,7	78.075.116
08/09/08	Betania		18,00		2.214,9	1.520,3	12.502.707	2.132,8	38.391.035
23/09/08	San Carlos	16,87			1.133,8	965,2	2.843.359	1.395,3	23.537.892
03/12/08	Tebsa			23,6	738,6	526,0	5.017.170	2.270,4	53.581.929
13/12/08	Chivor		30,00		474,5	252,8	6.650.880	2.545,5	76.366.135
22/12/08	San Carlos	16,50			717,6	838,6		1.793,4	

Tabla No 4

La Tabla No 4 también muestra el sobrecosto que significó para el mercado, el efecto marginal del cambio de oferta de la planta sobre el precio de Bolsa en la hora.

2.4.5 Mayores Ganancias por Posible Ejercicio de Poder de Mercado y Sobrecosto del Mercado en el Periodo de Demanda

La Tabla No 5 resume los más importantes resultados del análisis realizado para el periodo de demanda (baja, media o alta) donde se presentó efecto marginal sobre el precio de Bolsa. Es de anotar que los cálculos en el periodo de demanda se llevaron a cabo teniendo en cuenta la energía generada y los contratos despachados del agente en cada hora del periodo, así como el valor del efecto marginal sobre el precio de bolsa determinado en cada hora del periodo.

AUMENTO DE INGRESOS POR AGENTE EN EL PERIODO DE DEMANDA										
FECHA	EFECTO MARGINAL DEL CAMBIO DE OFERTA EN EL PRECIO DE BOLSA \$/KWh					AGENTE PROPIETARIO DE PLANTA			MERCADO	
	Planta	D. Baja	D. Media	D. Alta	I. Lerner	Generación MWh	Contratos D. MWh	Aumento Ingresos (\$)	T. Bolsa MWh	Sobrecosto Col \$
04/08/08	San Carlos	22,00			56%	2.945,4	5.235,2	2.232.698	1.796,2	39.517.297
08/08/08	San Carlos	19,00			75%	925,1	5.256,2		13.824,3	
	Betania	ND	14,00		33%	13.282,6	9.192,4	46.691.049	12.885,4	145.378.762
11/08/08	San Carlos	35,40			61%	3.436,1	4.953,3	5.189.254	12.114,2	56.121.797
21/08/08	Guavio		43,00		70%	6.629,1	9.244,6	16.055.927	10.851,3	78.075.116
08/09/08	Betania		18,00		63%	12.676,5	8.915,7	63.017.120	12.793,8	213.207.211
23/09/08	San Carlos	16,87			18%	4.396,5	5.327,8	2.843.359	8.280,9	23.537.892
03/12/08	Tebesa			23,6	129%	2.057,8	1.543,8	12.165.224	6.773,4	160.633.721
13/12/08	Chivor		30,00		17%	1.826,0	1.458,0	17.655.928	15.261,2	263.859.280
22/12/08	San Carlos	16,50			15%	3.614,6	4.442,0		10.591,7	

Tabla No 5

Merecen destacarse los siguientes aspectos:

- Aunque el lucro de un agente en el periodo de demanda osciló entre \$2.200.000 y \$63.000.000, el sobrecosto total que el posible ejercicio de poder de mercado representó para el MEM, osciló entre \$23.500.000 y \$263.800.000.
- Se presentaron dos casos en que no hubo ningún lucro económico adicional para el agente, debido a que la energía generada por el agente en cada hora del periodo fue inferior a la energía de los contratos despachados del mismo.
- Existen casos en que el lucro adicional del agente en una hora del periodo (Tabla No 4) es igual al de todo el periodo de demanda (Tabla No 5), lo cual significa que solamente se presentó lucro en una hora del periodo de demanda.
- No obstante que los resultados presentados cumplen las tres condiciones establecidas en los fundamentos teóricos (excepto los dos casos donde no hubo lucro económico adicional para el agente), la determinación de si hubo o no ejercicio del poder de mercado, requiere que el ente de control establezca si efectivamente existían condiciones técnicas-objetivas por las cuales la planta redujo su capacidad disponible y/o si se presentaron variaciones en los factores determinantes del costo marginal.
- En días posteriores a los domingos y festivos, el incremento en los precios de Bolsa no obedece exclusivamente al aumento de la demanda de los días laborales, sino que también puede obedecer a conductas especulativas.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores que tuvieron durante el mes de enero de 2009 un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

Para enero de 2009 con respecto a enero de 2008, la generación eléctrica del SIN creció 2,3%, no obstante, la generación hidráulica creció 9.4% restando espacio para la generación térmica que presentó una disminución de 28.2%. Merece destacarse además que la cogeneración para el mismo mes se incrementó en 31.0%.

3.1.2 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico número 2 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses comparados con el promedio histórico.

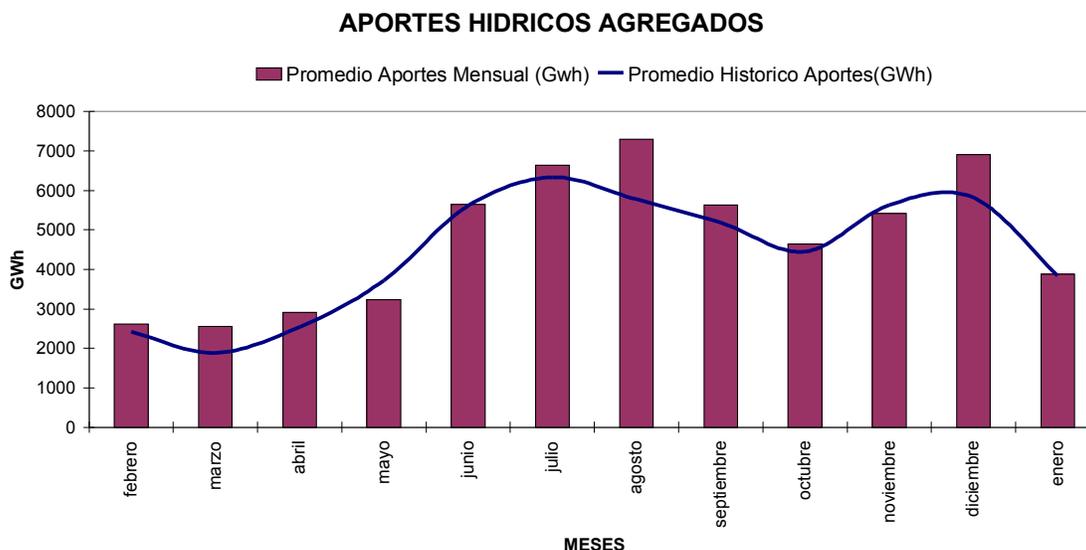


Gráfico No 2

En enero de 2009 los aportes hídricos a los embalses del SIN se mantuvieron en el mismo nivel de los registros históricos, no obstante en los meses anteriores presentaron el patrón observado en los últimos años de hidrologías superiores a los referentes históricos.

3.1.3 Vertimientos

El gráfico No 3 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

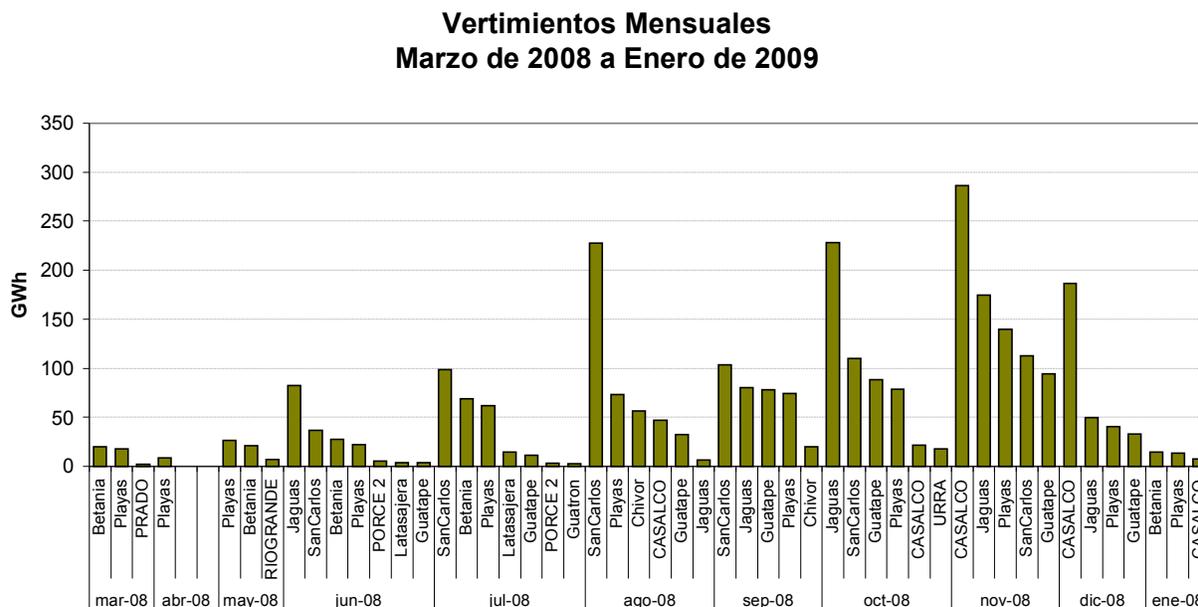


Gráfico No 3

En enero de 2009 los vertimientos en embalses se redujeron considerablemente, en forma comparativa con los ocurridos en los meses anteriores.

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 4 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.

En enero de 2009, a pesar de la hidrología relativa abundante, el precio de bolsa se estabilizó alrededor de \$130/kWh, este precio corresponde en forma aproximada a un aumento de \$50/kWh con respecto a los cinco últimos meses del 2008. Se observa una

reducción importante en la volatilidad de los precios de bolsa que, como se discutió en informes anteriores, alcanzo magnitudes alarmantes durante todo el 2008; no obstante, la corrección de la volatilidad parece haber respondido más a un aumento en los precios en horas de baja demanda que a una reducción en los de alta.

A pesar del aumento de la generación hidráulica, los abundantes aportes hidrológicos han permitido que el nivel del embalse agregado se haya mantenido alrededor del 80%.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Agosto de 2008 a Enero de 2009

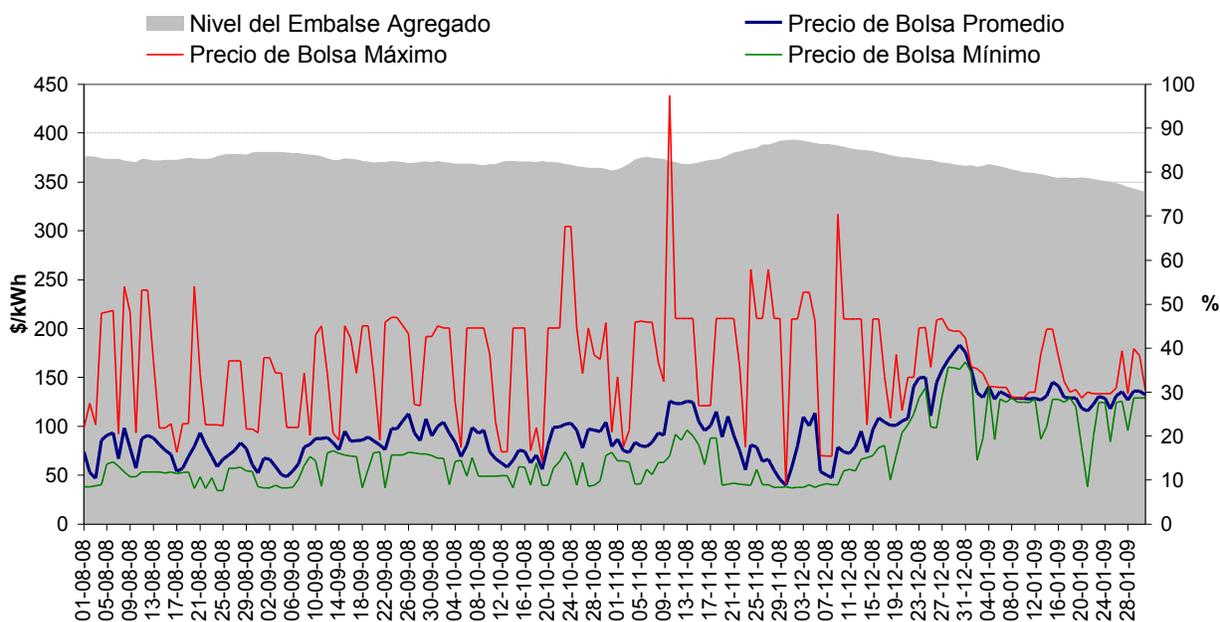


Gráfico No 4

3.2.2 Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos

El gráfico No 5 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses, y los compara para estos mismos meses, con los valores históricos, los valores del año anterior y los críticos (del Niño 2001-2002).

Los precios de bolsa durante enero de 2009 presentaron un aumento de \$25/kWh con respecto a los precios de enero de 2008 y se situaron sistemáticamente por encima de los referentes históricos, incluidos los correspondientes al Niño del 2001.

Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos

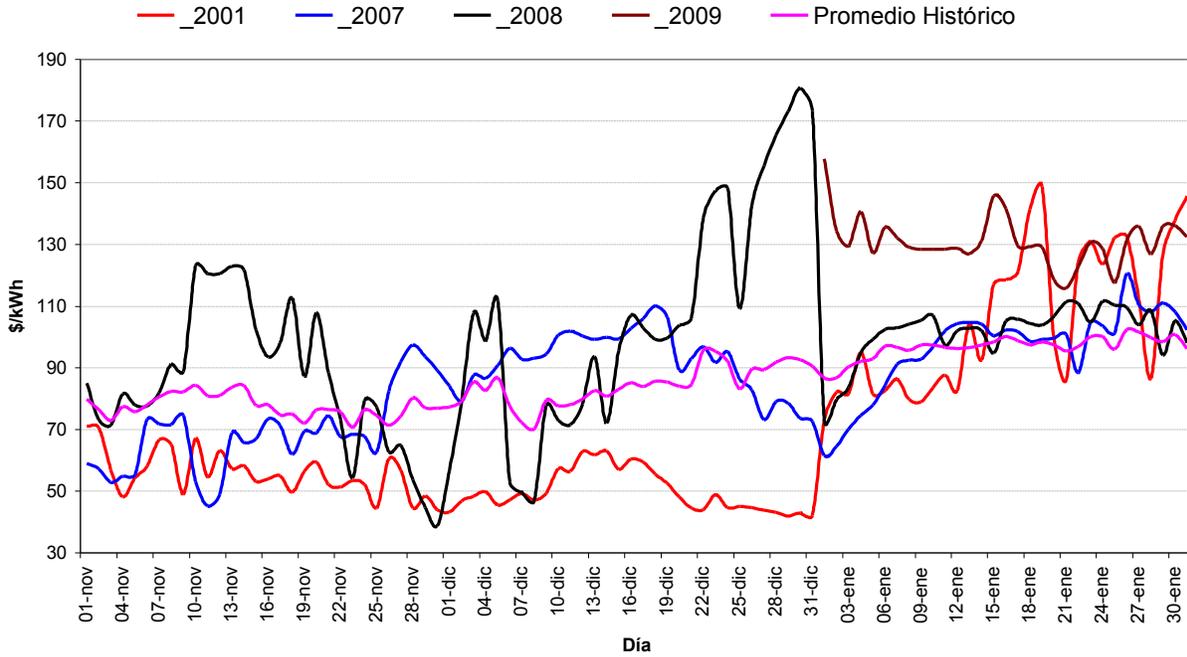


Gráfico No 5

3.2.3 Distribución del Precio de Bolsa

Distribución del Precio de Bolsa

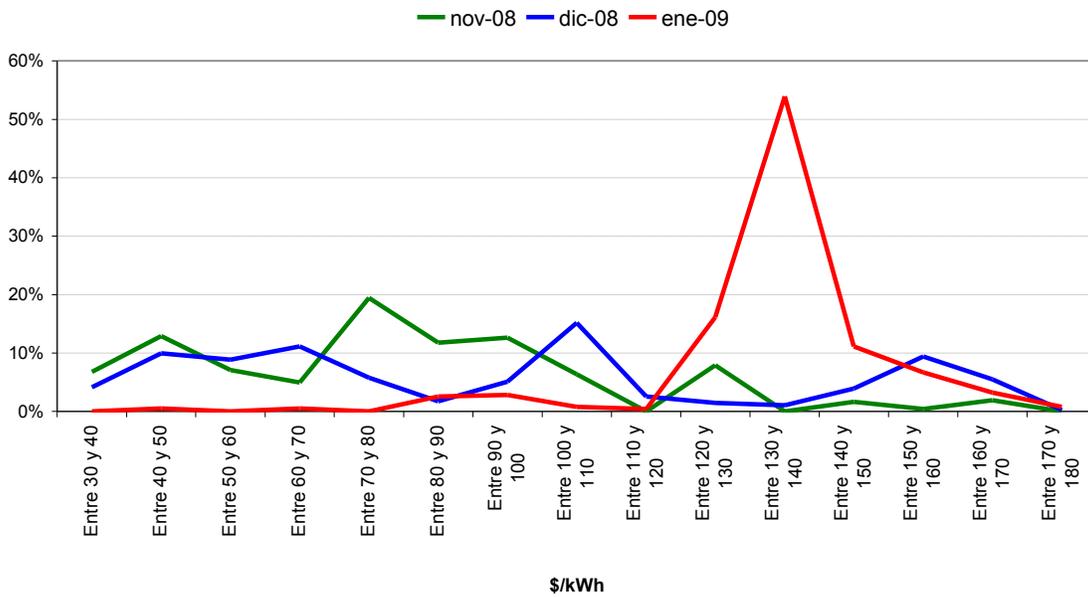


Gráfico No 6

El gráfico No 6 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$10/kwh, para los últimos tres meses.

En enero de 2009, la distribución de precios de bolsa corrobora lo dicho. La moda se desplazó hacia la derecha, el 95% de los precios de bolsa se ubicaron por encima de \$125/kWh, y los precios que se observaron con mayor frecuencia están entre \$130 y \$140/kWh.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 7 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
Febrero de 2008 a Enero de 2009**

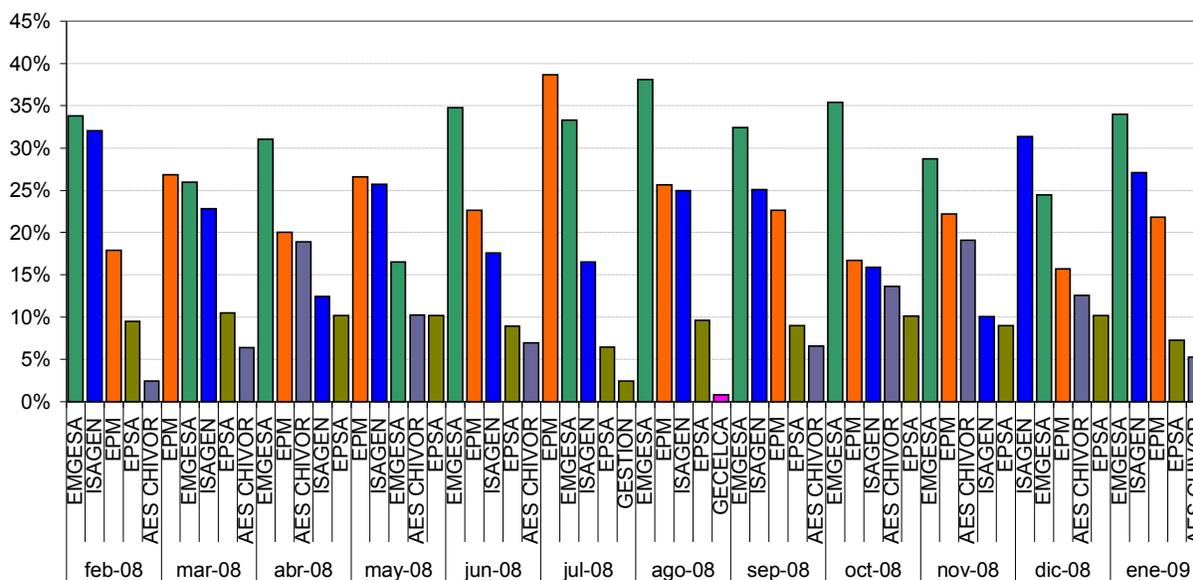


Gráfico No 7

Durante enero de 2009 Emgesa retomó el liderazgo de la formación de precios con un índice de marcación del precio de bolsa de 34% del tiempo, seguido por Isagen (27%) y EPM (22%); en forma agregada estas tres empresas fijaron el precio durante el 83% del tiempo.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 8 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
Noviembre 2008- Enero 2009**

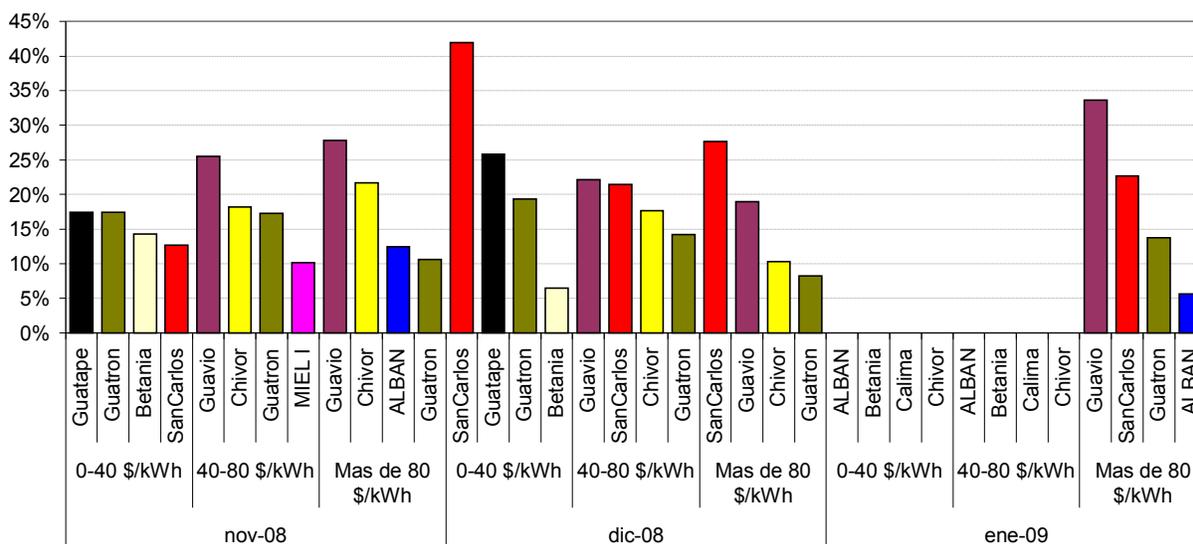


Gráfico No 8

Durante enero de 2009, se observa claramente en el gráfico que no existieron precios de bolsa inferiores a \$80/kWh, mostrando esto además el alza de precios que para este mes se estabilizó en \$130/kWh. También se observa que los precios elevados corresponden en buena medida a situaciones donde los generadores hidráulicos están marginando.

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 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:

En general, las plantas hidráulicas mantuvieron niveles de embalse altos y la mayoría de ellas ofertaron precios competitivos o cercanos al precio de bolsa.

- Betania, Guatapé y Urrá mantuvieron sus embalses en niveles próximos al 100% y manejaron una estrategia de precios de oferta competitivos para asegurar ser despachadas.
- San Carlos y Guavio terminaron con niveles de embalse del 75% y sostuvieron sus ofertas consistentemente elevadas durante casi todo enero. Esto explica el alto número de coincidencias entre precios de oferta y precios de bolsa.
- Chivor y Jaguas redujeron el nivel de sus embalses alrededor del 80% y ofertaron precios que oscilaron entre 30% y 120% del precio de bolsa.
- Paraíso-Guaca mantuvo su nivel de embalse próximo al 80% y ofertó precios entre 40% y 200% del precio de bolsa.
- Porce redujo su embalse de 70% al 50% y sus precios de oferta oscilaron entre el 30% y el 120% del precio de bolsa.

Las plantas térmicas solo bajan sus ofertas esporádicamente hacia los niveles de despeje de mercado. Además de los problemas con el suministro de gas y el tema de variabilizar el costo de arranque y parada con base en un período incierto de despacho (la CREG busca corregir este problema: Res 12 de 2009), algunas térmicas están soportando sus ofertas en costos de transporte de gas (interrumpible) por encima de los US\$10/MBTU. Con estos costos de transporte el equilibrio del eléctrico en períodos secos de alta demanda térmica sería completamente insostenible. El CSMEM considera importante revisar la regulación en el mercado de transporte de gas no sujeto a regulación.

- En cuanto a las plantas térmicas, la oferta de precios tuvo el siguiente comportamiento:
 - Tebsa ofertó entre 150% y 170% del precio de bolsa.
 - Zipa ofertó durante el mes 130% del precio de bolsa.
 - Candelaria ofertó alrededor de 1.700% del precio de bolsa.
 - Flores ofertó alrededor del 200% del precio de bolsa.
 - Centro ofertó precios competitivos los primeros 10 días del mes de enero y posteriormente los elevó a 1.500% y 2.000% del precio de bolsa.

- Sierra ofertó precios competitivos una tercera parte del mes y el resto ofertó alrededor del 500% del precio de bolsa.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 9 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 24 meses.

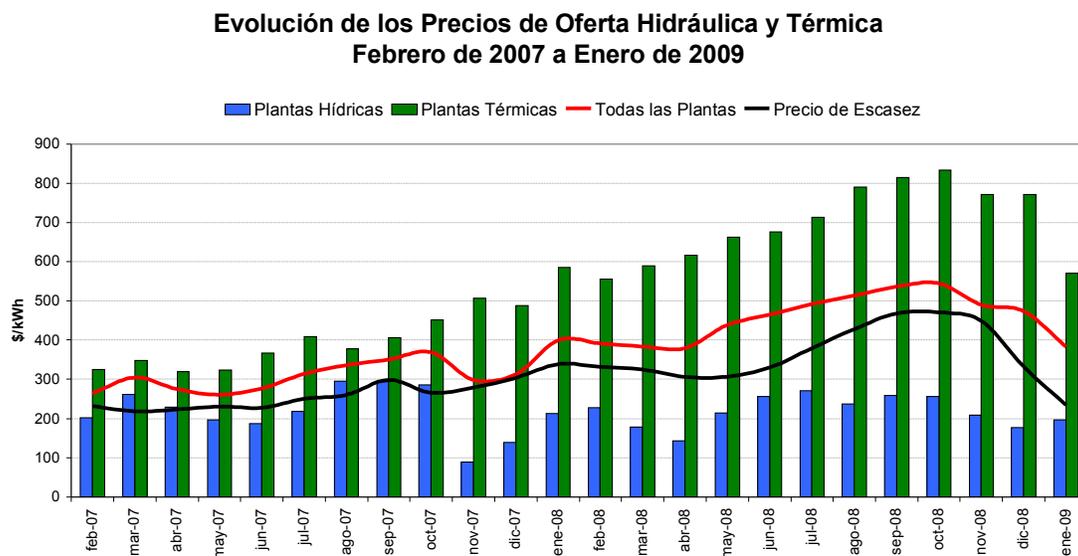


Gráfico No 9

En enero el precio promedio de oferta de las plantas térmicas disminuyó en forma importante con respecto a los meses anteriores a niveles de \$570/kWh, estos valores siguen muy por encima del precio de mercado, mientras que el precio de oferta promedio de las plantas hidráulicas se situó en \$200/kWh.

Es importante mencionar también que debido a la caída en el precio internacional del crudo y su incidencia en el de gas, el precio de escasez se redujo a \$250/kWh, lo cual implica que existen mayores posibilidades para que algunas plantas especialmente térmicas puedan ser llamadas a suministrar sus compromisos de energía firme.

3.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 10 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el mes de enero de 2009, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

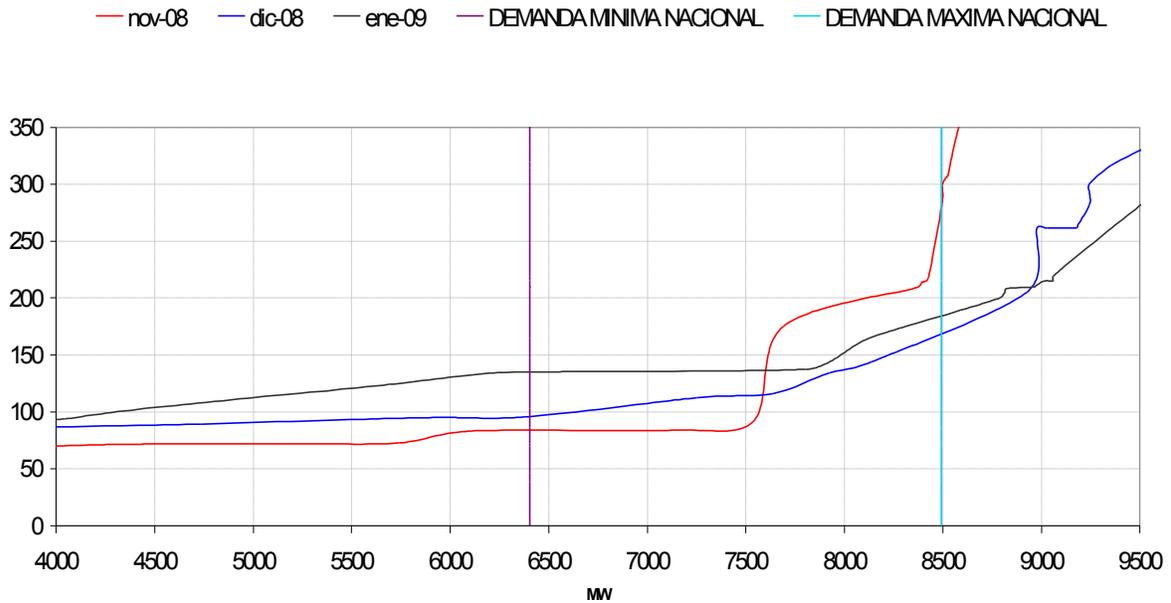


Gráfico No 10

El perfil de la oferta promedio de enero para todo el rango de demandas hasta 9.000 MW fue superior al de diciembre del 2008, lo cual coincide con el aumento de los precios de bolsa en el mes de enero. Por otra parte, los precios en horas de baja demanda elevaron el precio promedio del spot y redujeron la varianza de precios entre horas. En efecto, en enero se redujo la elasticidad de la oferta en horas de demandas media y alta (lo que reduce el poder de mercado), pero se presentó un aumento de los promedios de oferta para baja demanda.

3.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos 11-a y 11-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 sin incluir el efecto de los contratos, para los periodos de demanda baja y alta en los últimos doce meses.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

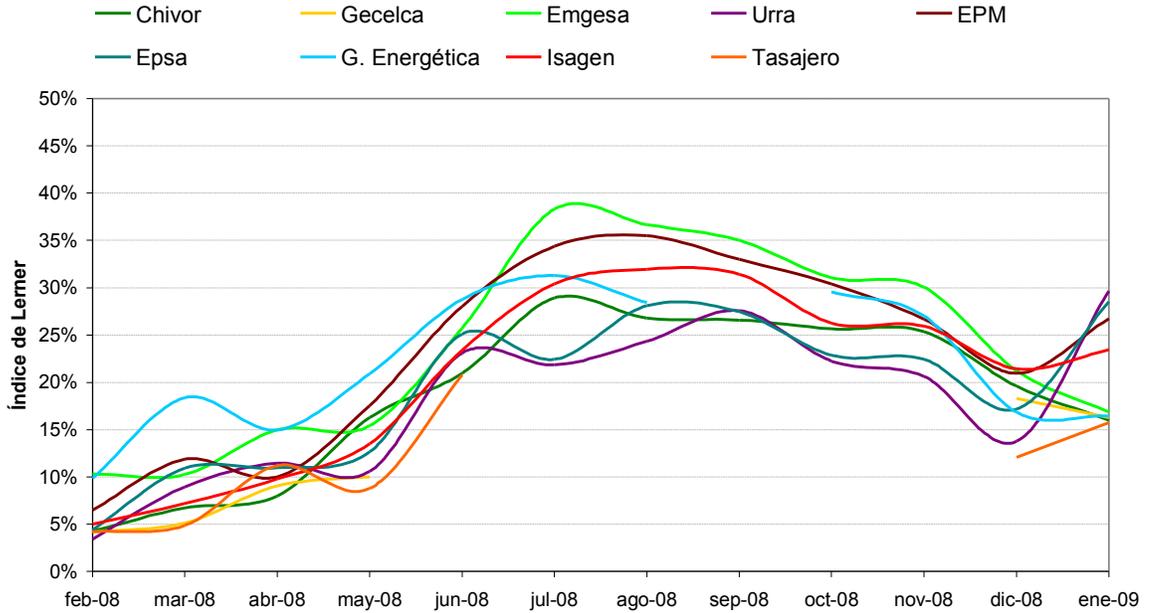


Gráfico No 11-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

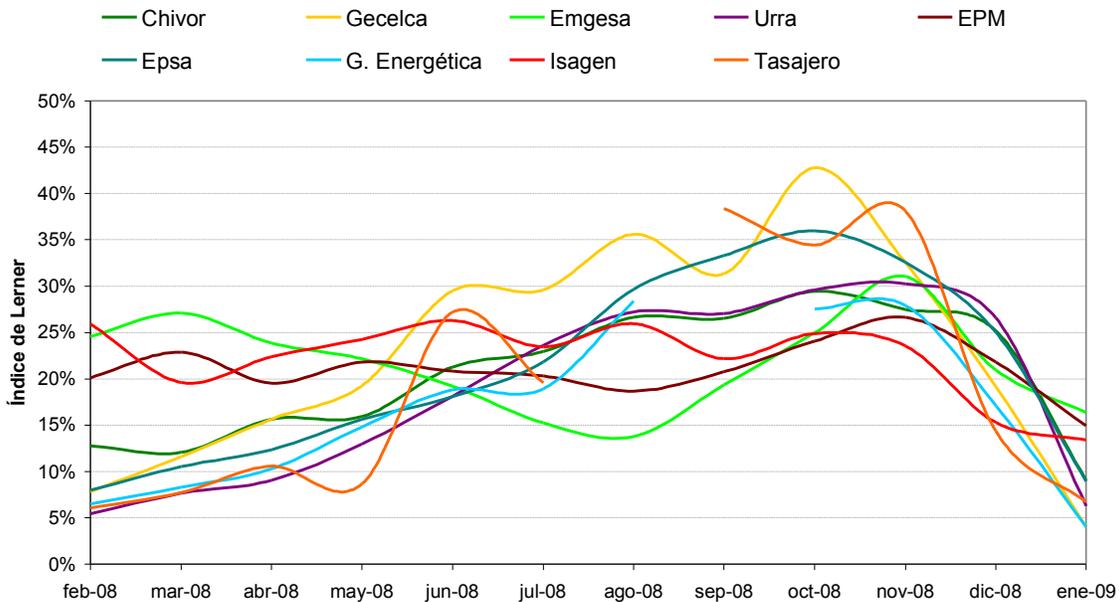


Gráfico No 11-b

Los índices de Lerner aumentaron en baja demanda y cayeron en demandas media y alta a niveles históricamente bajos. Este último comportamiento está relacionado con la reducción de precios de oferta de algunas térmicas durante algunos períodos y reduce la presión potencial sobre el mercado en escenarios de crecimiento de demanda. En contraste, para las horas de bajo consumo, el aumento del índice puede estar relacionado con la perseverancia de importantes recursos hídricos ofertando a niveles sistemáticamente elevados durante todo el mes.

El CSMEM anuncia que por la modificación regulatoria que impide hacer pública la información de oferta durante un período, no presentará en adelante, estos indicadores. Por otra parte se espera que la medida reduzca el ejercicio de poder de mercado con un impacto a la baja de los precios del spot.

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

El gráfico No 12 presenta a nivel mensual, el precio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema, vs el precio de bolsa, para los últimos 48 meses.

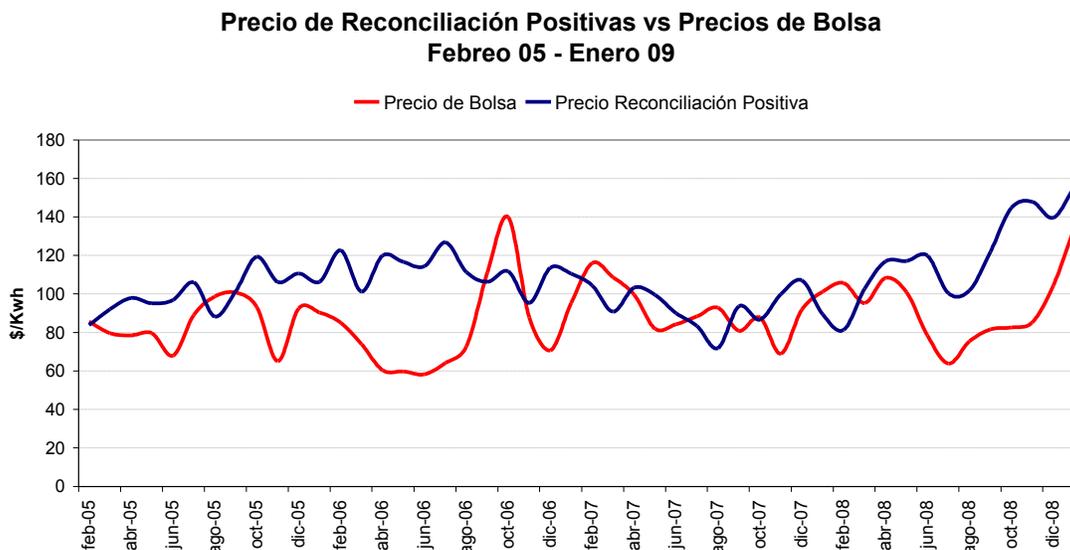


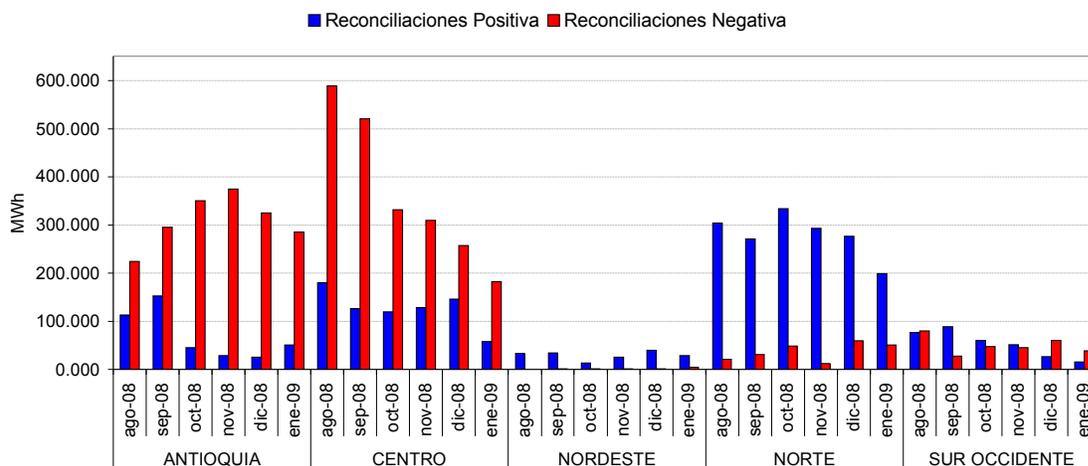
Gráfico No 12

Durante enero, el precio promedio de las reconciliaciones positivas superó el valor de \$150/kWh, constituyéndose en el registro más elevado de los últimos cuatro años.

3.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico 13 presenta la magnitud en MWh de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Agosto 2008 - Enero 2009



Nota. La reconciliación negativa incluye la responsabilidad comercial del AGC.

Gráfico No 13

Se observa que en enero de 2009 la magnitud de las reconciliaciones (MWh) tanto positivas como negativas en todas las zonas, continuó su tendencia a disminuir. Se destacan las disminuciones de reconciliaciones positivas ocurridas en la zona Norte y las negativas en las zonas Centro y Antioquia.

3.4.3 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 14 presenta el costo en pesos 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 enero el costo de las reconciliaciones positivas de la zona Norte disminuyó en forma consistente con la disminución de la magnitud de reconciliaciones que se produjo en esta zona. De otro lado, en las zonas Centro y Antioquia, el costo de las reconciliaciones negativas aumentó en forma importante, aumento que al ser analizado

a la luz de la disminución de la magnitud de estas reconciliaciones (MWh), arroja como conclusión un aumento significativo del precio de las reconciliaciones negativas.

**Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Agosto 2008 - Febrero 2009**

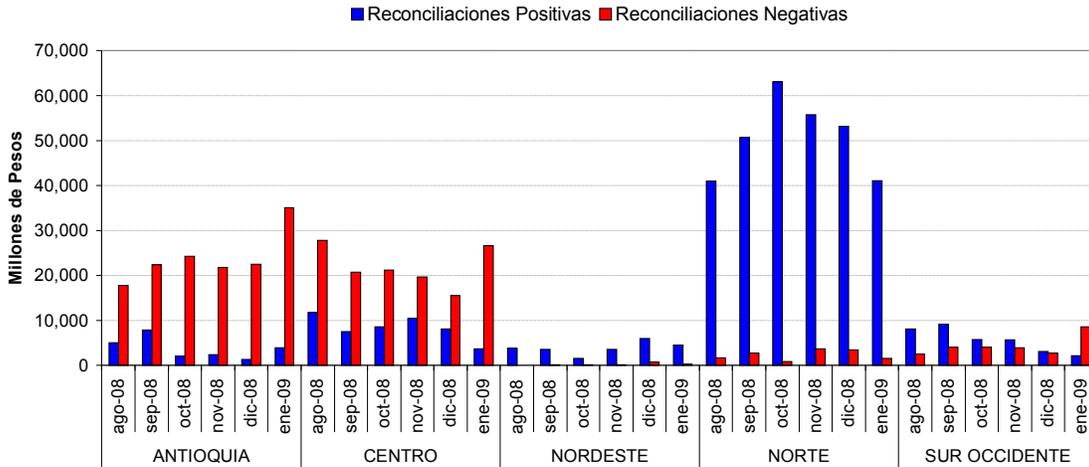


Gráfico No 14

3.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

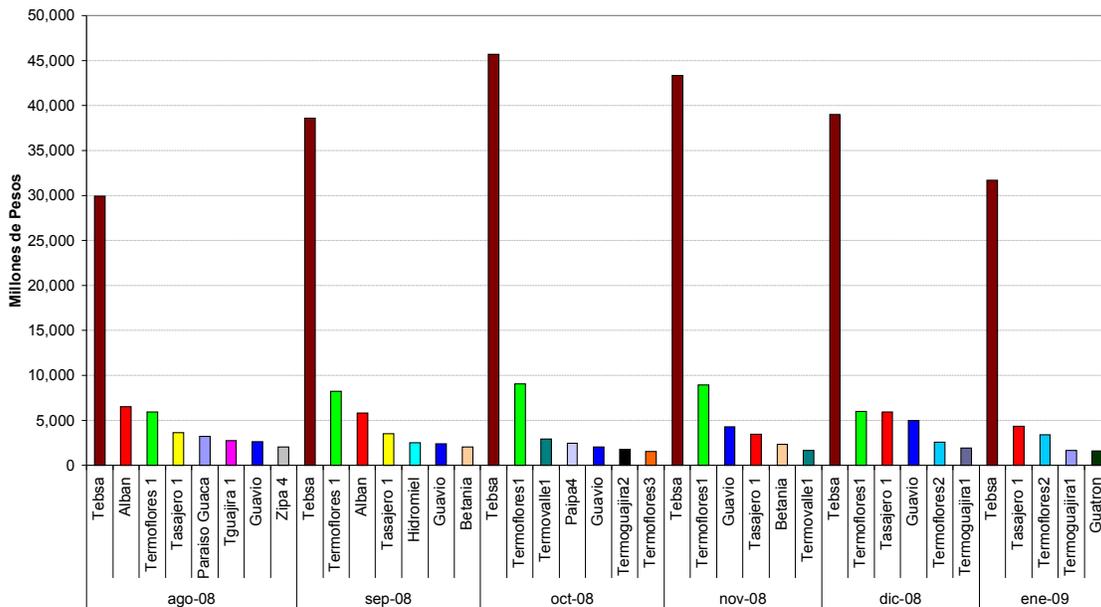


Gráfico No 15-a

Los gráficos No 15-a y 15-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.

Tebsa aunque presenta reducciones importantes en sus ingresos por reconciliaciones positivas, continuó liderando de lejos este tipo de generación en el SIN.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

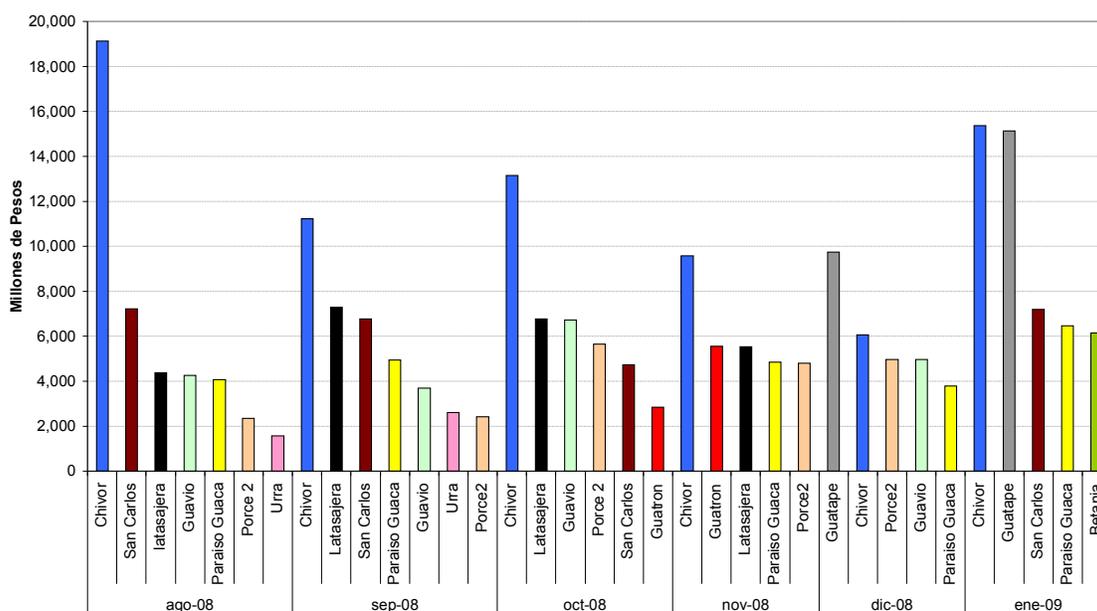


Gráfico No 15-b

Referente a las reconciliaciones negativas, es claro el aumento en la participación de ingresos por este concepto que alcanzaron de igual forma las plantas Guatapé y Chivor, no obstante que como ya se mencionó, las magnitudes (MWh) de las reconciliaciones negativas disminuyeron.

3.4.5 Precio Promedio Mensual De Las Generaciones Fuera De Merito

El gráfico No 16 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
Agosto 2008 - Enero 2009**

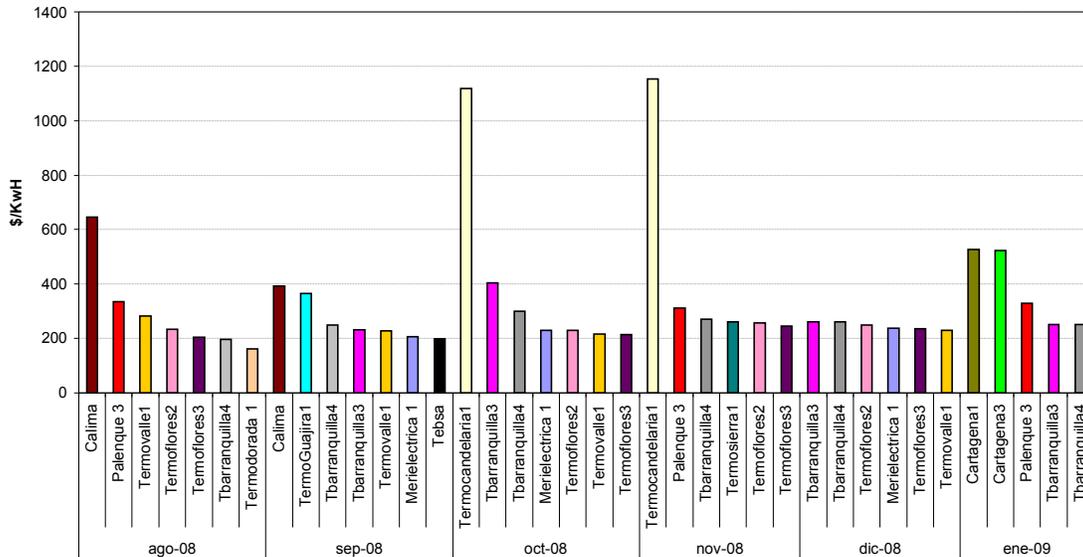


Gráfico No 16

En enero de 2009 los mayores precios de las generaciones fuera de mérito se presentaron en TermoCartagena (superiores a \$500/kWh).

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 17 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

El costo de restricciones en el SIN en enero continuó disminuyendo su valor, llegando al nivel de los \$27.500 millones de pesos.

**Costo Total de restricciones Para el Sistema
Mayo 2006 - Enero 2009**

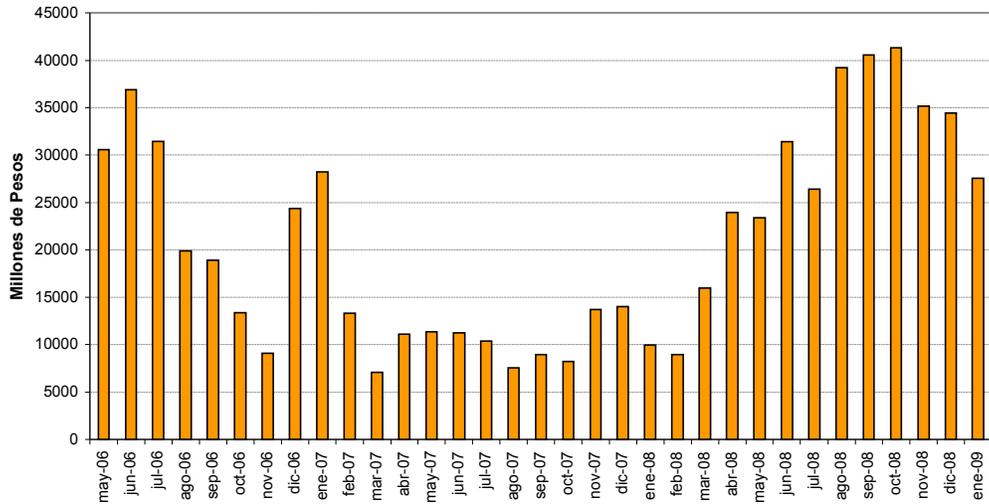


Gráfico No 17

3.6 Mercado de Contratos

3.6.1 Distribución del Precio de Contratos

**Distribución del Precio de Contratos
Enero de 2009**

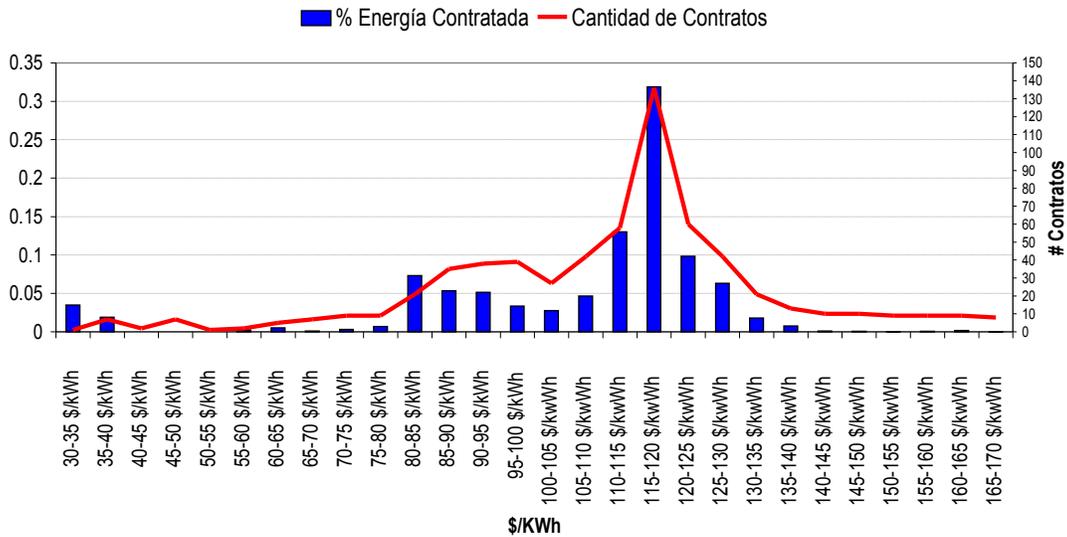


Gráfico No 18

El gráfico No 18 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de enero de 2009, en intervalos de \$5/kWh.

El gráfico muestra que los precios de los contratos en enero se comportaron con una distribución normal y con promedio en el rango de 115 a 120 \$/kWh, correspondiendo este precio al 32% de la energía transada en 135 contratos despachados.

3.6.2 Contratos Vigentes por Agente

El gráfico No 19 muestra para los principales agentes del sistema, el número de contratos vigentes mensuales, para los últimos 12 meses.

Se observa que el número total de contratos vigentes de los principales agentes ha disminuido y que los agentes líderes por número de contratos son respectivamente: Emgesa, EPM, Chivor e Isagen.

**Número de Contratos Vigentes por Agente
Febrero de 2008 a Enero de 2009**

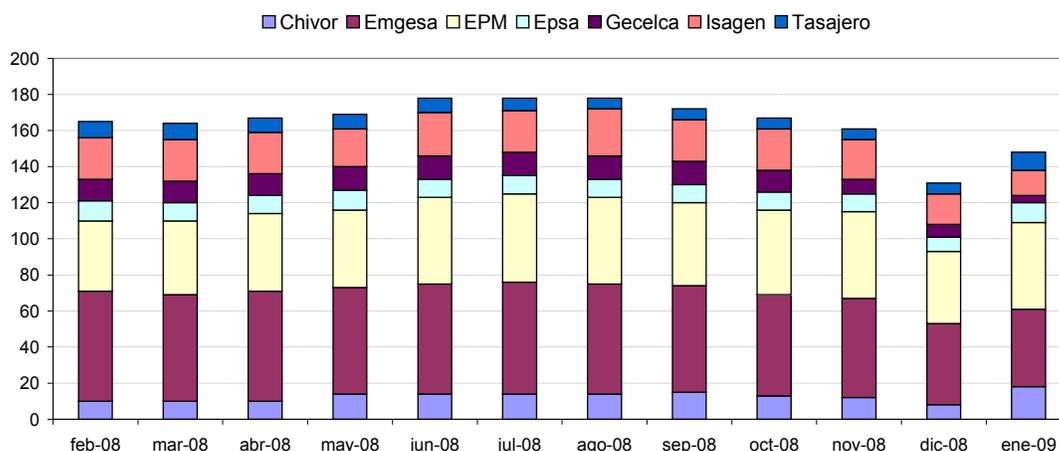


Gráfico No 19

3.7 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

3.7.1 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 20 presenta para el último mes, y para cada planta del SRSF, el valor porcentual de la holgura (HO) programada para AGC en el mes y el valor porcentual del pago recibido por la planta con respecto al costo total del servicio del sistema en el mes.

Distribución del Servicio de AGC Enero de 2009

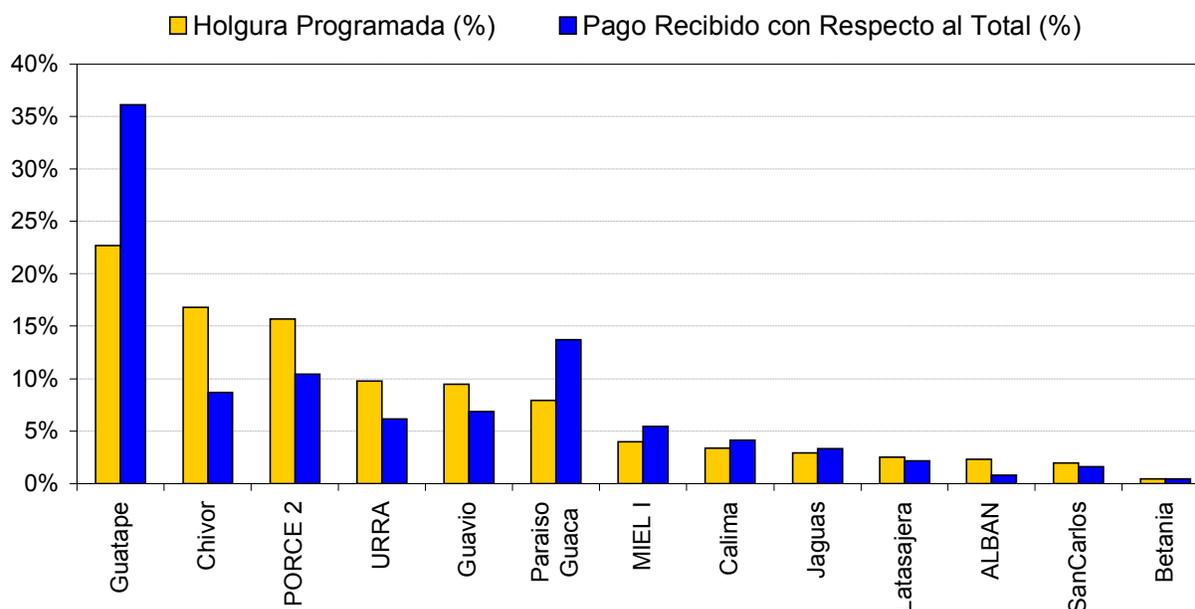


Gráfico No 20

Para enero el suministro del servicio de AGC tuvo por líder a Guatapé seguido por Chivor y Porce. En cuanto la estructura de ingresos por AGC, Guatapé suministrando el 23% de la holgura total recibió el 36% de los ingresos totales, situación similar con porcentajes inferiores ocurrió con Paraíso-Guaca.

3.7.2 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 21 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia desde febrero de 2006.

Valor del AGC Mensual Febrero de 2006 a Enero de 2009

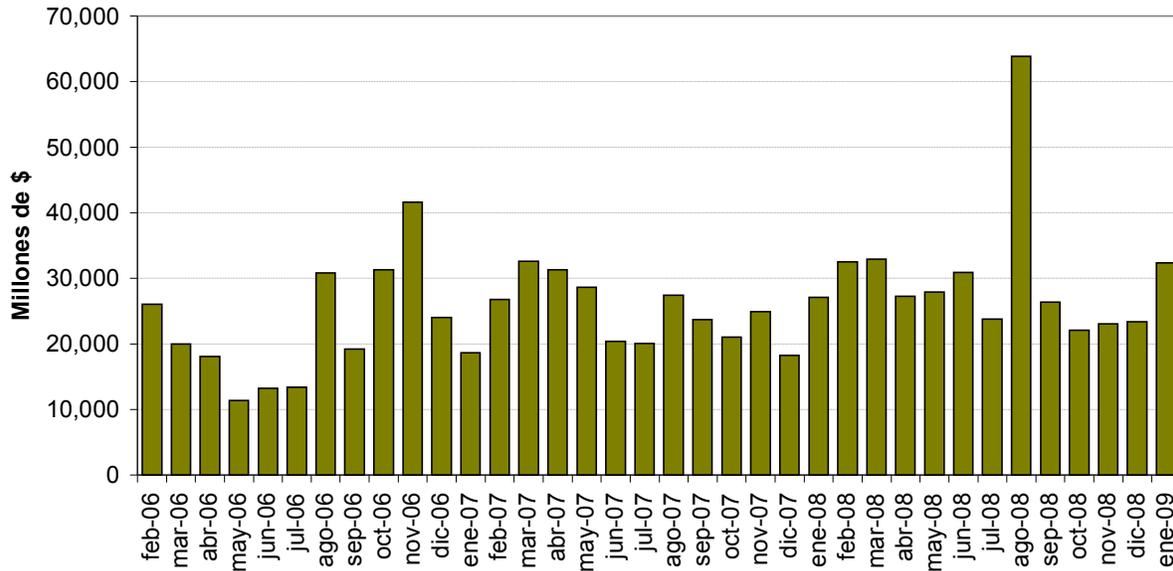


Gráfico No 21

En enero de 2009 costo del SRSF alcanzó los 32.000 millones de pesos mensuales, representando un incremento importante frente a los cuatro meses anteriores y reflejando el aumento que ha tenido el precio de bolsa.