

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 44 – 2009

ANÁLISIS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD ANTE UNA HIDROLOGÍA CRÍTICA Y RESTRICCIONES EN EL MERCADO DE GAS

Preparado por:

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

Bogotá, Noviembre 30 de 2009

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ANÁLISIS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD ANTE UNA HIDROLOGÍA CRÍTICA Y RESTRICCIONES EN EL MERCADO DE GAS	2
2.1	COSTOS DE GENERACIÓN Y OBLIGACIONES DE ENERGÍA DEL PARQUE TÉRMICO	2
2.2	COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN Y LAS OFERTAS DURANTE LA COYUNTURA	7
2.3	LECCIONES QUE DEJA LA COYUNTURA	10
3	RESPUESTAS A COMENTARIOS DE ACOLGEN A LOS INFORMES NO 38 A 41	14
3.1	INFORME NO 38: REFLEXIONES ORIENTADAS AL FORTALECIMIENTO REGULATORIO DEL MEM	14
3.2	INFORME NO 39: BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	18
3.3	INFORME NO 40: RESTRICCIONES DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Y SU IMPACTO EN EL MEM	19
3.4	INFORME NO 41: ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA UTILIZANDO EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE DESPACHO – MODSEI	20
4	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	23
4.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	23
4.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	23
4.1.2	<i>Aportes Hídricos Agregados</i>	24
4.1.3	<i>Nivel de los Embalses</i>	25
4.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	25
4.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado</i>	25
4.2.2	<i>Evolución del Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado</i>	26
4.2.3	<i>Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible</i>	27
4.2.4	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos</i>	27
4.2.5	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	28
4.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	29
4.3.1	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	29
4.3.2	<i>Índice de Lerner</i>	30
4.3.3	<i>Índice Residual de Suministro</i>	32
4.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	33
4.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i>	33
4.4.2	<i>Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	34
4.4.3	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	35
4.4.4	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	35
4.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	37
4.5.1	<i>Costo Total Diario de Restricciones</i>	37
4.5.2	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	38
4.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	38
4.6.1	<i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	38

Resumen Ejecutivo

Desde agosto se desató un proceso de alzas en el precio de bolsa como respuesta al bajo nivel de los embalses y las perspectivas de hidrología para los próximos meses. A pesar de los precios elevados, la contribución del parque térmico a la generación se mantuvo en niveles bajos y, en consecuencia, los embalses descendieron a un ritmo acelerado. Esta situación llevó al Gobierno a imponer una serie de reglas de despacho transitorias que elevan al máximo la generación térmica y reducen la probabilidad de un racionamiento en los primeros meses del 2010.

Esta coyuntura mostró que el precio de escasez y las obligaciones futuras de energía de los agentes no constituyeron herramientas suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores, en el sentido de ahorrar agua para el próximo verano. De igual forma, cuando se forzó la generación térmica para sostener el nivel de los embalses se hicieron evidentes las restricciones en el suministro y transporte de gas natural y en la posibilidad de generar por periodos continuos y prolongados con base en combustibles líquidos.

Aparentemente las plantas hidráulicas tuvieron una estrategia de oferta que responde a decisiones financieras y de percepción de riesgos y prefirieron asumir la eventualidad de incumplimiento futuro en las obligaciones de energía en firme, que enfrentar con certeza una pérdida actual por la compra de los faltantes entre despacho y contratos. Esto es grave, porque muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad.

El precio del cargo de confiabilidad y las obligaciones de energía en firme ya asignadas, dependen del nivel del precio de escasez y por lo tanto no es posible modificar este umbral, sin afectar el marco y los compromisos adquiridos por las partes en las subastas.

La coyuntura en estos tres meses mostró algunas debilidades del mecanismo de confiabilidad, en el sentido en que las señales no fueron suficientes para conservar las reservas de agua en niveles prudentes. Este hecho a juicio del CSMEM, no resta meritos al mecanismo de confiabilidad, en la medida en que gracias al cargo se aseguró la entrada de nuevas plantas y se garantizó que durante la próxima década, la expansión del sistema se alinee con el crecimiento esperado de la demanda.

Otra lección de la coyuntura es la debilidad de la infraestructura, la planeación y el esquema contractual, para el abastecimiento de gas natural al parque de generación

térmica en condiciones extremas. Si bien los agentes asumieron el compromiso de generar energía en períodos críticos en las cantidades pactadas, se sabía que el sistema de transporte de gas no era capaz de responder ante un escenario máximo de demanda y que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen los incentivos para eliminar las restricciones.

Estos acontecimientos dejan un mensaje en el sentido de que es prioritario replantear la concepción misma del desarrollo del sector del gas natural que debe surgir de la interacción del Ministerio, el regulador, los agentes por el lado de la oferta, los agentes por el lado de la demanda y la agencia responsable de la planeación.

En cuanto a los combustibles líquidos, cuando se exigió la generación de estas plantas, en muchos casos se detectaron problemas severos que les impidió generar en las magnitudes previstas.

El CSMEM considera que las medidas adoptadas por el Ministerio y por la CREG, en las que se forzó el despacho térmico para maximizar las reservas de agua, si bien imponen un sacrificio a la libertad del mercado transitoriamente, son perfectamente explicables desde el punto de vista social y económico y no suponen un retroceso en el diseño del MEM en Colombia.

En segundo lugar se da respuesta a los comentarios de Acolgen a los informes No 38 al 41 del CSMEM.

Finalmente, este informe presenta un análisis de los indicadores del MEM. En octubre la generación de energía eléctrica creció 2.2% con respecto a octubre de 2008, la generación hidráulica se contrajo en un 24% con respecto al mes anterior y la térmica se expandió en un 45%, en su mayoría con gas natural. A pesar de las bajas hidrologías ocurridas en octubre, gracias al impacto favorable de las medidas adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía en términos de ahorro de reservas en los embalses, el embalse agregado del SIN se recuperó levemente y a la vez se redujo la probabilidad de racionamiento.

Los precios de bolsa se situaron en niveles máximos en la década, superando los \$300/kWh, como respuesta a la escasez de aportes y las previsiones hidrológicas, no obstante, los precios no superaron el precio de escasez, que obró como un techo para las ofertas de las hidráulicas.

Nuevamente se observa en octubre una curva de oferta plana, esta vez en un nivel superior al de septiembre; esta forma de la oferta indicaría que los recursos para generar, enfrentan la misma eficiencia y costo de los combustibles, lo que claramente no refleja la estructura de la industria.

Por primera vez, en el cálculo del índice de Lerner se excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis. No obstante, preocupa el gran poder que ostenta Emgesa en períodos de alta demanda. Se constata además, que los indicadores calculados anteriormente sin descontar la demanda contratada, mostraban en general la trayectoria del poder de mercado de los agentes. Así por ejemplo, es indudable el muy alto poder de mercado reportado por el CSMEM en septiembre, para Emgesa y EPM en horas de alta demanda.

1 Introducción

El presente informe contiene tres partes: a) Análisis del Cargo por Confiabilidad ante una Hidrología Crítica y Restricciones en el Mercado de Gas, b) Respuesta a Comentarios de Acolgen a los Informes No 38 al 41, y c) Análisis de desempeño del MEM durante el mes de Octubre de 2009.

a) Análisis del Cargo por Confiabilidad ante una Hidrología Crítica y Restricciones en el Mercado de Gas

En cuanto al comportamiento del cargo por confiabilidad, en primer lugar se realiza un análisis del costo de generación de las plantas térmicas, la energía que respaldan y sus estrategias durante esta coyuntura. En segundo lugar, se analiza el comportamiento de los precios de oferta de los principales generadores térmicos e hidráulicas, el impacto en el precio de bolsa y los ritmos de generación. Finalmente se describen las lecciones que deja la coyuntura sobre las estrategias de oferta, el cargo por confiabilidad, las restricciones del gas y de los combustibles líquidos, así como las secuelas de esta experiencia.

b) Respuesta a Comentarios de Acolgen a los Informes No 38 al 41

Se da respuesta a los comentarios efectuados por Acolgen a los informes No 38 al 41 del CSMEM.

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.

En este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merezca destacarse, en particular se incluyen los índices de Lerner, a partir de la curva de demanda residual modificada para descontar el nivel de contratación.

2 Análisis del Cargo por Confiabilidad ante una Hidrología Crítica y Restricciones en el Mercado de Gas

2.1 Costos de Generación y Obligaciones de Energía del Parque Térmico

Para evaluar el posible impacto en el mercado de las bajas hidrologías, es necesario contar con un indicador del costo marginal de generación para las plantas térmicas operando a gas y con el combustible sustituto. El CSMEM, con información de XM y de la SSPD, de niveles de contratación, precios de combustible y eficiencia de las plantas, preparó la Tabla No 1 que presenta un estimativo aproximado de los costos marginales.

Se hizo un esfuerzo importante por obtener toda la información pero aún así el ejercicio se soporta en una serie de supuestos, y por lo tanto, los resultados se deben tomar como aproximaciones. Los niveles de contratación de gas se obtuvieron por agente; la asignación por planta se llevó a cabo tomando en cuenta la distribución contenida en la solicitud de ENFICC ante la CREG (circular 044 de 2009). Esta información se validó consultando la contratación efectiva de cada uno de los agentes, vigente durante los meses de análisis. Se utilizó el precio de los combustibles consignado en los contratos. Cuando esta información no estuvo disponible se asumió el precio ponderado para ese combustible y se presenta en la tabla sombreado en gris. Algunos de los contratos de transporte de gas incluyen las tarifas. No obstante, en la mayoría de los casos se trata de cifras condicionales al despacho, lo que dificulta contar con un referente para el cálculo del costo marginal. Se asumió a este respecto que las plantas de la costa enfrentan un cargo de transporte de 0.5 USD/MBTU, las del interior de 1.4 USD/MBTU y las ubicadas en Cali de 2 USD/MBTU. Para Termoyopal no se consideró cargo de transporte.

Las plantas no reportan información de gastos de AOM, por lo cual se tomaron los valores de la resolución CREG 034 de 2001, indexados a octubre de 2009¹. Estos valores corresponden a \$7,906/MWh para plantas operadas a gas, \$16,210/MWh para plantas operadas a carbón y \$12,059/MWh para aquellas operadas con combustibles líquidos. Se tomó el valor promedio del Fazni y del CERE de agosto, septiembre y octubre estimado en \$1,057/MWh y \$27,250/MWh respectivamente. De igual forma se

¹ El valor del deflactor es de 1.54

expresaron los valores de dólares en pesos, con la TRM promedio para estos meses estimada en 1,966 pesos.

Antes del 1 de agosto, cuando entró en vigencia la resolución CREG 51 de 2009, estimar el costo marginal de la generación térmica suponía un margen de error considerable porque las plantas diluían los costos de arranque y parada en un número subjetivo de horas durante las cuales, de acuerdo con su percepción, la planta sería despachada. Este elemento da una varianza muy grande a la medición del costo marginal y al precio de oferta de estas unidades en el MEM. Con el tratamiento de los costos de arranque y parada establecidos en esta resolución es posible determinar el costo marginal en función del costo de suministro y transporte de los combustibles y la eficiencia de la planta². De hecho, desde que entró en vigencia la medida, las ofertas de las plantas térmicas se redujeron a niveles similares al costo marginal y se comportan con un patrón más estable y con menor varianza.

Tabla No 1

Planta	Información General		Gas			Combustible Secundario		
	CEN MW	Combustible Secundario	Heat Rate MBTU/MW h	Precio en contrato de suministro USD/MBTU	Cmg pesos/Mwh	Heat Rate MBTU/MW h	Precio Combustible Secundario USD/MBTU	Cmg Combustible secundario pesos/Mwh
BARRANQUILLA 3	64	FUEL-OIL	9,7	3,12	97.383	11,8	14,84	384.581
BARRANQUILLA 4	63	FUEL-OIL	10,0	3,12	99.331	11,8	14,84	384.581
CENTRAL CARTAGENA 1	61	COMBUSTOLEO	11,5	-	-	11,2	14,97	369.585
CENTRAL CARTAGENA 3	66	COMBUSTOLEO	11,5	*	*	10,9	14,97	362.187
FLORES 1	160	ACPM	7,4	2,63	81.611	7,7	22,72	384.863
FLORES 2	112	ACPM	10,0	2,63	97.785	10,4	22,72	506.883
FLORES 3	169	NINGUNO	9,6	2,63	95.320	-	-	-
GUAJIRA 1	151	CARBON	9,8	-	-	10,3	3,66	118.542
GUAJIRA 2	125	CARBON	9,7	-	-	13,7	3,66	142.978
MERILECTRICA 1	167	NINGUNO	9,6	3,12	121.598	0,0	-	-
PROELECTRICA 1	90	NINGUNO	8,2	3,22	95.944	0,0	-	-
TEBSAB	791	NINGUNO	7,3	2,87	84.614	0,0	-	-
TERMOCENTRO 1 CICLO COMBINA	280	JET A1	7,1	4,26	115.036	8,4	-	-
TERMODORADA 1	51	NINGUNO	9,7	4,56	149.907	-	-	-
TERMOEMCALI 1	229	FUEL-OIL	6,5	2,77	96.909	7,0	14,84	362.912
TERMO SIERRA	460	ACPM	6,3	3,12	91.985	6,7	22,72	326.355
TERMOVALLE 1	205	NINGUNO	6,6	2,77	97.901	-	-	-
TERMOYOPAL 2	30	NINGUNO	12,1	3,12	102.627	-	-	-

No obstante, es importante tener en cuenta que para calcular los precios de oferta, se utiliza el precio del gas que enfrenta cada planta en sus contratos de suministro y no el costo de oportunidad de venderlo en el secundario. Esta última variable es volátil, y aún

² De acuerdo con los generadores térmicos, con esta misma resolución, se introdujo un nuevo factor de incertidumbre asociado a la remuneración de las horas de despacho por inflexibilidades. Con anterioridad estas horas se cancelaban a precio de oferta y actualmente al precio de bolsa que en muchos casos es insuficiente para cubrir el costo marginal de generación. Probablemente, convendría revisar esta medida regulatoria para establecer una relación sólida entre los precios de oferta de las térmicas y sus costos marginales.

la información de este mercado es insuficiente como para soportar un ejercicio de costos marginales.

De la muestra de 18 plantas a gas analizadas, 11 declararon la posibilidad de operar con combustibles líquidos y 7 sólo pueden generar con gas. La eficiencia de las plantas medida a través del Heat Rate tiene un promedio de 9 y una desviación estándar cercana al 20%, con un valor máximo de 12.1 en Termo Yopal y un mínimo (máximo de eficiencia) de 6.3 en Termosierra. El costo promedio de suministro de gas, de acuerdo con los contratos, es de 3.12 USD/Mwh.

De acuerdo con lo anterior, se estima que el costo marginal promedio de generación a gas en el país es de \$101.9/kWh, con un máximo en Termodorada de \$149.9/kWh y un mínimo de TEBSA con \$84.6/kWh. Los costos marginales de la mayoría de las plantas estuvieron en el periodo por debajo del precio de bolsa observado. Estos valores estimados permiten inferir que las plantas térmicas durante este periodo ofertaron en forma competitiva y se puede descartar un comportamiento estratégico de estos agentes, que le haya impuesto presiones adicionales al precio de bolsa durante la crisis.

El costo marginal de la generación con sustitutos es considerablemente más alto. En primer lugar, el Heat Rate promedio se eleva a 10, lo que impone un sacrificio de eficiencia a las plantas y aumenta su dispersión a un 35%. En segundo lugar, el precio de los sustitutos es muy superior al del gas natural. En este ejercicio se identificaron valores de hasta 22 USD/MBTU para el caso del ACPM que es 7 veces superior al del gas natural. Como resultado, el costo marginal promedio de las plantas operando con sustitutos es de \$385/kWh con un máximo de \$506/kWh para Flores 2. La generación con carbón en la costa tiene un costo marginal cercano a \$120/kWh.

En ausencia del precio de escasez, en una hidrología crítica como la actual y ante restricciones en el suministro de gas, muy probablemente una planta operando con el combustible sustituto podría marginar el mercado elevando el precio de bolsa a niveles de \$385/kWh. El precio de escasez, no obstante, impide que el mercado alcance estos valores porque impone un techo alrededor de \$300/kWh. Por otra parte, dada la intervención del Ministerio a finales de septiembre y principios de octubre, el mayor costo de generación asociado a la utilización de sustitutos no se traslada como la señal marginal para remunerar a toda la generación. Las plantas ofertan y son remuneradas (en caso de seguridad) como si estuviesen operando con gas y el mayor costo asociado a los líquidos se distribuye en la demanda. Esta es una diferencia importante en el impacto de la hidrología sobre los precios de mercado. En este sentido las

medidas del ministerio han permitido ahorrar reservas de agua en los embalses, sin que el costo marginal de generar con líquidos constituya la señal de precio para la bolsa de energía.

Tabla No 2

Planta	Total Gas MBTU-día	Total Combustible secundario MBTU-día	Total Combustibles de respaldo al carga MBTU-día	Porcentaje Respaldado a Gas	Porcentaje Respaldo total capacidad máxima
BARRANQUILLA 3	-	16.741	16.741	0%	92%
BARRANQUILLA 4	-	16.741	16.741	0%	94%
CENTRAL CARTAGENA 1	-	14.484	14.484	0%	88%
CENTRAL CARTAGENA 2	-	13.717	13.717	0%	86%
CENTRAL CARTAGENA 3	-	14.486	14.486	0%	84%
FLORES 1	17.497	9.313	26.811	65%	93%
FLORES 2	-	27.116	27.116	0%	97%
FLORES 3	35.094	-	35.094	100%	90%
GUAJIRA 1	-	33.577	33.577	0%	90%
GUAJIRA 2	-	37.732	37.732	0%	92%
MERILECTRICA 1	37.407	-	37.407	100%	97%
PROELECTRICA 1	16.029	-	16.029	100%	91%
TEBSAB	129.467	-	129.467	100%	93%
TERMOCANDELARIA 1	-	40.894	40.894	0%	98%
TERMOCANDELARIA 2	-	38.408	38.408	0%	92%
TERMOCENTRO 1 CICLO COMBINADO	59.648	-	59.648	100%	125%
TERMODORADA 1	9.730	-	9.730	100%	82%
TERMOEMCALI 1	16.176	36.090	52.265	31%	140%
TERMO SIERRA	55.604	-	55.604	100%	80%
TERMOVALLE 1	36.396	-	36.396	100%	112%
TERMOYOPAL 2	9.034	-	9.034	100%	104%

De acuerdo con la circular que publica los parámetros utilizados para calcular la ENFICC vigente en 2009, sólo dos de las plantas a gas soportaron parcialmente el cargo por confiabilidad con combustibles alternativos, como lo indica la tabla No 2. Se trata de Flores 1 que el 65% del cargo se sustenta en contratos de ACPM y Emcali que aporta un 31% de su energía a partir de fuel oil. Estrictamente hablando, sólo en estas dos plantas el cargo por confiabilidad se justificó con base en líquidos. No obstante, como se mencionó anteriormente, varias plantas informaron a la CREG su capacidad de operar de forma dual con gas o con combustibles líquidos. El respaldo de combustibles reportado equivale a un 96% de la capacidad máxima de generación de la muestra térmica incluida, cifra superior al 70% que representa las obligaciones de energía sobre esta misma capacidad.

En la Tabla No 3 se consignan los montos recibidos por cada una de las térmicas por concepto de cargo de confiabilidad (RRID) en los meses de agosto, septiembre y octubre. En agosto se distribuyeron 56.9 millones de pesos por cargo de confiabilidad, en septiembre 51.6 millones de pesos y en octubre 55.4 millones de pesos. En promedio, por cada kwh disponible el sistema canceló 27.5 pesos.

Durante estos meses críticos se presentaron problemas de indisponibilidad en Termosierra, Guajira 1, Termocentro, Proeléctrica, Termodorada y Cartagena. En esta última planta los problemas se concentraron en octubre, en las demás la disponibilidad estuvo restringida permanentemente en todo el periodo. El resto del parque mantuvo su disponibilidad en porcentajes elevados.

Tabla No 3

Planta	Parámetros Declarados 2009		Agosto			Septiembre			Octubre		
	ENFICC Kwh-día	OEF sobre capacidad máxima	Disponibilidad			Disponibilidad			Disponibilidad		
			OMEF Kwh-mes	Comercial sobre capacidad máxima	RRID Millones pesos	OMEF Kwh	Comercial sobre capacidad máxima	RRID Millones pesos	OMEF Kwh	Comercial sobre capacidad máxima	RRID Millones pesos
BARRANQUILLA 3	1.111.736	61%	29.570.761	99%	828	28.980.268	77%	731	29.782.320	0%	814
BARRANQUILLA 4	906.597	51%	24.114.325	98%	675	23.632.791	88%	625	24.286.847	88%	623
CENTRAL CARTAGENA 1	1.163.479	67%	30.947.059	89%	801	30.329.083	100%	802	31.168.464	8%	846
CENTRAL CARTAGENA 3	1.176.910	63%	31.304.307	0%	876	30.679.197	0%	811	31.528.267	0%	835
FLORES 1	3.523.350	78%	93.716.622	0%	2.624	91.845.212	69%	2.399	94.387.099	100%	2.578
FLORES 2	2.385.712	75%	63.456.900	100%	1.777	62.189.741	100%	1.644	63.910.890	97%	1.753
FLORES 3	3.612.302	75%	96.082.631	95%	2.564	94.163.975	98%	2.458	96.770.036	86%	2.565
GUAJIRA 1	3.088.123	72%	82.140.138	63%	2.131	80.499.897	39%	1.876	82.727.793	63%	1.903
GUAJIRA 2	1.947.120	55%	51.790.912	94%	1.364	50.756.708	96%	1.323	52.161.440	72%	1.259
MERILECTRICA 1	3.846.412	81%	102.309.659	100%	2.858	100.266.657	99%	2.641	103.041.614	83%	2.807
PROELECTRICA 1	1.941.017	*	51.628.579	50%	1.445	50.597.618	49%	1.309	51.997.946	49%	1.415
TEBSAB	17.501.198	78%	465.509.572	97%	13.016	456.213.897	92%	11.999	468.839.969	96%	12.847
TERMOCANDELARIA 1	*	*	114.072.372	100%	3.140	111.794.481	100%	2.913	114.888.480	93%	2.933
TERMOCANDELARIA 2	*	*	107.139.325	99%	3.000	104.999.879	99%	2.776	107.905.832	96%	2.900
TERMOCENTRO 1 CICLO COMBINADO	6.375.437	80%	169.578.502	46%	4.623	166.192.221	27%	3.478	170.791.719	78%	4.680
TERMODORADA 1	890.487	62%	23.685.820	93%	657	23.212.842	36%	359	23.855.275	61%	620
TERMOEMCALI 1	4.802.441	74%	127.738.813	100%	3.576	125.188.020	98%	3.286	128.652.695	93%	3.529
TERMO SIERRA	9.835.863	75%	261.621.426	47%	7.193	256.397.156	45%	6.780	263.493.145	35%	7.086
TERMOVALLE 1	4.534.965	78%	120.624.292	100%	3.377	118.215.568	99%	3.107	121.487.275	89%	3.108
TERMOYOPAL 2	545.345	64%	14.505.482	98%	406	14.215.825	88%	341	14.609.259	88%	360

De acuerdo con este análisis, los problemas que se enfrentaron durante esta crisis para aumentar la generación térmica estuvieron más asociados a restricciones en el suministro y transporte de gas, que a incumplimientos de las plantas con respaldo en combustibles alternativos. Esta conclusión recae en el hecho que el combustible soporte para el cargo en casi todas las plantas fue el gas y no el sustituto líquido. Sin embargo, durante la crisis se evidenció que no todas las plantas que habían manifestado su condición dual estaban en capacidad de generar en forma confiable durante periodos prolongados. Esta situación de alguna forma fue afortunada porque permitió resolver problemas térmicos, para efectivamente aumentar la posibilidad de

generar con líquidos y expedir las medidas regulatorias para ordenar la operación del sistema en estas situaciones³.

2.2 Comportamiento de la Generación y las Ofertas durante la Coyuntura

Como se ha mencionado en informes anteriores, el 2009 marcó un periodo de precios máximos históricos en la bolsa. A partir de finales de julio, el precio se incrementó aún más y se estabilizó alrededor de los \$150/kWh durante todo agosto. Es de esperar que a este nivel de precio la generación térmica, por lo menos en las plantas más eficientes, desplace a la hidráulica porque el precio del mercado supera el costo marginal. Sin embargo, como se muestra en el gráfico No 1, la generación hidráulica mostró niveles relativamente altos, si se considera el indicador entre generación de energía y la capacidad de cada planta en el periodo⁴.

Comportamiento del Mercado durante los Meses de Agosto a Octubre

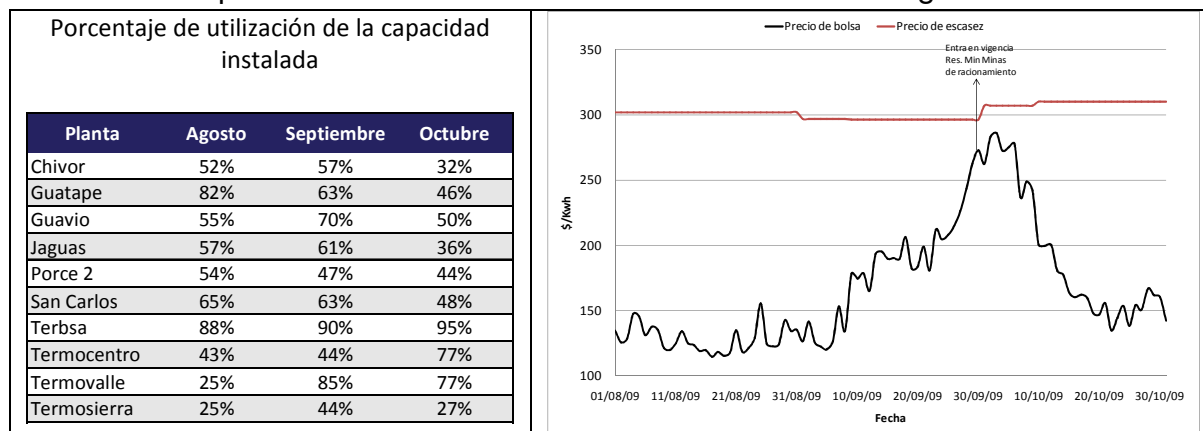


Gráfico No 1

En septiembre se desató un alza acelerada que llevó al precio de bolsa en un solo mes a niveles de casi \$300/kWh muy cerca del precio de escasez. No obstante, como se observa en el gráfico No 1, la utilización del parque hidráulico aumentó a pesar del alza en precios. A finales de septiembre el Ministerio modificó por resolución las reglas de despacho para garantizar un aumento en la generación térmica y reducir las probabilidades de racionamiento. Sólo mediante esta intervención se logró reducir la participación de la generación hidráulica y efectivamente acumular reservas de agua para enfrentar el próximo verano.

³ Resoluciones 18 1654 y 181686 de 2009 del Ministerio de Minas, Resoluciones CREG 136, 137, 138 y 140 del 2009.

⁴ Este indicador se calcula como la generación real (Kwh-día) dividido por la capacidad diaria estimada como el CEN*24.

En esta coyuntura se revelaron dos características atípicas del mercado. La primera es la persistencia del parque hidráulico, en fijar precios aún en niveles por encima del costo marginal de generación de las térmicas. La segunda es el acotamiento que impone el precio de escasez a los precios de oferta de las hidráulicas. El liderazgo de las hidroeléctricas en la fijación de precios es evidente, si se compara la correlación entre el precio de bolsa y el precio de oferta de las plantas. Como se muestra en la Tabla 4, varias de las generadoras hidráulicas tienen un coeficiente de correlación por encima de 0.5 con respecto al precio de bolsa. En el caso de Guavio y San Carlos la correlación alcanza el 0.87. En contraste las correlaciones entre precio de bolsa y la oferta térmica son o muy bajas o negativas, lo que indica un papel pasivo en la fijación del precio de mercado.

Tabla No 4
Correlación entre el precio de bolsa y el de oferta de las plantas hidráulicas

	pb	ch	gut	guv	ja	po	sc
pb	1.0000						
ch	0.2102	1.0000					
gut	0.0384	0.2142	1.0000				
guv	0.8771	0.0424	0.0715	1.0000			
ja	0.5738	0.0483	0.2090	0.5286	1.0000		
po	0.5136	-0.0003	-0.2719	0.4150	0.4137	1.0000	
sc	0.8679	0.0986	0.0104	0.7324	0.4496	0.5008	1.0000

Tabla No 5
Correlación entre el precio de bolsa y el de oferta de las plantas térmicas

	pb	ts	tbs	tc	tv
pb	1.0000				
ts	-0.1570	1.0000			
tbs	0.0050	0.2197	1.0000		
tc	0.1363	0.2059	0.3877	1.0000	
tv	-0.3906	0.8237	0.0452	0.1177	1.0000

Este resultado se corroboró mediante un ejercicio econométrico. El precio de bolsa se comporta como un paseo aleatorio integrado de grado 1, al igual que el comportamiento de las ofertas de Guavio y San Carlos⁵. Bajo estas circunstancias es correcto correr una regresión para tratar de explicar el precio de bolsa a partir de las ofertas de estos dos generadores.

⁵ Para constatar el grado de integración y la estacionariedad de las series se aplicó el test de Dickey-Fuller Augmented a las series en niveles y en primeras diferencias. El precio de bolsa y precio de oferta para Guavio y San Carlos son integradas de grado 1. El resto de series de precios de oferta son estacionarias.

Tabla No 6

Regresión para explicar el precio de bolsa a partir de la oferta de dos generadores

```
. reg lpb lguv lsc
```

Source	SS	df	MS			
Model	5.23792608	2	2.61896304	Number of obs =	92	
Residual	.874164749	89	.009822076	F(2, 89) =	266.64	
Total	6.11209083	91	.067165833	Prob > F	= 0.0000	
				R-squared	= 0.8570	
				Adj R-squared	= 0.8538	
				Root MSE	= .09911	

	lpb	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
	lguv	.6851061	.0607192	11.28	0.000	.5644584	.8057538
	lsc	.2918884	.0469145	6.22	0.000	.1986704	.3851064
	_cons	.188309	.2166037	0.87	0.387	-.2420779	.6186959

De acuerdo con la regresión, la elasticidad del precio de bolsa al precio de oferta de Guavio es del 68% y al precio de San Carlos es del 29%. Estas dos variables explican el 85% de la varianza del precio de bolsa durante estos 3 meses. Los coeficientes de regresión son significativos al 99%. El ejercicio muestra cómo, aún en las condiciones críticas de hidrología, estas dos plantas influyeron en forma determinante en la fijación de precios del spot. Se constató además, que en cada uno de los eventos de mayor crecimiento en el precio de bolsa, es posible identificar fuertes alzas en los precios de bolsa de una o más plantas. Finalmente, se observa una correlación negativa entre precios de oferta y nivel de utilización de la capacidad que indica cierta elasticidad en la demanda residual, excepto en el caso de un agente dónde esta correlación es muy baja.

La segunda anomalía consiste en que el precio de escasez operó como un techo para las ofertas de las plantas hidráulicas. De acuerdo con varios analistas, en ausencia del precio de escasez, las ofertas hidráulicas se habrían elevado a niveles muy superiores a los observados, activando la entrada de generación térmica de plantas ineficientes y/o alimentadas con combustibles costosos. En efecto como se observa en la Tabla No 7, la oferta máxima en los 6 mayores generadores hidráulicos, en todos los casos, se situó alrededor de \$300/kWh, que corresponde al precio de escasez del periodo. Se observa también que las estrategias de oferta varían entre generadores. En un grupo de 4 generadores, las ofertas oscilan fuertemente entre el mínimo permitido por la regulación y algún punto entre el precio de bolsa y el de escasez. En los otros casos las ofertas siguen de cerca el precio de bolsa. Obviamente la desviación estándar del precio de oferta para este último grupo es muy inferior a la del anterior.

Tabla No 7
Estadísticas Descriptivas - Precios de Oferta

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
G1	92	131.7935	111.4668	30	297
G2	92	81.90217	96.94272	30	302
G3	92	158.4891	41.7732	111	308
G4	92	130.1196	101.6435	30	301
G5	92	158.0435	84.65066	30	301
G6	92	151.413	50.08831	76	305

El papel que juega el precio de escasez como techo a los precios de oferta de los agentes hidráulicos, es un problema porque impide que entren en merito generadores térmicos con combustibles costosos, o plantas de baja eficiencia, forzando de esta forma a desembalsar más reservas de agua de las que recomienda la prudencia, ante perspectivas de baja hidrología. De esta forma, el precio de bolsa se eleva pero no reduce la generación hidráulica, generando un equilibrio perverso de mayores costos asumidos por la demanda, pero sin los beneficios de reducir las probabilidades de un racionamiento futuro.

2.3 Lecciones que Deja la Coyuntura

Aparentemente la explicación del comportamiento en las estrategias de oferta de las hidráulicas, responde a decisiones financieras y de percepción de riesgos. Si un agente tiene un porcentaje elevado de su energía vendida en contratos y se margina del mérito, se ve expuesto a comprar los faltantes entre despacho y contratos, a precios de bolsa que en una coyuntura como la descrita, superan ampliamente los precios a los cuales se pactaron las ventas en contratos. Esta estrategia genera una presión cierta sobre el flujo de caja que, al parecer los agentes no asumieron.

Por otra parte, mantener los niveles de generación para evitar la pérdida financiera, genera un riesgo de desembalsar demasiado y quedar cortos de reservas cuando se activen las obligaciones de energía en firme, adquiridas en el marco del cargo por confiabilidad. El comportamiento observado muestra que los agentes, tras sopesar los riesgos, prefirieron asumir la eventualidad de incumplimiento futuro en las obligaciones de energía en firme, que enfrentar con certeza una pérdida actual. Esto es grave, porque muestra de alguna manera la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad.

Es posible especular como, si el precio de escasez hubiese estado en un nivel más alto, las ofertas hidráulicas y el precio de bolsa se habrían elevado hasta niveles

superiores al costo marginal de los recursos térmicos menos eficientes, con lo cual se habría reducido la generación hidráulica y el ritmo de desembalse. También se puede visualizar un escenario alternativo, en que el precio de escasez se hubiese fijado en un nivel suficientemente bajo, que mitigue las pérdidas financieras asociadas por no despachar, con lo cual el mecanismo de escasez se habría activado antes y no habría sido necesario modificar las reglas de despacho para conjurar el racionamiento eléctrico.

Estas especulaciones, no obstante, no son de mucha utilidad porque el precio del cargo de confiabilidad y las obligaciones de energía en firme ya asignadas, dependen del nivel del precio de escasez y por lo tanto no es posible modificar este umbral, sin afectar el marco y los compromisos adquiridos por las partes en las subastas. En efecto, un precio de escasez menor, aumenta la probabilidad de activación del mecanismo y simultáneamente las pérdidas por generar, que deben enfrentar las plantas menos eficientes una vez se ven obligadas a despachar. Bajar este techo no es posible sin negociar con los agentes. Subirlo, por otra parte, genera un desequilibrio, esta vez en contra de las autoridades, porque reduce la posibilidad de activar las obligaciones y el costo asociado cada vez que se active el mecanismo, sin reducir la remuneración que reciben las plantas por cargo de confiabilidad.

La coyuntura en estos tres meses mostró entonces algunas debilidades del mecanismo de confiabilidad, en el sentido en que las señales no fueron suficientes para conservar las reservas de agua en niveles prudentes. Este hecho a juicio del CSMEM, no resta meritos al mecanismo de confiabilidad, en la medida en que gracias al cargo se aseguró la entrada de nuevas plantas y se garantizó que durante la próxima década, la expansión del sistema se alinee con el crecimiento esperado de la demanda. El cargo buscaba alcanzar simultáneamente por lo menos dos objetivos de política, lo cual no siempre es posible con un solo instrumento: estimular el crecimiento de la oferta y dar al mercado reglas que internalizaran en los agentes, los costos de un eventual racionamiento. Se logró el primer objetivo, pero de acuerdo con los hechos, se falló en el segundo. Tratar de modificar el mecanismo vía precio de escasez, como se mencionó, implicaría alterar todos los acuerdos de derechos y obligaciones asumidos por las partes en desarrollo de este marco.

Construir un mercado eléctrico con tal nivel de perfección que arroje resultados de eficiencia económica en períodos “normales” y simultáneamente evite racionamientos, en un sistema dominado por energía hidráulica, expuesto a los ciclos irregulares del fenómeno del Niño, probablemente esté más allá de la frontera teórica y de la

experiencia práctica en esta materia⁶. Por lo anterior, el CSMEM considera que la secuencia de medidas adoptadas, primero por el Ministerio y desarrolladas posteriormente por la CREG, en las que se forzó el despacho térmico para maximizar las reservas de agua, si bien imponen un sacrificio a la libertad del mercado transitoriamente, son perfectamente explicables desde el punto de vista social y económico y no suponen un retroceso en el diseño del MEM en Colombia.

Otra lección de la coyuntura es la debilidad de la infraestructura, la planeación y el esquema contractual, para el abastecimiento de gas natural al parque de generación térmica en condiciones extremas. La asignación de ENFICC, y en consecuencia de OEF, se realizó con base en las capacidades de suministro y transporte contratadas por las plantas. Era de conocimiento del sector, que la sobrecontratación del gasoducto Ballenas – Barranca, la tardanza en las inversiones de expansión de la capacidad de producción en el Pie de Monte Llanero y la declaración de cero oferta de gas firme por parte de los productores, a pesar de que se liberan contratos viejos, impedía contar con la totalidad del gas cuando el sector lo requiriese.

De hecho, la regulación de confiabilidad estableció los parámetros IDT (transporte) e IMM (suministro) en las fórmulas de cálculo del ENFICC, para hacer explícitas estas restricciones, aunque los mantuvo en niveles que no alteraron el cálculo final. De esta forma, si bien los agentes asumieron el compromiso de generar energía en períodos críticos en las cantidades pactadas, se sabía que el sistema de transporte de gas no era capaz de responder ante un escenario máximo de demanda. Se sabía además, que las sanciones aplicadas al transportador y/o productor por incumplimientos de los contratos, son tan bajas que estos agentes no tienen los incentivos para eliminar las restricciones.

Los cuellos de botella del sector gas no surgieron mientras los despachos se rigieron por las reglas ordinarias, porque como se mencionó el sector hidráulico suministró energía suficiente. No obstante, cuando impusieron obligaciones de generación térmica, se hicieron evidentes todas las restricciones, lo que además de impedir que se generaran los niveles de energía térmica previstos por el gobierno, generaron desabastecimientos considerables en los sectores industrial y vehicular. De alguna forma se debe tomar como un hecho positivo, que esta situación se haya presentado cuando aun hay margen de maniobra y alternativas para ahorrar agua en los embalses.

⁶ Sistemas mucho más simples, como los de Ecuador y Venezuela, que no generan las eficiencias económicas del sector en Colombia, ya están enfrentando racionamientos, aún sin haber alcanzado la etapa más crítica del fenómeno del Niño.

Las restricciones de gas en plena sequía, con embalses bajos, habrían ocasionado costos invaluable. No obstante, los acontecimientos recientes dejan un mensaje en el sentido de que es prioritario replantear la concepción misma del desarrollo del sector del gas natural. En el nuevo modelo los contratos se deben cumplir, las expansiones de suministro y transporte deben surgir rápidamente y en forma natural como respuesta a los crecimientos de la demanda y las tarifas deben responder a las necesidades de contar con excesos de capacidad de infraestructura, para atender los picos de demanda del sector termoeléctrico. Esta revisión no debe recaer en un solo responsable. Es evidente que el nuevo marco debe surgir de la interacción del Ministerio, el regulador, los agentes por el lado de la oferta, los agentes por el lado de la demanda y la agencia responsable de la planeación.

Algo similar ocurrió con los combustibles líquidos. La robustez de los arreglos logísticos para garantizar un flujo estable y suficiente de estos combustibles no se había puesto a prueba, a pesar de que una proporción importante del ENFICC del parque térmico se soportó en líquidos. Cuando se exigió la generación de estas plantas, en muchos casos se detectaron problemas severos que les impidió generar en las magnitudes previstas, con efectos inmediatos en los niveles de ahorro de agua y agravando los racionamientos de gas para la industria y el parque automotor. Nuevamente esta lección se ha venido capitalizando y al parecer, algunas de las plantas ya se encuentran en mejor posición técnica para consumir líquidos, lo que fortalece al sistema en el evento de un verano prolongado.

A pesar de lo anterior, esta crisis dejó algunas secuelas que conviene analizar con cuidado. En primer lugar, se sancionó a algunas plantas duales con problemas en la generación, eliminando su derecho a la remuneración por cargo de confiabilidad. En segundo lugar, los mayores costos de generación con líquidos, derivados de los incumplimientos en el mercado de gas, se asignaron a la demanda. Conviene reflexionar si en estos casos parte del costo no lo deben asumir las fuentes del incumplimiento de los contratos de gas.

3 Respuestas a Comentarios de Acolgen a los Informes No 38 a 41

3.1 Informe No 38: Reflexiones Orientadas al Fortalecimiento Regulatorio del MEM

- De manera general consideramos importante que el CSMEM continué revisando esquemas de monitoreo internacionales, de forma tal que enriquezca sus conocimientos y le permita tener elementos adicionales a la hora de emitir conceptos o hacer propuestas sobre el funcionamiento del mercado colombiano.
- Si bien en el informe se hace alusión a algunas recomendaciones del Comité, desarrolladas en virtud de su participación en la reunión del Energy Intermarket Surveillance Group – EISG y de los análisis que el profesor Frank Wolak desarrolló en su asesoría a la SSPD, notamos con preocupación que el CSMEM no se refiere a la principal recomendación del informe de Wolak: “The highest priority recommendations relate to public data release and the market monitoring function”.
- Sobre este tema, la recomendación de Wolak fue muy clara: “All data submitted to and produced by the market operator should also be released to the public as soon as possible after the market operated”. Adicionalmente, con respecto a las funciones de monitoreo del mercado, Wolak enfatiza en la independencia de este ente, del cual sugiere se debe concentrar en mostrar el “termómetro” del mercado, dejando a los entes de control y regulación tomar las medidas necesarias si se están presentando eventos que restrinjan la libre competencia⁷.

CSMEM 1: Sobre el acceso de la información del mercado a todo el público, el CSMEM se pronunció en el Informe No 43 de Octubre 26 de 2009. Con respecto a la información para el monitoreo del mercado, el CSMEM aunque no divulga la información reservada, si ha contado con ella para sus análisis. Por otra parte, estamos de acuerdo con Acolgen en que el CSMEM debe ser el “termómetro” del mercado.

- Con base en la lectura de los informes, se podría interpretar que las propuestas del Comité están encaminadas a modificar la estructura del mercado, planteando un esquema de oferta de costos y un despacho centralizado, que como se ha comprobado es altamente ineficiente y pone en riesgo no sólo la atención de la demanda (recordar evento Niño 91-92), sino también las inversiones que en expansión han hecho los agentes del sector. Es necesario aclarar que el Sector está viviendo una transición (no una coyuntura) propia de la evolución de sus

⁷ Source of impartial and unbiased information about market performance. Leave considerations of equity to regulator

variables fundamentales (Demanda y Oferta). En este sentido, es necesario tener visión de largo plazo, ya que las medidas planteadas por el CSMEM son de corto plazo y podrían atentar contra la confiabilidad y la cobertura de la demanda en el futuro.

- La propuesta del CSMEM de condicionar los precios de oferta de los generadores, atenta contra la libre competencia y desconoce otros determinantes de la formación del precio, como el esquema de cargo por confiabilidad, que determinó un precio sobre el cual se cubre a la demanda: el precio de escasez.
- Las metodologías propuestas para calcular precios de referencia serán siempre subjetivas o basadas en modelos de planeamiento, que les impedirán reflejar adecuadamente los costos variables y los riesgos.
- Sugerimos al CSMEM incorporar dentro del proceso de referenciamiento internacional, comparaciones de los precios que experimentan los diferentes mercados, incluyendo el colombiano, junto con la composición de su oferta por tipo de tecnología y su margen de reserva.

CSMEM 2: Para la mitigación ex-ante del poder de mercado, existen básicamente dos técnicas: a) con pruebas de conducta e impacto, y b) bajo estructura de mercado. Dado el carácter hidrotérmico del sistema colombiano, el CSMEM considera que la mitigación b) se adecua mejor al MEM, mediante la estimación de referencias de precio con modelos de simulación. Cuando la diferencia del comportamiento de precios reales y los de referencia (que además incluyen una holgura) en un periodo de tiempo, por ejemplo un año, exceda un valor crítico, entonces ocurre la intervención regulatoria automática. Esto significa que mientras el mercado opere competitivamente dentro de los límites de referencia, conocidos por los agentes, no habría intervención.

- Para el caso del cálculo del Índice de Lerner, reiteramos en la necesidad de incluir la contratación de las empresas para lograr una correcta aplicación de la metodología y no solamente un cálculo más preciso, como afirma el Comité. En este sentido sugerimos que en los siguientes informes se presente el indicador de esta manera, lo cual es factible, en la medida que el administrador del mercado cuenta con la información. Al respecto, solicitamos que no se presenten conclusiones soportadas en este indicador, mientras no se hayan realizado los ajustes.

CSMEM 3: A partir de este informe No 44, los índices de Lerner estimados como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, excluyen los niveles de contratación de los agentes.

- En relación con las medidas de mitigación del poder de mercado presentadas por el CSMEM, es importante anotar que los escenarios sobre los cuales se desarrollan, tienen en cuenta la no existencia de limitaciones en el acceso a la información del mercado. La experiencia internacional y la teoría presenta evidencia suficiente sobre la inconveniencia de limitar la información del mercado. Según el profesor Wolak, en el caso del mercado de California, el retraso en la presentación de la información durante seis meses, representó para el mercado una pérdida de 6.000 Millones de dólares. Sería por lo tanto interesante que el Comité estudiara el impacto que ha tenido la restricción de la información.

CSMEM 4: Es necesario tener en cuenta que el regulador se ha visto forzado a tomar este tipo de medidas extremas, debido al posible comportamiento especulativo de algunos agentes. Sin embargo, el CSMEM tal como lo mencionó en el informe No 38, dadas las condiciones críticas del mercado hoy en día, está de acuerdo en eliminar la restricción al acceso del precio de las ofertas que aún existe.

- Con respecto al comentario desarrollado en el punto 2.2.2 - Costos de Arranque y Parada de Plantas Térmicas, sería conveniente que el Comité aclarara el concepto "*Retención financiera de capacidad disponible*", cuando se refiere a las ofertas actuales (antes de la CREG 051/09), a la luz de la regulación que exige a los agentes declarar su disponibilidad real.

CSMEM 5: En los textos que tratan sobre abuso de poder de mercado en el upstream del sector eléctrico, se hace referencia a dos formas de reducir artificialmente la oferta en las estrategias de los generadores: a) Retención física, cuando declaran indisponible total o parcialmente un recurso que se encuentra en condiciones de operar; b) Retención financiera, cuando se presentan ofertas artificialmente elevadas (por encima del costo marginal) para reducir la probabilidad de que este recurso sea despachado en mérito. Con anterioridad a la resolución CREG 51 de 2009 no era factible estimar el costo marginal, porque este incluía una variable subjetiva relacionada con el número de horas en que la planta saldría despachada y por lo tanto, el número de horas en que se diluyen los costos fijos asociados a arranque y parada.

- En el punto 3.2.1 el Comité menciona: "*...No obstante, en los dos últimos meses, las diferencias horarias de los precios de bolsa han aumentado nuevamente, probablemente porque los agentes han aprendido a estimar el comportamiento de sus competidores acudiendo a la lectura de indicadores indirectos*". Le agradeceríamos al Comité sustentar este comentario⁸, en particular, precisar a qué indicadores indirectos se refiere, ya que la Resolución CREG 006 de 2009 y las que la complementaron, dieron el carácter de confidencial a las ofertas de las

⁸ Con el fin de evitar caer en juicios de valor, que no le aportan al seguimiento y monitoreo del mercado y si perjudican la imagen de los generadores, apartándose adicionalmente del concepto de monitoreo planteado por Frank Wolak.

empresas generadoras y a toda la información que produce el CND y el ASIC de dichas ofertas.

CSMEM 6: Esta afirmación también es aceptada a nivel teórico y empírico en el contexto internacional. El nivel de embalses de cada agente y la hidrología en las cuencas de sus embalses permiten inferir su ritmo de despacho y de esta forma establecer la relación entre los precios de oferta de determinado agente y los propios. Algo similar ocurre con los costos de los combustibles de las térmicas. El problema es que la inferencia de información no es simétrica y neutra para todos los participantes. Los agentes con un mayor número de recursos y capacidad disponen de más información para inferir el comportamiento de las ofertas de sus rivales.

- Considerando que el CSMEM reconoce que la información con la cual calcula dicho indicador adolece de los datos de contratación (numeral 3.3.2 Índice de Lerner), sugerimos respetuosamente revisar conclusiones como la siguiente: *“Es interesante observar cómo, tras la expedición de la resolución CREG 006 de 2009, el poder de mercado medido con el índice de Lerner, se ha reducido sustancialmente a niveles que se pueden considerar cercanos a un ambiente de competencia para horas de baja y alta demanda”*. De hecho, cuando se analiza el comportamiento de los precios después de impuestas estas medidas regulatorias, la conclusión a la que se podrían llegar las Autoridades es la comprobación de que no había colusión entre los agentes.

CSMEM 7: El CSMEM está de acuerdo con Acolgen en que el índice de Lerner se debe calcular sobre la demanda residual de cada agente, considerando únicamente la fracción de su capacidad expuesta a bolsa. No obstante, dado que el parámetro de nivel de contratación es relativamente constante (y no exento de problemas de cálculo con la información disponible), la evolución del índice con y sin contratos sigue trayectorias similares y permite extraer conclusiones del desempeño del mercado.

- En el numeral 3.4.1-Reconciliaciones positivas, es importante aclarar que la formación de este precio está discriminada por tipo de tecnología, térmica e hidráulica⁹, y las magnitudes cambian. En la forma como se muestra la información, pareciera que todos los agentes que venden seguridad lo hicieran a \$160/kWh.

CSMEM 8: La observación de Acolgen es válida, los precios de las reconciliaciones mostrados son precios promedio.

⁹ El valor al que las plantas hidráulicas venden reconciliación es un valor regulado en función de su nivel de embalse.

3.2 Informe No 39: Balance de Oferta y Demanda en el Sector Eléctrico Colombiano

- Es importante recordar que dentro de la estructura institucional del sector eléctrico y bajo el marco normativo actual, le corresponde al Centro Nacional de Despacho - CND elaborar el planeamiento eléctrico y energético del sistema, en donde los supuestos de este último son sometidos a consideración del Consejo Nacional de Operación-CNO. La función principal del CNO (artículo 172 de la Ley 142 de 1994) es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica.
- Frente las siguientes afirmaciones:
 - a) *“En particular, las plantas de la costa tienen niveles bajos de contratación de gas natural en firme y por lo tanto su papel para suplir la escasez de reservas hídricas se puede ver muy limitada.”*, y
 - b) *“...implementar un mecanismo que permita ceder transitoriamente parte de la contratación de suministro de gas del interior a favor de las plantas de la costa (para evitar el cuello de botella del gasoducto Ballenas-Barranca; adicionalmente ii) acoger e implementar las recomendaciones que plantee el estudio sobre la logística de combustibles líquidos para las plantas térmicas.”*

Solicitamos al Comité desarrollar con mayor detalle las anteriores afirmaciones, presentando los fundamentos que las soportan.

CSMEM 9: Las dificultades de suministro de gas en algunas plantas térmicas tras las medidas de racionamiento expedidas por el Ministerio de Minas a finales de septiembre y principios de octubre, mostraron claramente los problemas estructurales del sector gas en términos de sobrecontratación de suministro y transporte.

- El modelo utilizado por el CND en sus corridas corresponde a un modelo de planeamiento energético, el cual busca evidenciar si existe déficit en la atención de la demanda, y en este sentido los resultados dependen de los supuestos iniciales, los cuales en algunas ocasiones difieren en gran medida del comportamiento histórico de los agentes.

CSMEM 10: Todos los modelos dependen de supuestos. El CSMEM considera que la planificación del sector se debe apoyar en modelos.

- Los análisis de balance de energía eléctrica no presentan las fechas oficiales previstas para la entrada de los proyectos de expansión (independientemente de que puedan entrar antes, la OEF es a partir de la fecha oficial).

CSMEM 11: Las fechas oficiales son las que se usaron en los balances de energía.

- La dependencia hidrológica aumenta debido a que la mayoría de proyectos de expansión son hidráulicos, pero hay que analizar la complementariedad de las hidrologías y las capacidades de regulación de los embalses nuevos.

CSMEM 12: Esta afirmación es cierta.

- Las propuestas relacionadas con el sector de gas natural no consideran garantizar el suministro a los agentes térmicos en condiciones de escasez. Tampoco hay una posición explícita frente a la posibilidad de la importación de gas desde Venezuela y los impactos de no realizarse dicha transacción.

CSMEM 13: Ver Informe del CSMEM No 43 de Octubre 26 de 2009.

- Parece contradictoria la afirmación del numeral 3.2.2 - Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos: *“...Esta reacción del mercado, como se ha venido sosteniendo, tiene su origen en la inelasticidad de la curva de oferta y en consecuencia, el poder de mercado que perciben los agentes”*, frente a lo expuesto en el 3.3.2 - Índice de Lerner: *“El índice de Lerner no aumentó en mayo y por el contrario presentó una pequeña disminución para niveles de carga media y alta; por lo tanto se podría pensar que el poder de mercado individual se mantuvo en niveles bajos”*. Solicitamos precisar la relación entre las afirmaciones.

CSMEM 14: Como se ha discutido en varios informes, la curva de oferta se ha venido aplanando en niveles elevados de precios para un rango amplio de la demanda, pero se torna inelástica para consumos elevados.

3.3 Informe No 40: Restricciones del Abastecimiento de Gas Natural y su Impacto en el MEM

- Reiteramos la necesidad de analizar el caso extremo de que el gas de Venezuela nunca se importe y, en la misma línea, la posibilidad de implementar incentivos para la importación de gas natural licuado y el desarrollo consecuente de una planta regasificadora.

CSMEM 15: El CSMEM comparte la preocupación de Acolgen.

- Es importante recordar que los proyectos de inversión deben estar acompañados de regulaciones claras y estables; así mismo, en el caso de la Interconexión de gas con Venezuela, los contratos deben reflejar las

necesidades e intereses propios de cada país; así como los compromisos de entrega del recurso.

CSMEM 16: El CSMEM comparte la preocupación de Acolgen.

3.4 Informe No 41: Análisis de Costos Marginales de Energía Utilizando el Modelo de Optimización de Despacho – MODSEI

- Aun cuando consideramos necesaria la función que cumple el CSMEM respecto al monitoreo del mercado, para lo cual utiliza modelos que sirven como referentes para comparar el comportamiento de los precios de mercado, sugerimos, de manera muy respetuosa, ser cuidadosos en las conclusiones pues son modelos de planeamiento energético sensibles a la información inicial de entrada, y podrían arrojar conclusiones erróneas. Solicitamos al CSMEM aclarar las razones con las que afirman frases como: *“El MODSEI entrega a los analistas información acerca de la operación del sistema eléctrico; este modelo matemático simula condiciones cercanas a la realidad del mercado y sus resultados son en general un buen referente del comportamiento del mercado eléctrico”*.

CSMEM 17: El CSMEM ratifica su concepto sobre el MODSEI.

- Como es de su conocimiento, los modelos de despacho centralizado son complejos y requieren metodologías de simulación particulares para estimar sus parámetros. Basarse sólo en datos históricos impide utilizar información adicional potencial y relevante (decisiones de los agentes, expectativas frente a fenómenos climáticos, portafolios, niveles de contratación y eficiencia de procesos), lo que hace que el modelo no muestre todas las reales eficiencias del mercado.

CSMEM 18: El objetivo del CSMEM, al utilizar el MODSEI con datos históricos fue obtener para las condiciones del periodo julio 2008 – junio 2009, un estimativo de los costos marginales de la energía, bajo la premisa de optimizar los recursos del despacho para todo el sistema. No es clara la sugerencia de utilizar otro tipo de información diferente a la histórica, ya que no se trató de estimar costos marginales futuros, ni la optimización de recursos de un agente específico.

- Según lo indicado en el informe, el modelo hace un despacho a nodo único, es decir sin considerar restricciones eléctricas. Si bien lo anterior coincide con la definición de despacho ideal para la formación del precio de bolsa, las restricciones son una realidad del mercado que físicamente alteran los recursos disponibles para los agentes; lo que impacta las ofertas que estos realizan. Esto puede explicar porqué el modelo ve mayor generación hidráulica que la que se

observa en la realidad, lo que puede llevar a que la modelación concluya que el recurso marginal es una planta hidráulica mientras que la realidad probaría que el marginal es térmico.

CSMEM 19: Efectivamente la simulación pretendió conocer el costo marginal de la energía (precio de bolsa) el cual se determina para las condiciones del despacho ideal (sin restricciones). Las restricciones normalmente inducen a comportamientos estratégicos de los agentes, que no deberían reflejarse en el costo marginal.

- Con respecto a la referencia que se hace del estudio de Frank Wolak, en el sentido de que la evolución del nivel del embalse agregado del SIN a junio de 2009 no fue determinante en la evolución de los precios de la energía, es importante mencionar que, a pesar que el nivel era superior al de años anteriores, las expectativas eran diferentes considerando la presencia y evolución del fenómeno de El Pacífico, unida a las restricciones en el transporte de gas existentes.

CSMEM 20: El análisis de Wolak básicamente se concentra en entender el comportamiento de los precios de bolsa entre diciembre de 2008 y enero de 2009. En estos meses y hasta junio de 2009, los niveles del embalse agregado excedían los registros históricos de los años anteriores y en ese sentido la evolución del embalse agregado no fue determinante en la evolución de los precios de energía.

- En el numeral 2.5 el Comité realiza una comparación del precio de bolsa que arroja el modelo MODSEI vs. el precio de bolsa real para el período julio 2008 - junio 2009. El Comité acepta que por la no inclusión de las restricciones en el modelo, los resultados de éste pueden ser diferentes al spot. Sin embargo, afirma que la solidez de su análisis radica en que la simulación fue realizada utilizando datos históricos, para la hidrología julio/08 – junio/09, que el comportamiento de los resultados siguió muy de cerca el comportamiento real histórico del sistema y que, en consecuencia, los costos marginales obtenidos con MODSEI tienen una alta confiabilidad.
- El uso de datos históricos para el periodo en mención y el hecho de que el comportamiento de los resultados siguió de cerca la realidad no parecería ser suficiente para soportar la conclusión mencionada, porque el modelo usa los datos reales de hidrología para el periodo julio 08 – junio 09, pero trabaja con la proyección de la media para los siguientes meses y, por tanto, la valoración y uso de los recursos hídricos del modelo son muy diferentes a la situación actual en la que es de público conocimiento el desarrollo de un evento Niño.

CSMEM 21: La diferencia entre la generación real y la ideal obedece a la existencia de las restricciones; sin embargo el precio de bolsa (costo marginal) se obtiene bajo las condiciones de despacho ideal, que es el que simula el MODSEI. El hecho de utilizar

solo datos históricos para niveles de embalses inicial y final, hidrologías, demandas, etc., generan resultados de costos marginales muy confiables puesto que no están influenciados por variables proyectadas.

El MODSEI a diferencia del MPODE, puede simular un periodo definido con solo datos históricos, sin necesidad de incluir proyecciones para los años posteriores. Las condiciones terminales son simplemente los niveles de embalses, que para el caso que nos concierne, son los niveles de embalses al inicio y fin del periodo histórico bajo análisis.

- En relación con la curva de oferta desarrollada en el numeral 3.3.1, no coincidimos con la conclusión del Comité, en el sentido de que la forma horizontal de la curva de oferta entre 4 y 8.5 MW se debe a una estrategia cooperativa. Este resultado se debe es al comportamiento de las ofertas de los agentes que están considerando la amenaza de un Fenómeno del Niño, el cual los lleva a realizar un uso adecuado de sus reservas hídricas con el fin de asegurar el suministro futuro.

CSMEM 22: No se dice que se trate de una estrategia cooperativa. Se dice que es compatible con una estrategia cooperativa.

4 Análisis de Desempeño del MEM

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

4.1 Comportamiento del sistema

4.1.1 Generación del Sistema

El gráfico No 2 presenta las cantidades mensuales de generación térmica a carbón y con gas, hidráulica y total del sistema, para los dos últimos años.

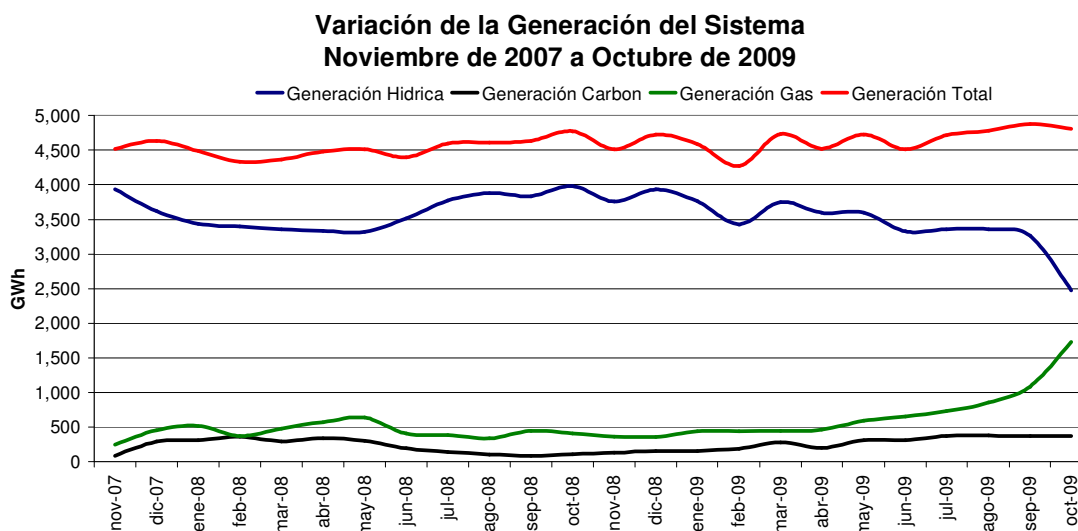


Gráfico No 2

En octubre se presentó una contracción de la demanda con relación al mes anterior, lo cual alivia la presión sobre los embalses en la coyuntura, pero preocupa desde el punto de vista de la actividad económica. Aún así, el consumo y generación de energía eléctrica han crecido un 2.2% con respecto a octubre de 2008. La generación hidráulica se contrajo en un 24% con respecto al mes anterior y la térmica se expandió en un 45%, en su mayoría con gas natural. Se observa también que los mayores precios han estimulado el aporte en generación de las plantas menores.

Tabla No 8

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	octubre-08	septiembre-09	octubre-09	Variacion Septiembre 09- Octubre 09	Variacion Octubre 08- Octubre 09	Variacion Ultimo Año- Octubre 09
Hídrica	3467.86	3,982.20	3,264.36	2,475.80	-24.16%	-18.03%	-5.87%
Térmica	942.00	514.10	1,448.30	2,097.59	44.83%	181.72%	53.75%
Gas	675.27	407.25	1,082.31	1,727.08	59.57%	165.76%	60.28%
Carbón	265.64	106.85	366.00	370.51	1.23%	242.53%	37.78%
Menores	230.89	276.71	155.12	227.16	46.44%	-43.94%	-32.82%
Cogeneradores	7.49	1.57	12.32	10.84	-12.05%	682.78%	64.52%
Total	4649.84	4,774.58	4,880.21	4,811.48	-1.41%	2.21%	4.95%

4.1.2 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.

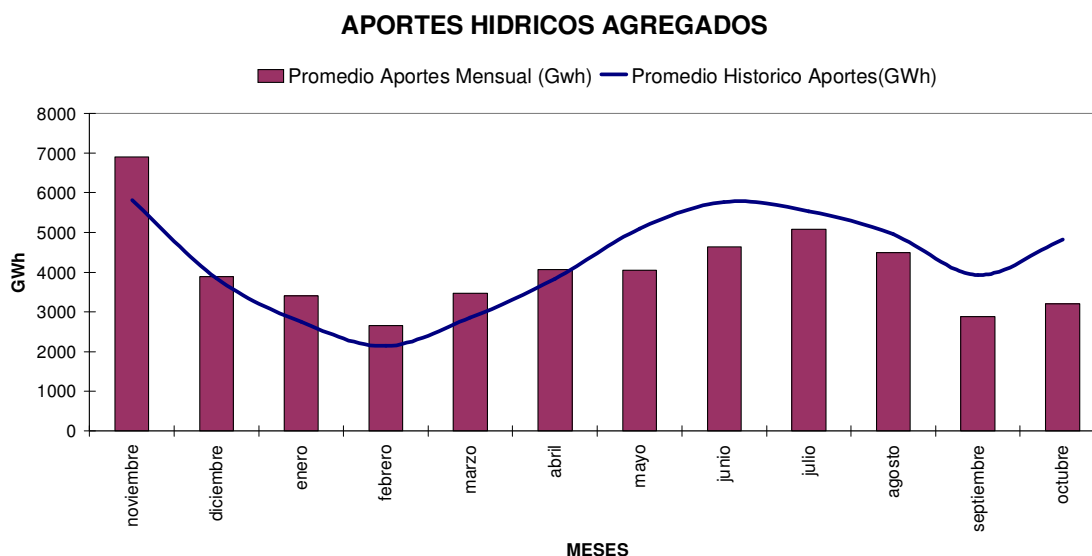


Gráfico No 3

La hidrología en octubre nuevamente se situó por debajo de la media histórica, sosteniendo el comportamiento observado desde mayo. Esta dinámica, asociada al fenómeno del Niño, explica las medidas extraordinarias que han impuesto las autoridades al funcionamiento del MEM, forzando la generación térmica para ahorrar agua y minimizar un riesgo de desabastecimiento eléctrico durante el verano 2009 – 2010.

4.1.3 Nivel de los Embalses

Se observa en el gráfico No 4 que a pesar de las bajas hidrológicas ocurridas en octubre, gracias al impacto favorable de las medidas adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía en términos de ahorro de reservas en los embalses, el embalse agregado del SIN se recuperó levemente, alcanzando el nivel de 68% y a la vez se redujo la probabilidad de racionamiento.

4.2 Evolución de los precios de Bolsa

4.2.1 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.

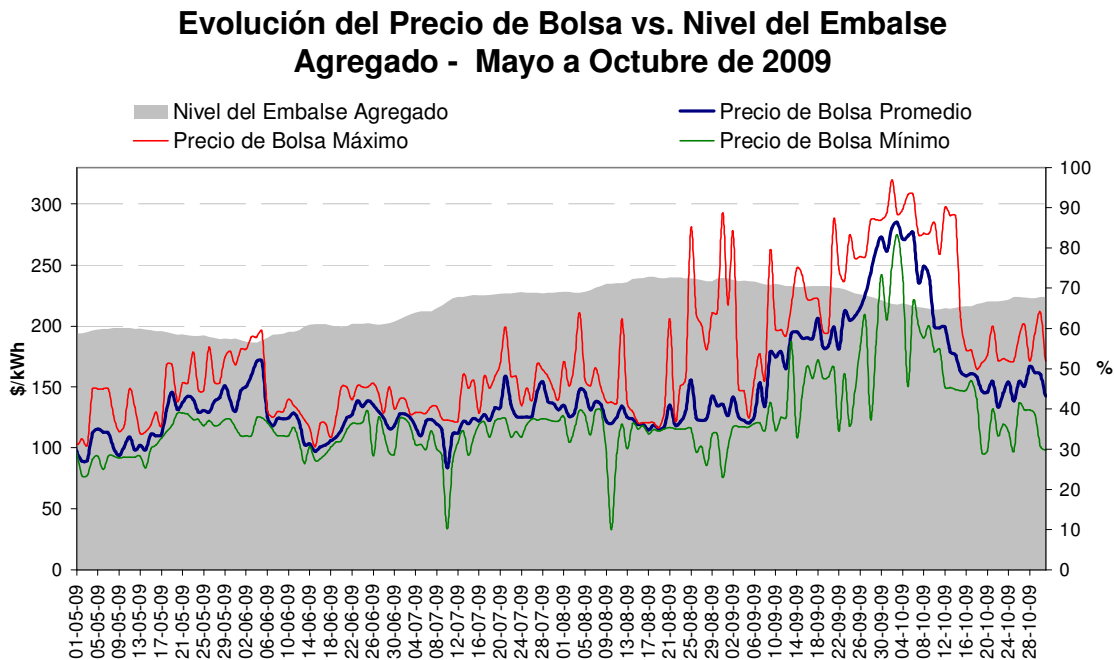


Gráfico No 4

Los precios de bolsa se situaron en niveles máximos en la década, superando los \$300/kWh, como respuesta a la escasez de aportes y las previsiones hidrológicas. El precio máximo ocurrió el 3 de octubre y en ese momento inició su descenso, como consecuencia de las medidas tomadas por el Ministerio de Minas y Energía, en el

sentido de maximizar la generación térmica para frenar el nivel decreciente de los embalses. No obstante, como se discute en el presente documento, los precios no superaron el precio de escasez, que obró como un techo para las ofertas de las hidráulicas.

4.2.2 Evolución del Precio de Bolsa Mensual vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 5 presenta la evolución del valor promedio mensual del precio de bolsa a precios constantes del año 2009 y el nivel del embalse agregado del SIN mensual en porcentaje, para los últimos 5 años.

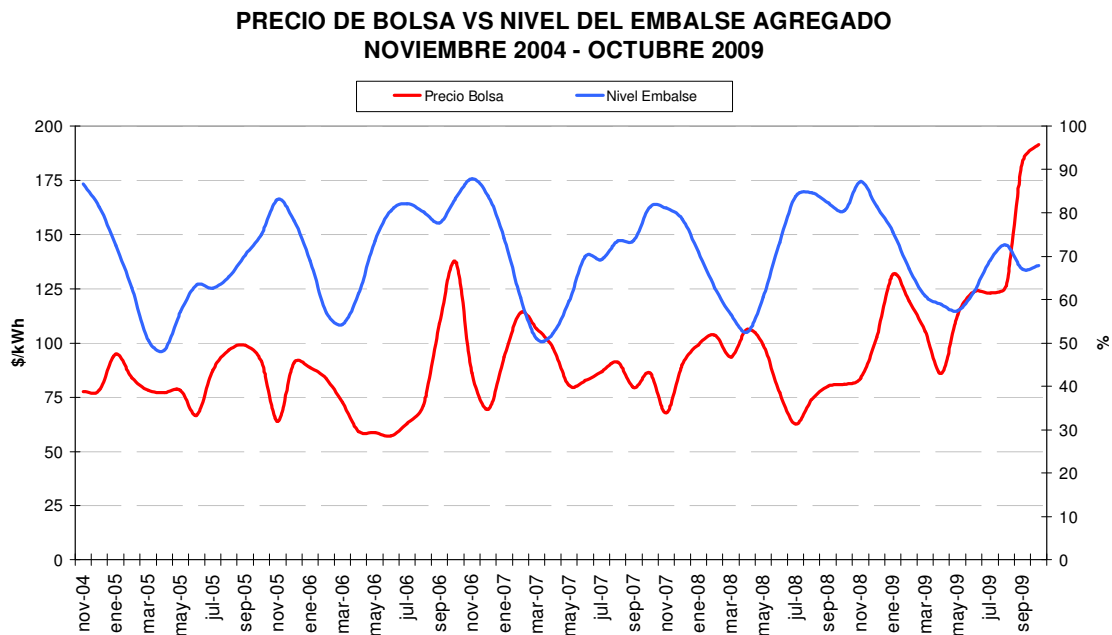


Gráfico No 5

El gráfico muestra cómo el fenómeno del niño del 2009 ha modificado completamente la dinámica del precio de bolsa con relación a los patrones históricos. La estrecha relación negativa entre precio de bolsa y nivel de embalse y la más débil, relación positiva entre precio de bolsa y el precio del gas natural, dejaron de operar en este último trimestre cuando el precio alcanzó un máximo desde el año 2004.

4.2.3 Demanda Máxima del SIN vs Capacidad Disponible

El gráfico No 6 presenta la evolución de la demanda mensual máxima de potencia del sistema contra la capacidad de generación total disponible mensual y la reserva de capacidad correspondiente en forma porcentual, para los últimos 5 años.

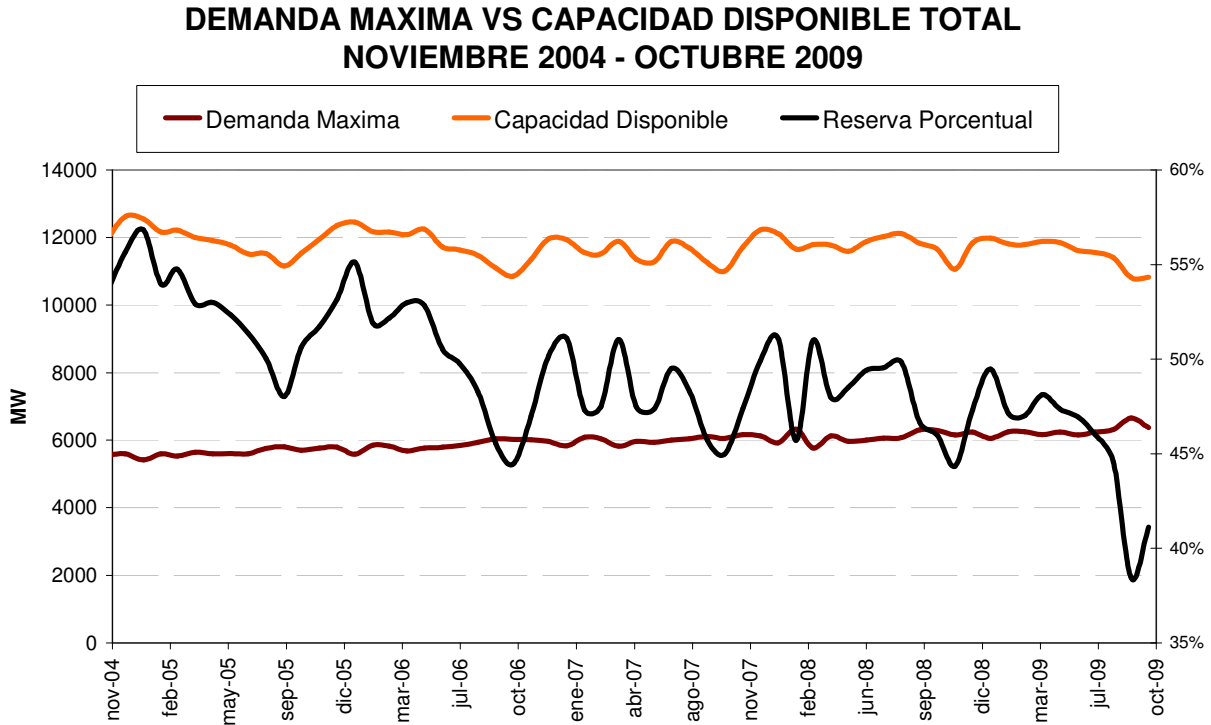


Gráfico No 6

La capacidad disponible y la demanda máxima del SIN, en octubre presentaron un comportamiento similar al de septiembre, donde ambas variables (máximo para la demanda y mínimo para la capacidad disponible) alcanzaron niveles críticos. Sin embargo, se puede observar que la reserva de capacidad es superior al 40%.

4.2.4 Precios Diarios de Bolsa Actuales e Históricos

El gráfico No 7 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses y los compara para estos mismos meses, con los valores promedios históricos y los valores de los dos años anteriores, a precios constantes del año 2009.

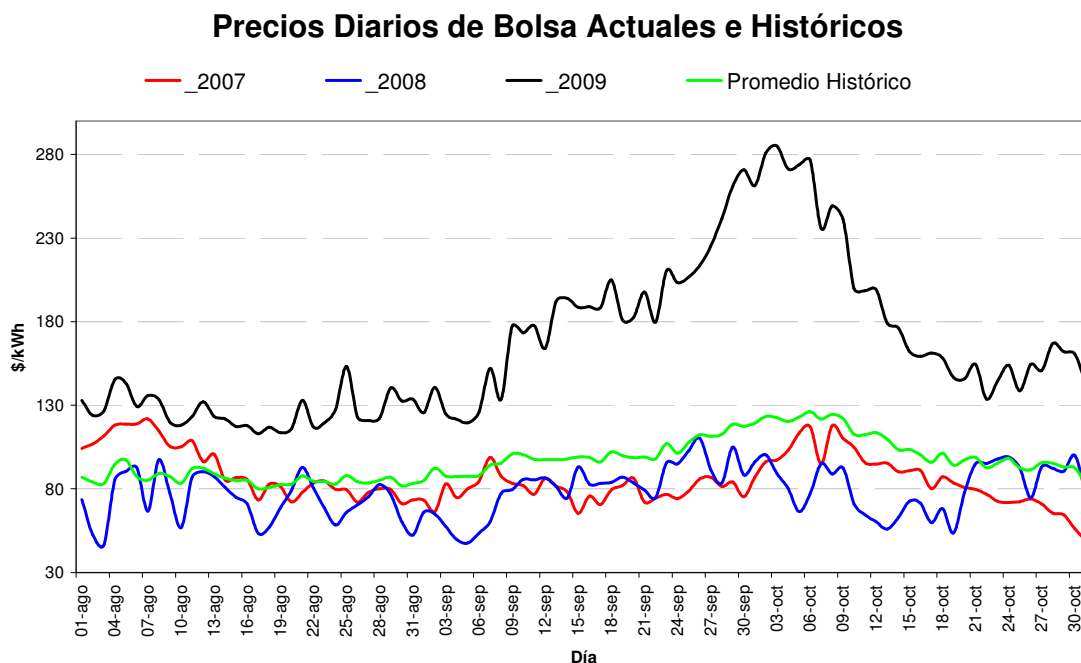


Gráfico No 7

Como se observa en la gráfica, la evolución del precio de bolsa durante todo el 2009 ha superado cualquier referente histórico. Este comportamiento sin lugar a dudas encuentra explicación en el Fenómeno del Niño; no obstante, es importante analizar hacia el futuro que otros factores estructurales como la reducción en el margen de reserva y los problemas de abastecimiento de gas, pueden contribuir a sostener los precios en niveles elevados, una vez se normalicen las condiciones hidrológicas.

4.2.5 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 tres meses.

La distribución de precios en octubre no muestra modas marcadas como en agosto y septiembre. Lo anterior tiene que ver con la fuerte variación del precio entre principios y finales del mes.

Distribución del Precio de Bolsa

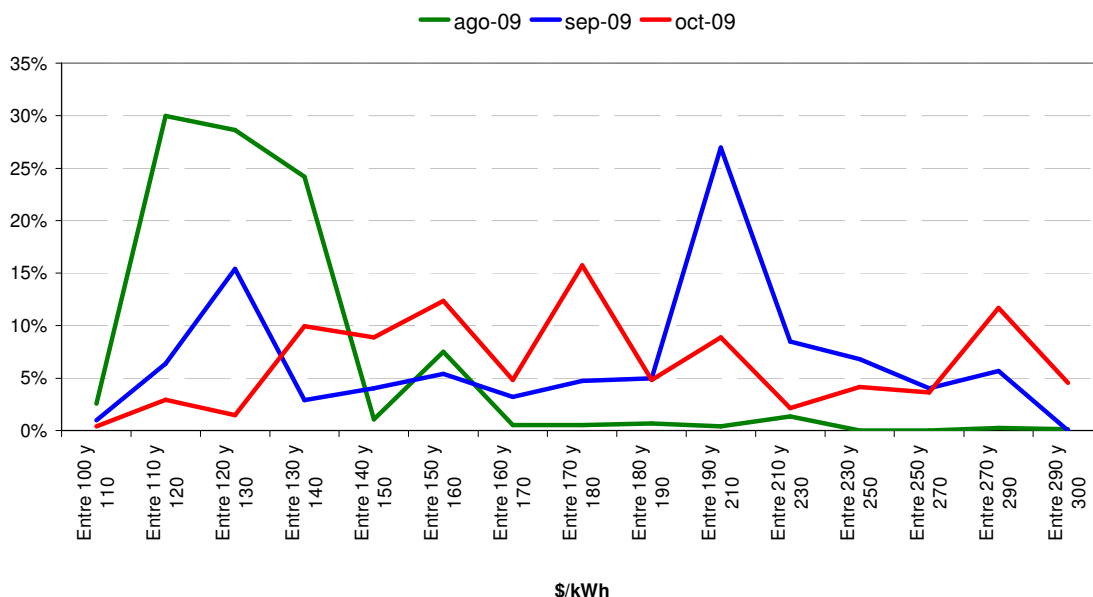


Gráfico No 8

4.3 Comportamiento de Ofertas

En este período Emgesa, el agente con mayor promedio de coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa, alcanzó un indicador máximo de marcador de precio durante más del 50% del tiempo; en este resultado influyó, como es usual el Guavio. Emgesa en conjunto con Isagen, determinaron el precio más del 70% del tiempo.

En octubre continuó la tendencia decreciente del precio promedio de oferta de las térmicas y la tendencia creciente de las ofertas de las hidráulicas. Esta última, se explica por el comportamiento hidrológico.

4.3.1 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 9 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

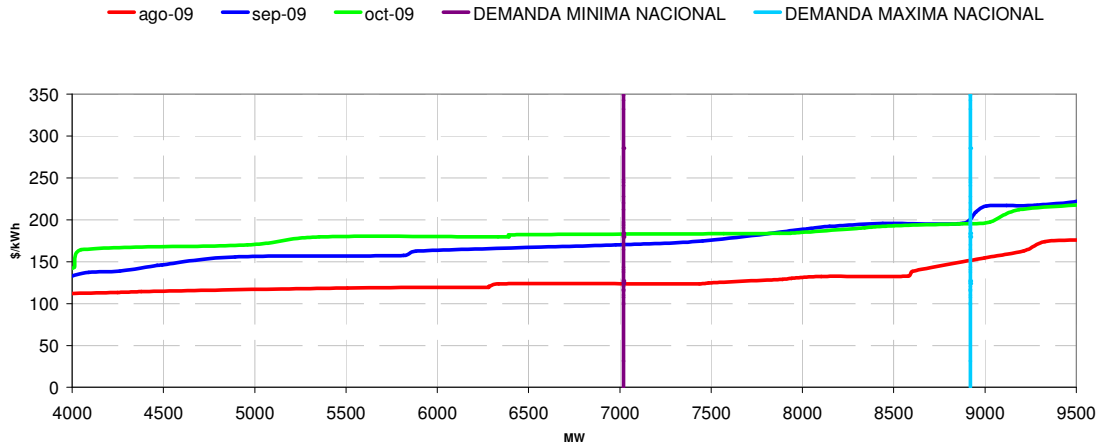


Gráfico No 9

Nuevamente se observa en octubre una curva de oferta plana, esta vez en un nivel superior al de septiembre, que a su vez superaba el de agosto para demandas inferiores a la demanda máxima nacional. Esta forma de la oferta indicaría que todos los recursos para generar, hasta un acumulado de 9 GW, enfrentan la misma eficiencia y costo de los combustibles, lo que claramente no refleja la estructura de la industria.

Por otra parte, la función de oferta del mercado solo contiene los precios de oferta del suministro de energía y en consecuencia no contempla los costos de arranque y parada de las unidades térmicas.

4.3.2 Índice de Lerner

Los gráficos No 10-a, 10-b y 10-c 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, media y baja respectivamente, en los últimos doce meses. **En esta nueva versión de cálculo del índice de Lerner, la demanda residual excluye la energía transada en contratos por el agente sujeto de análisis.** Matemáticamente el índice se obtiene como el anterior, pero afectado por el porcentaje de energía contratada.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

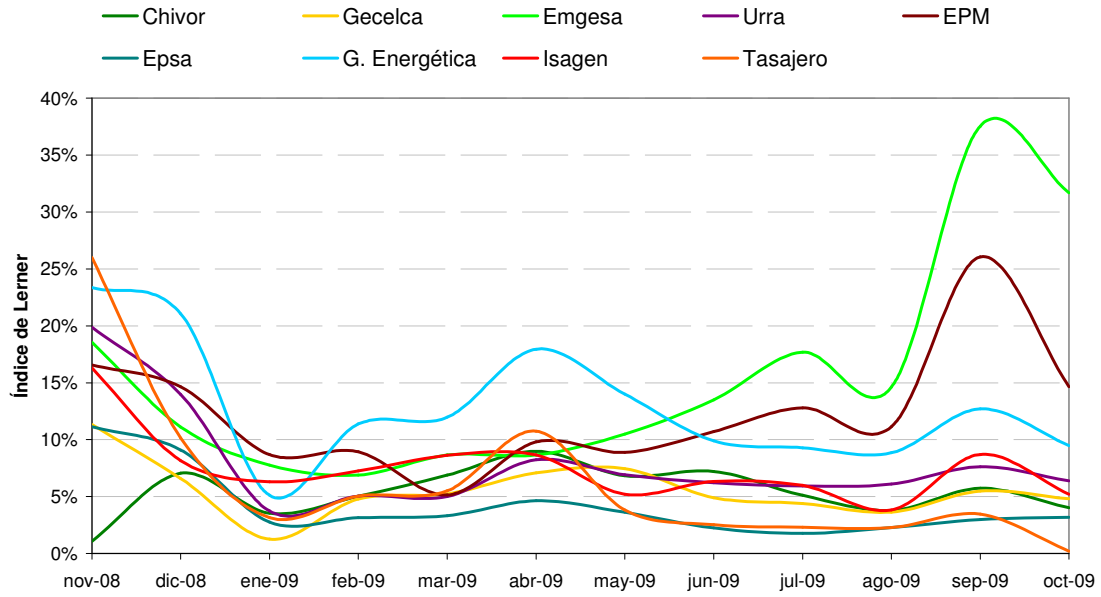


Gráfico No 10-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

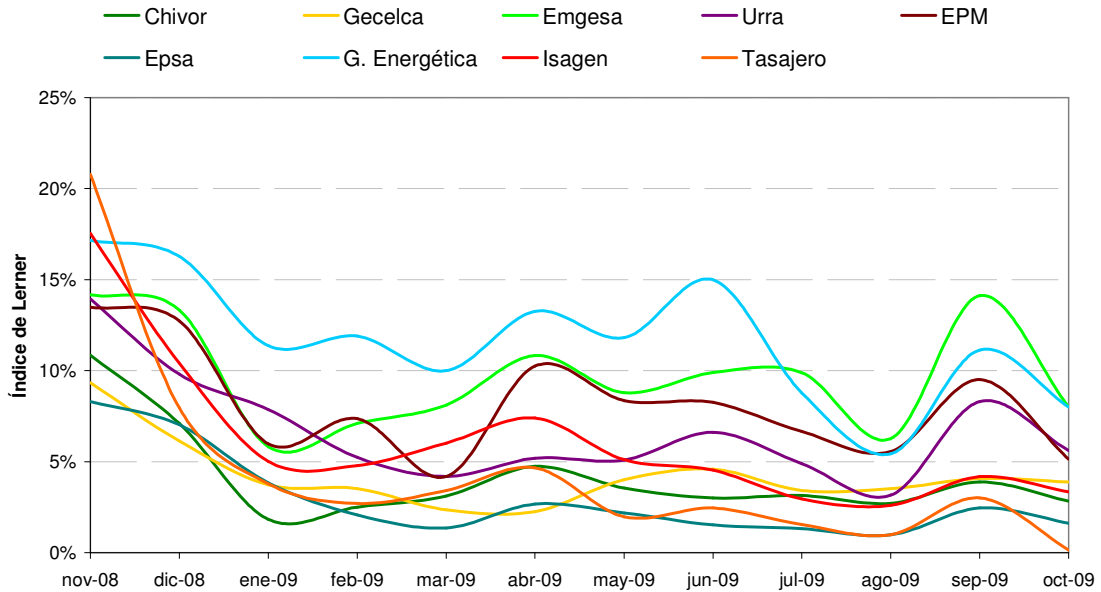


Gráfico No 10-b

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

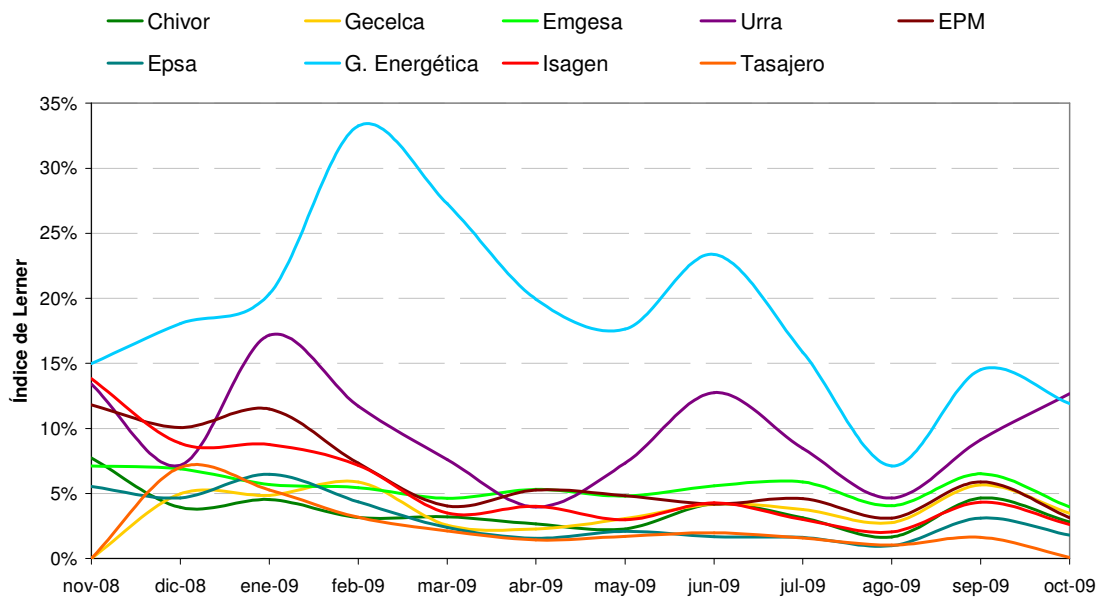


Gráfico No 10-c

En horas de baja y media demanda el poder de mercado es reducido y se encuentra en niveles de un mercado competido. Preocupa, no obstante, el gran poder que ostenta Emgesa (32%) en períodos de alta demanda. Es importante mencionar que en períodos como octubre 2009, cuando se está forzando generación térmica por seguridad, la lectura de estos índices pierde validez.

Es interesante constatar que los indicadores de Lerner calculados anteriormente sin descontar la demanda contratada y utilizados como guías de monitoreo por el CSMEM, mostraban en general la trayectoria del poder de mercado de los agentes, dado que el parámetro de nivel de contratación es relativamente constante y en consecuencia la evolución del índice con y sin contratos, sigue trayectorias similares y permite extraer conclusiones del desempeño del mercado. Así por ejemplo, aunque el índice no era exacto, es indudable el muy alto poder de mercado reportado por el CSMEM en septiembre, para Emgesa y EPM en horas de alta demanda.

4.3.3 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 11 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.

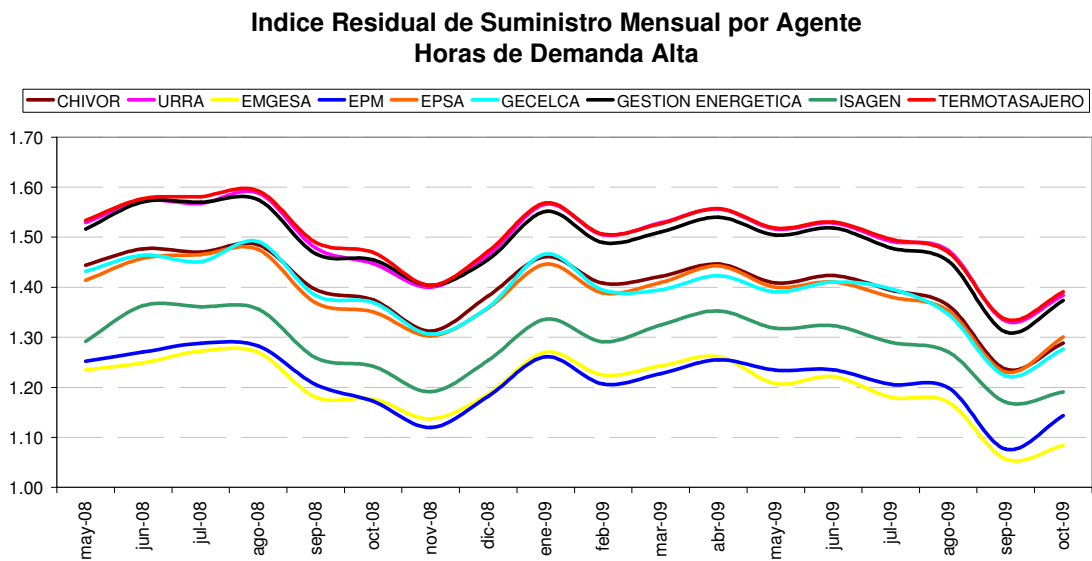


Gráfico No 11

El índice residual de suministro de octubre para demanda alta, presenta valores bajos para Emgesa (1,08), EPM (1,14) e Isagen (1,19). La experiencia de la crisis del mercado en California en el año 2000 mostró que si éste indicador estaba por debajo de 1.2, existió poder de mercado importante por parte del agente y en consecuencia no hubo competencia suficiente en el mercado.

4.4 Comportamiento de Reconciliaciones

4.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

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

Como se observa del gráfico, el precio promedio de las reconciliaciones positivas presenta un incremento fuerte que las lleva al mismo nivel del precio de diciembre de 2008 (\$150/kWh), el cual puede explicarse por la generación de plantas térmicas con precios elevados de combustibles, de acuerdo a las medidas tomadas por el Ministerio de Minas y Energía con el fin de proteger el nivel de los embalses del sistema.

**Precio de Reconciliación Positivas vs Precios de Bolsa
Noviembre 05 - Octubre 09**

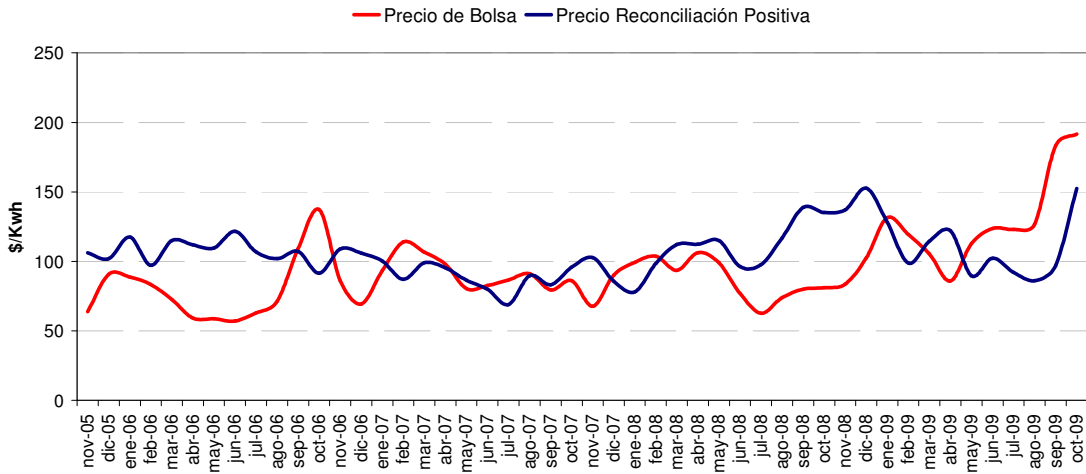


Gráfico No 12

4.4.2 Magnitud de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 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
Mayo - Octubre 2009**

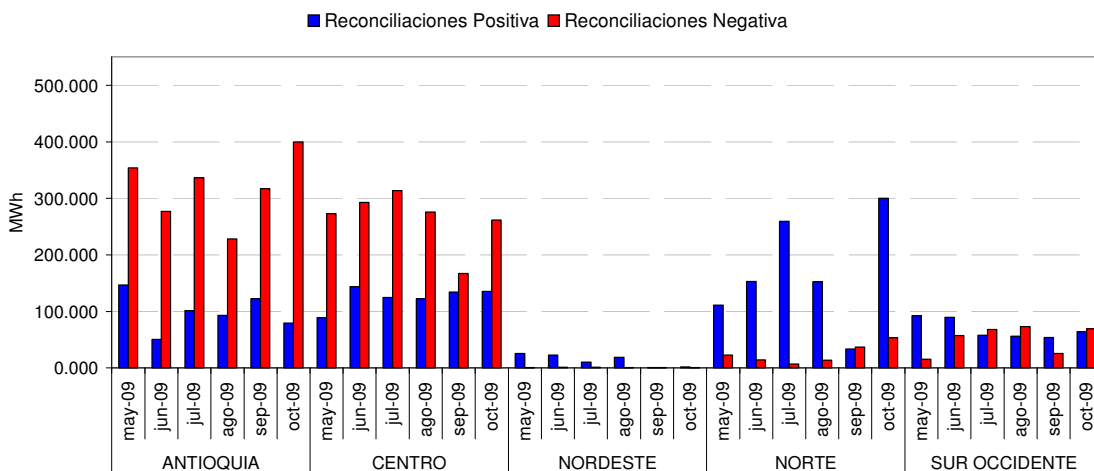


Gráfico No 13

Es interesante ver como la magnitud (MWh) de las reconciliaciones positivas creció en la zona norte, mientras que la magnitud de las reconciliaciones negativas aumentó en las zonas Antioquia y el Centro.

4.4.3 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 seis meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

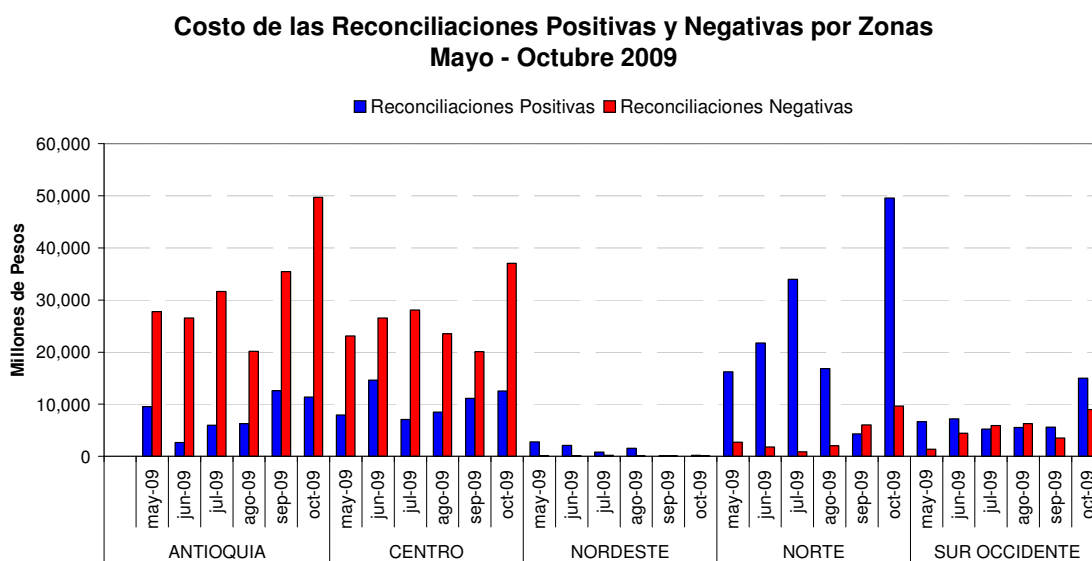


Gráfico No 14

En forma consistente con el crecimiento de la magnitud de las reconciliaciones por zonas, en octubre los costos totales de reconciliaciones positivas también creció en la zona Norte, mientras el costo total de las reconciliaciones negativas se incrementó en Antioquia y la zona Centro.

4.4.4 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

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.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

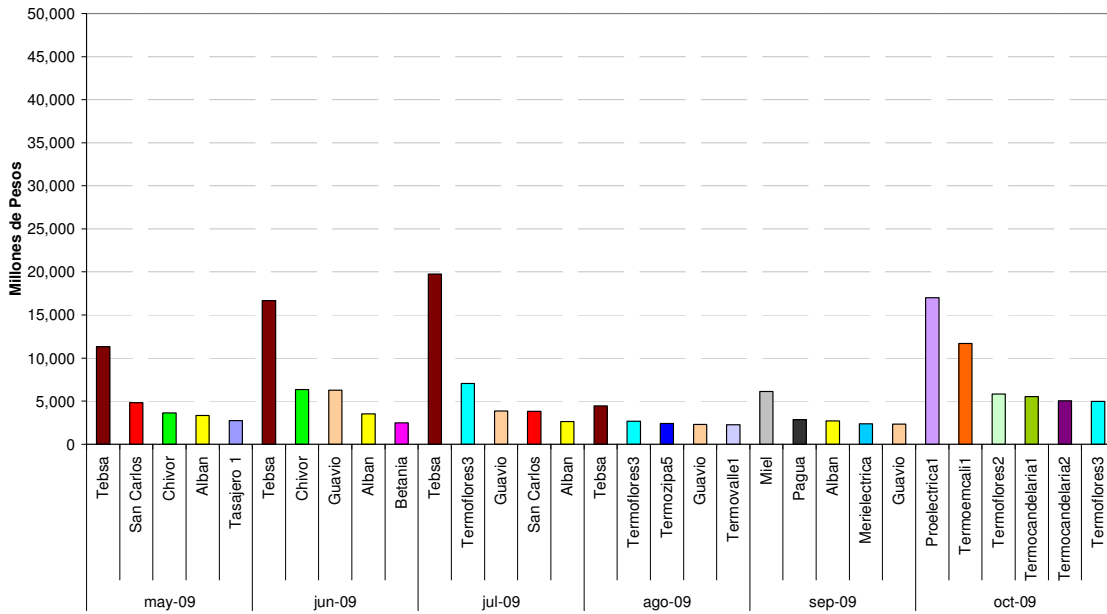


Gráfico No 15-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

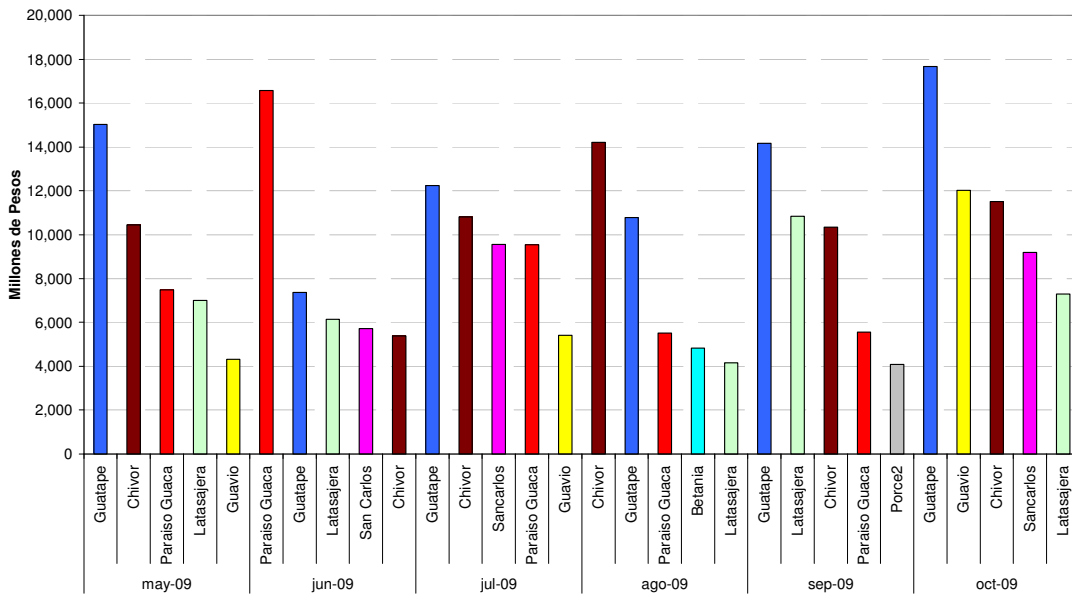


Gráfico No 15-b

Merece destacarse como en octubre las reconciliaciones positivas fueron suministradas por un conjunto de plantas que normalmente no son despachadas en forma forzada, esto naturalmente lo explican las medidas tomadas por el gobierno a comienzos del mes de octubre.

Por otra parte, en cuanto a las reconciliaciones negativas se caracterizó el mes por la inclusión de las mismas plantas hidráulicas que normalmente participan en estas reconciliaciones, con un aumento importante de sus ingresos.

4.5 Comportamiento de Restricciones

4.5.1 Costo Total Diario de Restricciones

El gráfico No 16 presenta el costo total diario en millones de pesos para las restricciones del sistema, en lo corrido del año 2009.

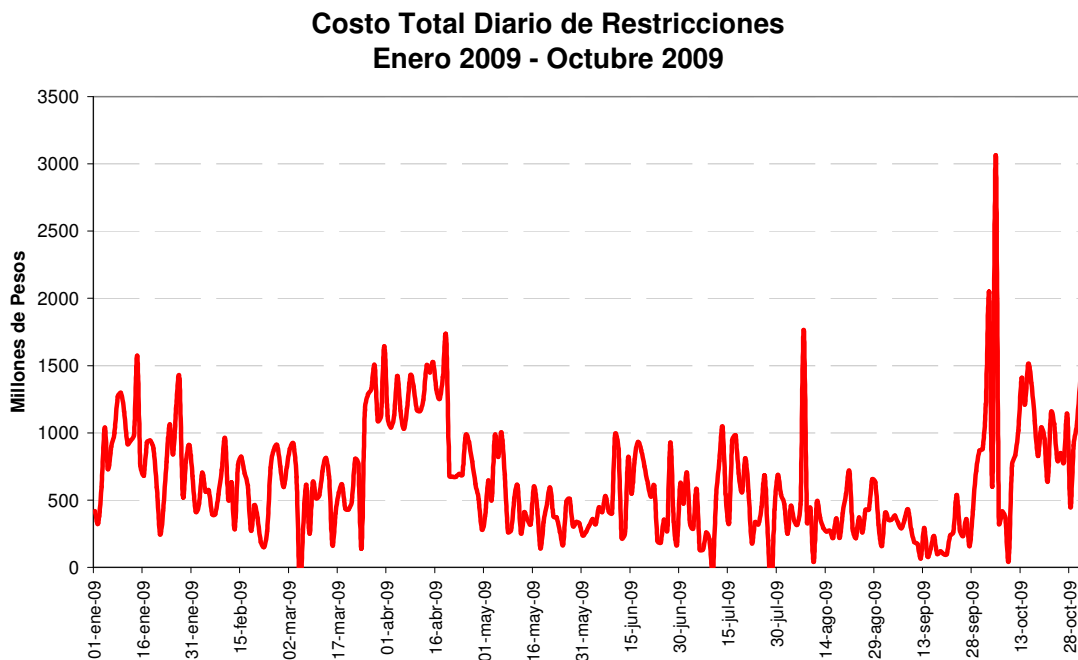


Gráfico No 16

En octubre se observa como al inicio del mes se presentó un pico en el costo de las restricciones diarias coincidente con las medidas expedidas por el gobierno. Sin embargo, posteriormente se redujeron a valores similares a los de enero de 2009.

4.5.2 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.

Costo Total de restricciones Para el Sistema
Febrero 2007 - Octubre 2009

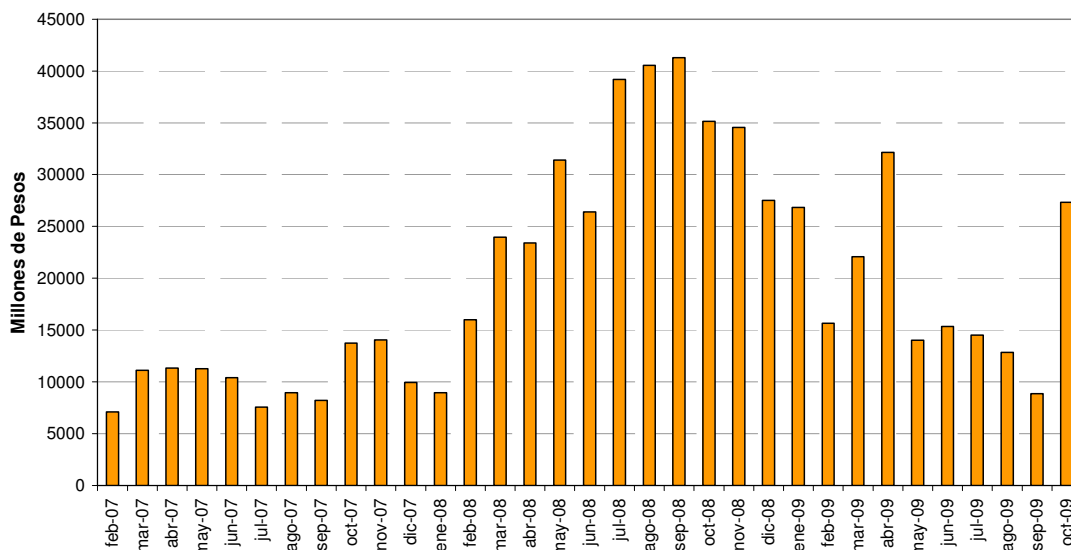


Gráfico No 17

4.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

4.6.1 Costo mensual del servicio de RSF

El gráfico No 18 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos tres años.

A partir de diciembre de 2008, el costo mensual del servicio RSF se incrementó, en forma consistente con el patrón de comportamiento que presentaron los precios de bolsa, alcanzando el máximo de \$63.000 millones de pesos en octubre de 2009.

Valor del AGC Mensual Noviembre de 2006 a Octubre de 2009

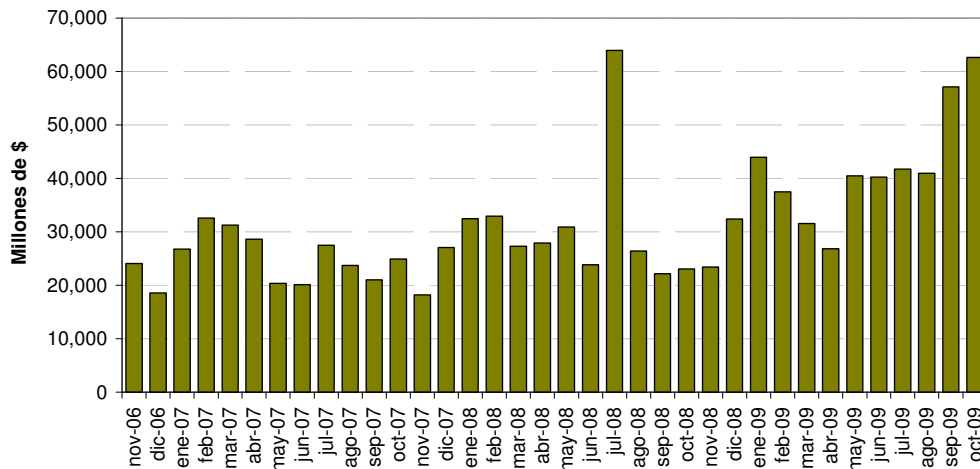


Gráfico No 18