

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

## **COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Informe No 97 – 2015**

### **FORMACION DE PRECIOS DEL GAS NATURAL**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Marzo 16 de 2015**

## CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>FORMACIÓN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL .....</b>	<b>2</b>
2.1	SITUACIÓN ACTUAL .....	2
2.2	BALANCE ESPERADO DE GAS .....	5
2.3	CONTRATACIÓN .....	7
2.4	DESPACHOS DE GAS 2013 Y 2014 .....	9
2.5	PRECIOS DEL GAS NATURAL .....	12
2.6	RECOMENDACIONES.....	19

## Resumen Ejecutivo

El CSMEM revisó el mercado doméstico de gas natural que atraviesa por una difícil coyuntura. En efecto, las deficiencias estructurales en la infraestructura de transporte que impiden situar los excedentes del interior en el mercado en escasez de la costa, unido al nuevo marco regulatorio de libertad comercial pero con rigideces en los mecanismos de indexación, ha desatado un alza de precios en la costa del 25% en promedio para la vigencia 2015. El incremento es particularmente grave en momentos en que países competidores de la industria colombiana se benefician de reducciones generalizadas en el costo de los combustibles, incluido el gas natural.

Afortunadamente, Gobierno, productores y consumidores han concertado un incremento más moderado del precio, lo que da cierta tranquilidad en el corto plazo. El proceso de definición del indexador definitivo aún está en proceso.

En el informe se discuten los balances de oferta y demanda preparados por la UPME. Las proyecciones muestran que es necesario actuar al corto, mediano y largo plazo si se quiere conjurar un racionamiento generalizado de gas, en un horizonte tan cercano como 2016 en la costa y 2017-18 en todo el país. El sector gas debe retomar el impulso derivado de las acciones cooperativas de todos los agentes de la cadena que permitió expansiones de oferta y demanda a ritmos excepcionales en el contexto internacional.

De acuerdo con estos balances la cobertura de la demanda futura depende de:

- La entrada de la planta de regasificación en la costa caribe
- El impulso a la oferta de gases no convencionales
- La revisión del contrato de exportación a Venezuela
- La ampliación de la capacidad de transporte para una completa integración de los mercados de la costa e interior
- La revisión de los consumos propios de los agentes integrados en producción y consumo

También se analiza el papel del gas en la generación térmica en los dos últimos años. Se ha generalizado la idea según la cual el papel del parque a gas se limita a servir como reserva (confiabilidad) para generar en Niños cuando el precio del mercado supera al de escasez o para atender la generación de seguridad de regiones con insuficiencia de transmisión como la costa atlántica. En estos dos años, algunas de las plantas generaron permanentemente a niveles cercanos a su máxima capacidad lo que permitió ahorrar reservas hídricas en un período muy seco y con la amenaza latente de un Niño. La demanda térmica explicó casi un tercio de la demanda de gas lo que ayuda

a diluir los costos fijos de la cadena. Se concluye que a pesar de que la declaración de respaldo de las OEF de las plantas térmicas a gas está constituida mayoritariamente por líquidos, en el día a día del despacho eléctrico, el gas sigue siendo el combustible de mayor relevancia en la formación de precios del eléctrico.

Se analizaron los precios del gas. Gracias a la figura de gestor del mercado de gas en 2015, por primera vez en la historia del mercado se revelan los precios promedio, máximo y mínimo, para las distintas fuentes, tipos de contrato y año de contratación, tanto en el mercado primario como en el secundario. Se concluyó que la formación de precios en el marco de la resolución 089 de 2013 fue muy positiva para el gas a consumir a partir de 2014, porque vendedores y compradores acordaron precios competitivos en el contexto internacional. No obstante, el indexador previsto en esta norma exacerbó el poder de mercado de los productores y se tradujo en incrementos no sostenibles en el mercado de la costa. El Gobierno y el regulador son conscientes de la necesidad de corregir esta distorsión. De hecho ya se acordó entre productores y consumidores una fórmula para moderar los crecimientos de precio del gas de Guajira durante 2015 y se está trabajando en definir un esquema definitivo.

# 1 Introducción

En el presente informe, el CSMEM revisó el mercado doméstico de gas natural que atraviesa por una difícil coyuntura. Se discuten los balances de oferta y demanda preparados por la UPME, los cuales muestran un racionamiento generalizado de gas, en un horizonte tan cercano como 2016 en la costa y 2017-18 en todo el país.

También se analiza el papel del gas en la generación térmica en los dos últimos años, indicando que algunas de las plantas generaron permanentemente a niveles cercanos a su máxima capacidad, lo que permitió ahorrar reservas hídricas en un período muy seco y con la amenaza latente de un Niño.

Además se analizan los precios del gas, en el marco de la resolución 089 de 2013 que permitió precios competitivos en el contexto internacional. De otra parte se analiza como el indexador previsto en esta norma, exacerbó el poder de mercado de los productores y se tradujo en incrementos no sostenibles en el mercado de la costa.

## **2 Formación de Precios del Gas Natural**

### **2.1 Situación Actual**

El precio del gas natural cumple un papel central en la formación de precios en el mercado mayorista de energía eléctrica. En los últimos años los precios de oferta de los recursos a carbón se han situado en la base, con lo cual estas plantas despachan un porcentaje elevado de su capacidad en patrones de generación relativamente constantes. En otras palabras, las plantas a carbón solo marginan el mercado en pocas ocasiones.

Las plantas hidráulicas, por su parte, valoran su recurso en función del nivel del embalse y de las expectativas futuras de aportes. En la formación del precio de oferta interviene entonces, la hidrología esperada que es una variable estocástica. Cuando el recurso hídrico es relativamente escaso, el costo de oportunidad del agua se define, entre otras variables, por el costo marginal de generación a gas. Una unidad de agua se valora en lo que paga el mercado por ella, que en tiempos de verano, estará dado por la planta marginal que genere con gas natural (o el precio de escasez basado en líquidos en situaciones críticas).

Bajo esta configuración, el precio del gas natural no solo incide en la formación del precio en el mercado eléctrico cuando una planta de gas es marginal y despeja el orden de mérito del despacho; también actúa como una señal de costo de oportunidad del agua y por lo tanto define el precio de bolsa cuando una planta hidráulica margina. Adicionalmente, un porcentaje elevado de la generación por seguridad es atendido con plantas a gas (particularmente en la costa atlántica que enfrenta un déficit estructural en la capacidad de transmisión) con lo cual el precio de gas natural, además, es el principal determinante del costo de las reconciliaciones.

Determinar el precio óptimo del gas natural es un reto aún a nivel teórico. A las escalas que se produce y consume en Colombia no es rentable licuar el gas natural para tranzarlo en los mercados internacionales. Desde esta perspectiva, el gas se comporta como un bien no transable y los precios en los mercados internacionales no constituyen un referente único de formación de precios. Por otra parte la oferta de gas está muy concentrada, con lo cual la libertad de precios puede conducir a niveles elevados que generan rentas e ineficiencia económica.

La receta de libro en un mercado concentrado de un bien no transable es regular el precio. Sin embargo, puesto que la expansión de la capacidad de producción de gas

depende del hallazgo y desarrollo de nuevas reservas, el costo incremental de largo plazo, que serviría como referente para fijar el precio regulado, es un dato incierto para los productores y completamente desconocido para el regulador. Por otra parte la vocación de Colombia como exportador neto o importador neto no es clara, con lo cual no es obvio si se debe regular a paridad de exportador o a paridad de importador. En estas circunstancias el regulador enfrenta un reto porque determinado nivel del precio del gas natural puede ser muy elevado, con lo cual se generan rentas y se compromete la competitividad de la industria y de la generación eléctrica; o demasiado bajo, lo que resta incentivos a los productores para invertir en la exploración y desarrollo de nuevas reservas, lo que compromete el futuro del sector.

En Colombia fue posible manejar esta encrucijada durante más de una década lo que permitió simultáneamente un elevado nivel de competitividad del gas natural que penetró los mercados residenciales, industriales, térmicos e incluso ciertos segmentos del sector automotor, sin desincentivar la expansión de la oferta. En esencia se reguló el gas de la Guajira en un nivel aceptado por los productores y se dio libertad de comercialización al gas de Cusiana bajo la condición de que se dimensionara la planta de tratamiento por encima de los niveles esperados de demanda, buscando holgura en la oferta.

La estabilidad de la industria se vio comprometida por factores externos. Por una parte el precio del gas de la Guajira estaba indexado con un índice de precios internacionales de combustibles líquidos (NYMEX). A raíz del desarrollo del gas no convencional en Estados Unidos, el precio del gas se contrajo mientras el del petróleo y sus derivados continuaban la tendencia alcista. Como resultado, el precio del gas regulado en Colombia se situó muy por encima del referente de países productores con los cuales el país tiene intensos intercambios comerciales. Dada la importancia del gas en la estructura de costos de la industria intensiva en usos calóricos, los elevados precios del gas natural erosionaron la competitividad de la industria. También se tradujo en un desplazamiento alcista en la estructura de costos de la generación eléctrica, que se reflejó en precios internos por encima de los internacionales. En forma paralela al aumento en el precio regulado del gas natural, inició el proceso del vencimiento en los plazos de los contratos firmados con gas de Cusiana.

En medio de esta coyuntura el regulador, mediante la resolución CREG 089 de 2013, determinó las nuevas reglas del juego en la comercialización del gas natural. En particular, permitió la libre negociación de contratos bilaterales hasta por 5 años si la oferta excedía la demanda esperada en cada región; en caso contrario se implantaría una subasta administrada para fijar un precio único. El resultado del nuevo marco

regulatorio fue muy favorable para el precio del gas natural destinado a cubrir la demanda de 2014. En efecto los precios pactados fueron sustancialmente inferiores al anterior precio regulado y similares a los observados en otros países productores.

No obstante, la resolución mencionada contiene una regla de indexación para los precios de los contratos con horizontes mayores a un año que se tradujo en incrementos considerables en el precio del gas de la costa. La norma establece que estos precios se incrementan con base en la variación entre el precio promedio alcanzado en el año anterior y el obtenido en el siguiente proceso de contratación.

En la costa atlántica, que enfrenta limitaciones por la declinación de la capacidad de producción del campo Guajira y las exportaciones a Venezuela, se creó una situación de escasez que elevó considerablemente el precio promedio en el proceso 2014 para cubrir la demanda a partir del 2015. En efecto, el precio del gas negociado se incrementó en un 40% para el sector térmico y en un 11% para las compras de industriales, lo que arrojó un incremento promedio del 25%. Dada la magnitud del incremento, compradores, vendedores, el gobierno y el regulador, están buscando un espacio de concertación para revisar el método de indexación de los contratos. Al momento de preparar este informe se adoptó una solución transitoria en la cual el precio del gas en la costa para la industria se eleva en un 3.8% y la del sector regulado en un 9.5%. Para los contratos a 5 años firmados en el interior, en contraste, la fórmula de indexación de la Resolución CREG 089 de 2013 se tradujo en una ligera reducción de precios.

El proceso de discusión sigue abierto hasta conciliar en una fórmula definitiva. Este nivel debe ser suficientemente bajo para mantener la competitividad de los usuarios industriales en la costa atlántica y suficientemente elevado para mantener los incentivos de los productores para desarrollar nuevas reservas.

El informe está estructurado de la siguiente manera. En la siguiente sección se presentan los balances entre oferta y demanda de gas natural. Posteriormente se describe la situación de la contratación del combustible por parte del sector termoeléctrico. En la cuarta sección se presentan los ritmos históricos de consumo de gas por el parque térmico. La quinta sección presenta algunos indicadores alternativos de precios. Finalmente, en la última sección se aventuran algunas conclusiones y recomendaciones.

## 2.2 Balance Esperado de Gas

Las proyecciones de oferta y demanda preparadas por la UPME indican que el panorama de suministro de gas en el mediano plazo es crítico<sup>1</sup>. En los próximos años la capacidad de producción de los campos en explotación sigue un marcado patrón de decaimiento, explicado sobre todo, por la declinación en Guajira. En contraste, la demanda continua su expansión, con crecimientos muy marcados en los consumos propios de Ecopetrol. En efecto, además de la entrada en operación de la refinería de Cartagena y la eventual expansión de la de Barrancabermeja, la empresa tiene proyectado construir una termoeléctrica de alta capacidad abastecida con excedentes en el pie de monte llanero.

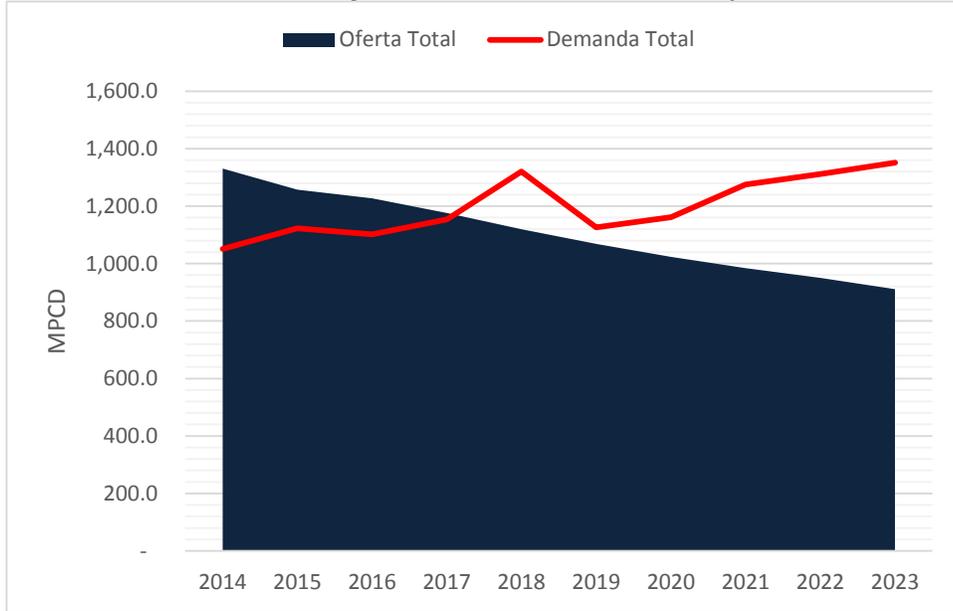
En este escenario base, en 2017–2018, la demanda supera la capacidad de producción, a pesar de que las reservas son suficientes para cubrir 13 años de producción a los ritmos actuales. (Factor R/P)<sup>2</sup>. En el reciente balance de la UPME se consideran algunos factores de alta probabilidad de ocurrencia que relajan la posibilidad de racionamientos de gas en la presente década. Además de la entrada de algunos campos medianos como el de Canacol, se espera que en 2017 entre en operación la planta de regasificación en la costa atlántica, que permite importar hasta 400 MPCD, con lo cual se asegura el abastecimiento del parque térmico durante los períodos de sequía, y se libera el combustible para otros usos. No obstante este gas tendrá un costo muy por encima del doméstico lo que, probablemente, introducirá un cambio estructural en el proceso de formación de precios de la energía eléctrica. Si el déficit de oferta doméstica persiste, el precio del gas importado, como concluye la UPME, también incidirá en la formación del precio del gas para el mercado nacional.

---

<sup>1</sup> Se tuvo acceso al último balance de la UPME publicado en febrero 2015.

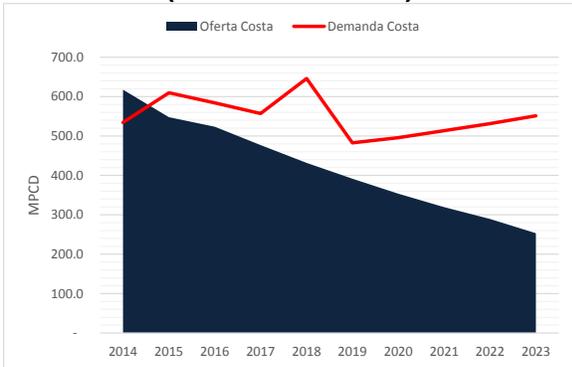
<sup>2</sup> De acuerdo con información de la ANH y el MME publicada en el informe de balances de la UPME, Colombia contaba en 2012 con 5.73 Tera Pies Cúbicos de reservas probadas. La mitad se localizan en el pie de monte llanero y una tercera parte en la Guajira.

**Gráfico 1. Balance Oferta y demanda de Gas Natural (escenario medio)**

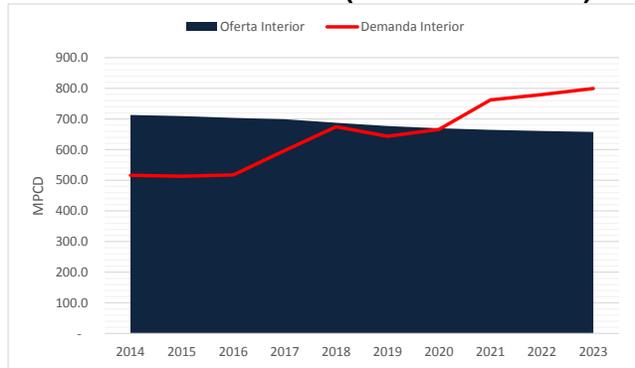


Fuente. UPME

**Gráfico 2 Balance Oferta y demanda de Gas Natural en la Costa Atlántica (escenario medio)**



**Gráfico 3: Balance Oferta y demanda de Gas Natural en el interior (escenario medio)**



Los balances de gas son muy diferentes entre la costa y el interior. Si se asume, a diferencia de la UPME, que la refinería de Barranca se abastece con gas de la costa, en el interior la demanda solo supera la oferta en 2020, aun considerando los mayores consumos de Ecopetrol en el proyecto de generación del pie de monte. De esta forma existe un margen de maniobra de casi 5 años, en los cuales pueden entrar nuevas reservas al mercado. En contraste, en la costa, el déficit se registra en 2016, de acuerdo con este escenario. A pesar de que Ecopetrol cuenta con excedentes de capacidad de producción de gas natural en el interior, la capacidad de transporte entre

Cusiana y Barranca está saturada, con lo cual no es posible hacer una asignación eficiente de los recursos energéticos y consumir gas de Cusiana en Barrancabermeja.

Esta situación es aún más crítica si se consideran las exportaciones a Venezuela que en 2014 ascendieron, en promedio a 96 GBTUD. Es precisamente la estrechez en el mercado de la costa, la que generó el incremento en el precio del gas negociado a partir de 2015 que incidió en forma tan drástica en el cálculo del indexador para los contratos de largo plazo de la Costa Atlántica. Como se mencionó, se logró un acuerdo entre las partes que permitió moderar el alza de precios. De cualquier forma, es evidente que existe un severo problema estructural en los balances de gas en el norte del país, exacerbado por las exportaciones a Venezuela y la incapacidad de transportar los excedentes del interior.

## 2.3 Contratación

De acuerdo con la información suministrada por Concentra, en el proceso 2013 se contrataron 673 MPCD, un 56% en el interior y un 46% en la costa. Un 52% del gas se pactó en contratos de 5 años; el 48% restante en contratos de 1 año. Al sector de generación eléctrica se destinaron 146 MPCD, equivalentes a un 22% de la contratación total<sup>3</sup>. El 85% del gas se contrató en firme; un 10% bajo la modalidad firmeza condicionada y un 4% como Opción de Compra de Gas.

En 2014, para cubrir la demanda de 2015, se contrataron 252 MPCD. Es importante considerar que cerca de la mitad de los contratos del proceso anterior siguen vigentes por que se firmaron para un horizonte de 5 años. Desde esta perspectiva es de esperar que el volumen contratado se haya reducido en la vigencia. Para el sector eléctrico se destinaron 59 MPCD, que representan casi una cuarta parte de la contratación realizada en 2014<sup>4</sup>. A diferencia del proceso anterior, en 2014 dos terceras partes de la contratación se pactó en el corto plazo (1 año). La distribución por tipo de contrato fue muy similar a la del proceso anterior pero en 2014 no se negociaron Opciones de Compra de gas.

---

<sup>3</sup> Gecelca, 64.8 MPCD; Isagen, 29.0 MPCD; y Celsia, 51.5% MPCD. El 19.4% de la contratación al sector termoelectrico en 2013 se contrató a 5 años; el resto a un año.

<sup>4</sup> Gecelca, 36.6 MPCD; Isagen, 7.2 MPCD; y Celsia, 15.6% MPCD y EMGESA 1.5 MPCD. El 14.8% de la contratación al sector termoelectrico en 2014 se contrató a 5 años; el resto a un año.

**Tabla 1: Resumen de contratación por campo en el proceso de comercialización 2013. MBTU**

Costa		
Ballena	283,853	
Riohacha	9,900	
Subtotal Costa	293,753	44%
Pie de Monte		
Cupiagua	141,047	
Cusiana	238,301	
Subtotal Pie de Monte	379,348	56%
Gibraltar	257	
Total	673,358	100%

**Tabla 2: Resumen de contratación por campo en el proceso de comercialización 2014. MBTU**

Costa		
Ballena	126,583	
Riohacha	0	
Subtotal Costa	126,583	50.1%
Pie de Monte		
Cupiagua	29,000	
Cusiana	96,181	
Subtotal Pie de Monte	125,181	49.6%
Gibraltar	830	
Total	252,594	100%

De acuerdo con los reportes de Concentra, para el sector térmico solo estarían disponibles cerca de 87.7 MPCD correspondientes a la contratación de largo plazo de 2013 y la totalidad de los contratos de 2014. Además, en 2015 se realizaron negociaciones directas para contratar gas al muy corto plazo (1 mes), por parte de Celsia, con volúmenes variables entre diciembre 2014 y abril 2015 en el rango entre 8 y 17 MPCD; Gecelca también firmó contratos mensuales para cubrir este período entre 6.9 MPCD y 14.7 MPCD. La cobertura de contratos derivada de estos procesos es cercana a 120 MPCD, que representa un porcentaje bajo de capacidad de consumo del parque térmico estimada en 735 MPCD.

Hay que tener presente que las térmicas pueden conservar algunos contratos anteriores a 2013 y presumiblemente han contratado mayores volúmenes por fuera de estos procesos. Según las bases de XM, las térmicas han registrado un volumen importante tanto de gas en firme (226.8 MPCD) como de Opciones de compra de gas (90 MPCD). De acuerdo con lo reportado por las plantas, el gas disponible en época de bajas hidrologías, cuando se activan las OCG, ascendería a 316 MPCD, que representa más de la mitad del consumo potencial del parque térmico. Es importante anotar que puesto que solo se reportaron compras en contratos de firmeza condicionada por 29 MPCD en 2013 (cero en 2014), el respaldo de estas OCG debe estar soportado, mayoritariamente, con el gas destinado a las exportaciones de Venezuela.

Las plantas que no aparecen en la Tabla 3 soportan su confiabilidad con combustibles líquidos, lo que implica, entre otras cosas, que no se pueden esperar precios de oferta competitivos en condiciones normales de hidrología.

**Tabla 3: Contratación de gas de las plantas térmicas a marzo 2015 (GBTUD)**

	Firme	OCG	Total
Tebsa	135.0	36.3	171.3
Flores	55.1	10.8	65.9
Merieléctrica		36.3	36.3
Centro	21.7	6.7	28.4
Proeléctrica	15.0		15.0
<b>Total</b>	<b>226.8</b>	<b>90.0</b>	<b>316.8</b>

Fuente: XM. Bases de planeamiento a largo plazo. MPODE.

## 2.4 Despachos de Gas 2013 y 2014

A pesar de la estrechez en el mercado de gas, las plantas térmicas despacharon a un ritmo elevado durante los dos últimos años, inducidas por las bajas hidrologías. De acuerdo con las bases de XM en 2013 el sector termoeléctrico consumió 269 GBTUD de gas natural y en 2014, 302 GBTUD<sup>5</sup>. Estas cifras, validadas por los reportes de Concentra<sup>6</sup>, indican que el gas natural sigue siendo un insumo básico para la generación eléctrica del país, tanto en merito como por seguridad. Muestra además, que el sector termoeléctrico es un componente importante de la demanda de gas natural<sup>7</sup> y contribuye a diluir los costos fijos de producción y transporte.

Actualmente la capacidad instalada en plantas a gas o duales es de 3.819 MW. A partir del factor de “heat rate” es posible estimar que el potencial máximo de consumo del parque térmico asciende a 735 GBTUD. En el 2013, en promedio, el parque térmico consumió un 37% de su máximo potencial. En 2014, este porcentaje se elevó a un 41%.

Como es de esperar, la mayor parte del consumo se explica por las plantas que cuentan con contratos de gas. En efecto tres cuartas partes del consumo de gas se puede atribuir a solo tres plantas: Tebsa, Flores 4 y Termocentro. En 2015, según los reportes a XM, no se puede esperar un comportamiento tan activo de Sierra y Termovalle, porque no parecen contar con contratos en firme ni OCGs. Se infiere, igualmente, que las generaciones por seguridad tuvieron un efecto positivo sobre la demanda de gas en las plantas de la costa. Tebsa y Termocentro operaron muy cerca de su máxima capacidad y Flores 4 a un 65%.

<sup>5</sup> Sin considerar las plantas abastecidas con Campos aislados, que ascienden aproximadamente a 44 GBTUD. Es importante mencionar que la base de proyección de la UPME utilizada en la sección anterior, contempla un consumo menor para 2014.

<sup>6</sup> El reporte de Concentra de demanda térmica para 2014 es de 341 MPCD.

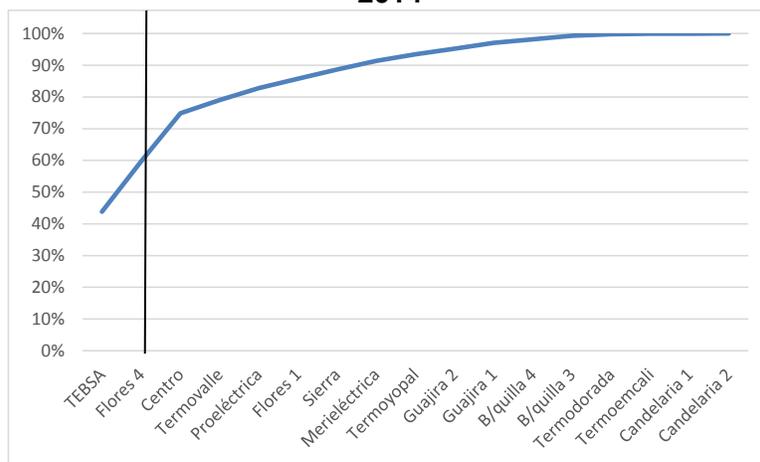
<sup>7</sup> La demanda total de gas natural en 2014 ascendió a 1.167 MPCD; de este monto un 29.2% se consumió en generación de energía, si se consideran las zonas aisladas.

**Tabla 4: Consumo de gas del sector termoelectrico 2013 – 2014**

	Promedio 2013 (GBTUD)	Promedio 2014 (GBTUD)	Capacidad Efectiva (MW)	Heat Rate (MBTU/MWh)	Capacidad máxima de consumo (GBTUD)	% de utilización 2013	% de utilización 2014
TEBSA	121.0	132.5	791.0	7.3	138.7	87.2%	95.5%
Flores 1	6.9	9.0	153.0	7.4	27.2	25.3%	33.1%
Flores 4	48.3	47.9	450.0	6.8	73.4	65.7%	65.2%
B/quilla 3	1.3	3.4	60.0	9.7	14.0	9.0%	24.1%
B/quilla 4	1.0	3.5	60.0	10.0	14.4	6.9%	24.6%
Guajira 1	4.9	5.4	145.0	9.8	34.1	14.5%	15.9%
Guajira 2	4.8	5.5	151.0	9.7	35.2	13.7%	15.7%
Cartagena 1	0.0	-	61.0	11.5	16.8	0.0%	0.0%
Cartagena 2	0.0	-	60.0	11.8	17.0	0.0%	0.0%
Cartagena 3	0.0	-	66.0	11.5	18.2	0.0%	0.0%
Proeléctrica	11.5	11.4	90.0	8.2	17.6	65.0%	64.4%
Candelaria 1	0.0	0.1	157.0	10.5	39.6	0.0%	0.2%
Candelaria 2	0.0	0.1	157.0	10.5	39.6	0.0%	0.2%
Merieléctrica	6.9	8.4	167.0	9.6	38.5	18.0%	21.8%
Centro	36.1	45.9	276.0	7.3	48.4	74.7%	94.9%
Sierra	7.6	8.6	445.0	6.3	67.3	11.4%	12.7%
Termodorada	0.6	1.3	46.0	9.0	9.9	5.9%	13.4%
Termovalle	9.6	12.7	205.0	6.7	33.0	29.2%	38.4%
Termoemcali	0.9	0.5	229.0	6.8	37.4	2.3%	1.5%
Termoyopal	7.7	6.1	49.9	12.1	14.5	53.1%	42.0%
<b>Total/promedios</b>	<b>269.1</b>	<b>302.2</b>	<b>3,818.9</b>	<b>9.1</b>	<b>734.7</b>	<b>36.6%</b>	<b>41.1%</b>

Fuente: XM. Cálculos CSMEM

**Gráfico 4: Distribución acumulada del consumo de gas para generación por planta en 2014**



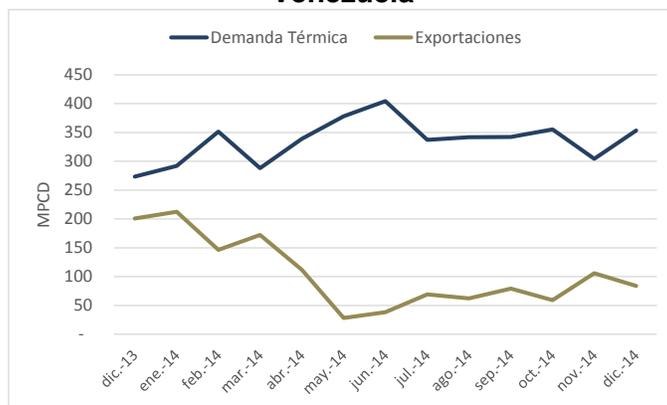
Fuente XM. Cálculos CSMEM

A pesar de que el gas se considera un combustible de respaldo para cubrir las necesidades de generación ocasionalmente en épocas de sequía, estos dos últimos años mostraron que este combustible sigue siendo central en la configuración de la generación eléctrica y el funcionamiento del MEM. De hecho los consumos fueron relativamente estables, independientemente de si se trata de meses de verano o

invierno. Así por ejemplo, durante 2014 se observó un consumo máximo de gas en octubre, con 327 GBTUD y un mínimo en marzo, no muy alejado, con 251 GBTUD<sup>8</sup>.

La decisión del gobierno de restringir exportaciones a Venezuela y reorientar el gas hacia el sector térmico con el objeto de conservar los niveles de embalse ante el anuncio de un niño, parece haber surtido efecto. Se observa en el siguiente gráfico, el comportamiento simétrico entre consumo térmico y exportaciones a Venezuela. Cuando bajan las exportaciones, se re-direccionan los flujos de gas hacia el parque térmico y aumenta considerablemente la generación con este combustible. Los altos niveles de generación térmica registrados en el segundo trimestre del año pasado son evidencia de esto. En esta medida, fue muy positiva la decisión del MME de priorizar el consumo doméstico de gas para conservar reservas hidráulicas.

**Gráfico 5: Evolución mensual de la demanda térmica de gas y las exportaciones a Venezuela**



Fuente. Concentra. Cálculos CSMEM

Se realizó un ejercicio econométrico preliminar para verificar la sensibilidad de la generación térmica al precio de oferta, a partir de observación mensual para el período 2013 - 2014. En particular se corrió una regresión en la cual la variable dependiente es el porcentaje de utilización de la planta (consumo de gas observado sobre la máxima capacidad de consumo de la planta) y la variable independiente es la desviación porcentual entre el precio de oferta y el precio de bolsa. Los resultados son estadísticamente significativos al 99% de confiabilidad estadística y el signo del coeficiente del precio de oferta es negativo, como se espera en el plano teórico. A mayor desviación del precio de oferta con relación al precio que cerró el mercado, menor probabilidad de despacho y consumo de gas.

<sup>8</sup> Sin incluir la generación en zonas aisladas.

El modelo se corrió bajo tres especificaciones, regresión ordinaria (1), panel con coeficientes fijos por planta (2) y panel de coeficientes fijos controlando Heterocedasticidad (3). La reducción en el coeficiente al correr los modelos 2 y 3, indica que la regresión por MCO puede estar introduciendo un sesgo en la especificación. Se concluye de este primer ejercicio, que la generación térmica efectivamente es sensible al precio de oferta de la planta. Este resultado, que parece obvio, muestra que a pesar de las rigideces que imponen un nivel alto de generación por seguridad, los recursos térmicos deben competir por precio para asegurar volúmenes elevados de despacho. Aun así la sensibilidad es baja, lo que muestra una baja elasticidad de la demanda residual por planta. El CSMEM profundizará en este análisis con series más largas, variables de control como región y tipo de combustible, y especificaciones de las variables de más fácil interpretación.

**Tabla 5: Resultados de ejercicios econométricos para explicar el nivel de despacho térmico en función del precio de oferta**

VARIABLES	(1) Modelo 1	(2) Modelo 2	(3) Modelo 3
porc_precio	-0.129*** (0.0113)	-0.0667*** (0.0122)	-0.0667*** (0.0121)
Constant	0.586*** (0.0250)	0.509*** (0.0196)	0.509*** (0.0149)
Observations	346	346	346
R-squared	0.276	0.084	0.084
Number of cod_gen		20	20

Standard errors in parentheses  
 \*\*\* p<0.01, \*\* p<0.05, \* p<0.1

Bases XM. Estimaciones CSMEM

## 2.5 Precios del Gas Natural

Como se mencionó en la introducción, recientemente el país migró de un esquema de precio regulado<sup>9</sup> hacia un modelo de libertad en la formación de precios. En efecto, el nuevo marco regulatorio (Resolución CREG 089 de 2013) autorizó transacciones bilaterales en horizontes de 1 o 5 años, sin acotamientos en los niveles de precio que pactasen las partes. La libre contratación bilateral se permitió, condicionada a que la oferta disponible declarada por los productores en cada mercado, exceda la demanda esperada<sup>10</sup>. A pesar del elevado grado de concentración en la oferta, el primer proceso de comercialización libre realizado en 2013 arrojó resultados favorables con precios comparables a los de otros países productores. En el caso del gas de la Guajira el

<sup>9</sup> Si bien el precio del gas de Cusiana nunca fue regulado (sujeto a una dimensión mínima de la planta de tratamiento), en un mercado integrado se espera que el nivel de precio regulado para el mayor oferente, constituya un tope superior al precio que transan sus competidores.

<sup>10</sup> En al menos 3 de los 5 años siguientes al momento de análisis. Artículo 24. Resolución 089 de 2013.

precio se redujo considerablemente con relación al nivel regulado que, como se explicó, se había desviado de los referentes internacionales por la divergencia en el índice de derivados del petróleo (NYMEX) y el precio del gas natural en el Golfo de México (Henry Hub). En la siguiente tabla se consignan los precios promedios acordados por las partes del primer proceso para contratar gas disponible a partir de 2014<sup>11</sup>.

**Tabla 6: Precios promedio pactados en el proceso 2013 para atender demanda a partir de 2014. USD/MBTU**

Punto de entrada SNT	Duración 1 año	Duración mayor a 1 año
<b>Balena</b>	4.36	
<b>Riohacha</b>	4.28	
<b>Cusiana</b>	3.56	
<b>Promedio nacional</b>		4.04

Fuente: Circular CREG 059 de 2014

En el proceso de 2014, para cubrir necesidades a partir de 2015<sup>12</sup>, se presentó un fuerte incremento en los precios promedio del gas de la Guajira y una leve reducción en los de las fuentes del interior. Como se explicó, el comportamiento del precio en la Guajira estuvo determinado por la escasez relativa en esa región, inducida, entre otros factores por la declinación del campo, las exportaciones a Venezuela y la demanda de la refinería de Barrancabermeja.

**Tabla 7: Precios promedio pactados en el proceso 2014 para atender demanda a partir de 2015. USD/MBTU**

Punto de entrada SNT	Duración 1 año	Duración mayor a 1 año	Crecimiento 2013 - 2014
<b>Ballena</b>	5.45		25.2%
<b>Cusiana</b>	3.45		-3.1%
<b>Promedio nacional</b>		4.75	17.4%

Fuente: Circular CREG 108 de 2015

El aumento de precios en la Guajira, además de afectar a los clientes que pactaron los nuevos contratos, incidió en la indexación de todo el gas del campo que se había contratado en 2013 para cubrir un horizonte de 5 años. En efecto, el artículo 16 y el

<sup>11</sup> Las negociaciones se dieron entre el 15 de septiembre y el 28 de octubre de 2013.

<sup>12</sup> Las negociaciones se dieron entre el 22 de septiembre y el 3 de octubre de 2014.

anexo 4 de la resolución 089 de 2013 contienen un mecanismo para indexar anualmente los precios de los contratos de largo plazo

$$P_{Tf,d,ai} = P_{Tf,d,a1} \times \left( \frac{\bar{P}_{Tf,d,ai}}{\bar{P}_{Tf,d,a1}} \right)$$

Donde, P indica el precio,  $\bar{P}$  el precio promedio, T la modalidad contractual, f la fuente de suministro, d la duración del contrato y ai, el año correspondiente. De acuerdo con la fórmula, entonces, el precio del contrato se indexa aplicando la relación entre los precios promedio de los contratos pactados en el año i (ai) y el promedio para el año base (a1).

Esta fórmula busca, transmitir al precio de los contratos las señales de escasez que recibe el mercado en el corto plazo. De acuerdo con algunos analistas el método de indexación vigente no es necesario ni conveniente. No es necesario porque en el largo plazo los contratos nuevos incorporan las señales de precios que se forman al corto plazo. No es necesario entonces, alterar los precios pactados para seguir la evolución del mercado. En un mercado eficiente, la senda de precios de los contratos de largo plazo, marca la tendencia del spot.

Por su parte la fórmula es inconveniente porque exagera el poder de mercado de los vendedores. Si un productor tiene poder de mercado (habilidad para incidir en el precio en forma sostenida y rentable), el indexador aumenta los incentivos para ejercerlo. En efecto, las ganancias de precios en las negociaciones del último periodo no solo le significan un aumento en la utilidad del gas transado en ese período sino que le permiten una ganancia adicional sobre todo el gas vendido en contratos de largo plazo en los períodos anteriores. A diferencia de las transacciones de corto plazo, en las cuales el comprador se puede defender de precios excesivamente elevados absteniéndose de comprar, bajo la regla del anexo 4 de la resolución 089 de 2013, el comprador no tiene alternativas de reacción porque está obligado, por contrato, a consumir el gas acordado, independientemente del precio que se forme.

Por otra parte, el indexador elimina una de las ventajas de la contratación a largo plazo que es precisamente la cobertura de precios. Normalmente un usuario se expone en contratos de largo plazo para eliminar la incertidumbre de precios en el spot. Con la forma de indexar de la resolución 089 de 2013, el comprador, a pesar de adquirir un compromiso de largo plazo, sigue expuesto a la volatilidad del mercado. En esta dirección se ha recomendado que si se otorga libertad en la definición de los precios, también se debería dar libertad en la definición del mecanismo de indexación.

Como se mencionó, afortunadamente se dio un proceso de concertación, acompañado por las autoridades, en el que productores y consumidores acordaron acotar el crecimiento del precio durante 2015 del gas de la Guajira en 9.5% para el segmento regulado y 3.8% para la industria. Esta solución se ha considerado transitoria mientras que se define un nuevo indexador. También está pendiente el tema del incremento de precios para el sector termoeléctrico.

La siguiente tabla consigna los precios de los distintos combustibles situados en las plantas de generación, según los análisis de la UPME. El rango de precios para gas natural, incluido suministro y transporte, está entre 3.5 USD/MBTU para Termoyopal y 8.7 USD/MBTU para Termoemcali y Termovalle. El precio promedio del gas natural para generación a diciembre de 2014 es de 6.2 USD/MBTU, cerca de una quinta parte del costo del Jet Fuel y menos de la mitad del ACPM.

En contraste, el precio promedio del carbón es un 38% el del gas natural. La estructura del costo de los combustibles muestra porque las plantas de carbón están despachando en la base y dan un orden de magnitud de los sobre costos que impone al mercado mayorista de energía la generación con líquidos. Se estima que el gas importado, una vez entre en operación la planta regasificadora de la costa atlántica aproximadamente en 2017, se situará en algún punto del intervalo definido entre el precio del gas natural doméstico y el del Fuel oil.

**Tabla 8: Precios de los combustibles en situados en las plantas térmicas. (USD/MBTU)**

	Gas Esc Ref		Jet		Fuel Oil		ACPM		Carbón	
	ene-14	dic-14	ene-14	dic-14	ene-14	dic-14	ene-14	dic-14	ene-14	dic-14
Termoguajira	4.274	5.297								
Termoflores	4.822	5.961					29.05	30.2		
Termobarranquilla	4.822	5.844			16.38	16.42				
TEBSA	4.822	5.844								
Candelaria	5.252	6.275								
Cartagena	5.252	6.275			16.25	16.29				
Proeléctrica	5.252	6.275								
Termocentro	5.351	5.896								
Merieléctrica	6.053	6.598								
Termosierra	5.351	6.598					29.8	30.98		
Termoyopal	2.996	3.508								
Termodorada	5.023	5.535	30.66	29.48						
Termoemcali	8.168	8.713					30.21	31.4		
Termovalle	8.168	8.713					30.21	31.4		
Termoguajira									3.03	3.02
GECELCA									2.45	2.37
Termo Paipa									2.1	2.11
Termotasajero									1.93	1.96
Termozipa									2.48	2.55

Fuente: UPME. Estimativo a diciembre 2014

El mercado de gas natural en Colombia no ha sido del todo transparente, en el sentido en que las negociaciones de precio en el primario solo se conocen parcialmente<sup>13</sup> y las del secundario (precios y volúmenes) no han sido de público conocimiento. Lo anterior es grave para el mercado en general por que los agentes tienen que transar sin tener referencia de los precios de mercado. También dificulta la labor de monitoreo, porque sin conocer el precio que pagan los generadores por el combustibles no es posible estimar el “mark – up” entre precio de oferta y costo marginal, ni asegurar si los pagos por reconciliaciones incluyen algún nivel de rentas.

Afortunadamente, con la entrada en operación en 2015 del Gestor de Gas, una figura introducida por la regulación para dar transparencia y liquidez al mercado de gas, se han publicado los primeros reportes de precios. Las siguientes tablas incluyen un ejemplo del informe de febrero 2015.

La tabla cubre ventas en febrero por 939 MPCD, prácticamente la totalidad de la demanda doméstica. El precio promedio ponderado es de 5.07 USD/MBTU. Para el gas de la costa el promedio ponderado por cantidades se estima en 5.26 USD/MBTU y para el interior en 3.43 USD/MBTU. Por tipo de contrato se pueden estimar promedios ponderados para firme (5.29 USD/MBTU) e interrumpible (4.71 USD/MBTU). Para opciones de compra de gas (OCG) y opciones contra exportaciones (OCGX) solo se registra un contrato con lo cual no es posible inferir promedios. En el primer caso el precio es de 6.04 USD/MBTU y en el segundo 4.43 USD/MBTU. Finalmente en Take or Pay se registran 2 contratos con un precio promedio de 4,73 USD/MBTU.

En la tabla no se incluyen dos columnas adicionales presentadas por el Gestor del Gas que muestran precios mínimos y máximos para cada categoría (fuente, año de contratación, tipo de contrato). En estas columnas se evidencian transacciones a precios tan elevados como 9.23 USD/MBTU con origen en Ballena contratados en 2014 y 7.37 USD/MBTU con origen en La Creciente contratados en 2011. En los dos casos se trata de contratos con firmeza.

La dispersión de precios, puede constituir evidencia de falta de eficiencia en el mercado de gas natural. No obstante, en Colombia se ha permitido diferenciar precios por tipo de consumidor ofreciendo precios menores a la demanda más elástica (industria) y mayores a los mercados inelásticos (residencias). Esta práctica comercial puede tener beneficios en términos económicos porque estimula el consumo y permite diluir los

---

<sup>13</sup> Por ejemplo varios de los precios del último proceso de comercialización están enmascarados en los reportes de la CREG.

costos fijos en mayores cantidades. Si estos contratos tienen como destino consumidores térmicos, los efectos adversos en el costo marginal y el precio de bolsa en el mercado eléctrico pueden llegar a ser importantes<sup>14</sup>.

**Tabla 9: Precios promedio en el mercado primario de gas por año de contratación, fuente de suministro y modalidad de contrato (USD/MBTU)**

Año	Fuente	Modalidad	Cantidad GBTUD	Precio promedio USD MBTU
2006	BALLENA	Firme	20.5	4.35
2009	LA CRECIENTE	Con Interrupciones	15.0	2.77
2010	BALLENA	Con Interrupciones	11.0	3.89
2010	CUSIANA	Firme	4.0	6.14
2010	GIBRALTAR	Firme	33.0	5.57
2010	LA CRECIENTE	Con Interrupciones	15.0	2.77
2010	LA CRECIENTE	Con Interrupciones	15.0	2.77
2010	CUSIANA	Take or Pay	27.6	4.73
2010	CUSIANA	Con Interrupciones	3.6	2
2010	CUSIANA	Take or Pay	9.0	4.73
2011	LA CRECIENTE	Firme	45.0	6.95
2011	LA CRECIENTE	Con Interrupciones	105.0	4.26
2011	BALLENA	Con Interrupciones	35.0	5.51
2011	LA CRECIENTE	Con Interrupciones	43.0	6.75
2011	LA CRECIENTE	Firme	14.0	7.37
2012	LA MAMI	Firme	4.0	3.72
2012	BALLENA	Opción de Compra Contra Exp	21.5	4.43
2012	LA CRECIENTE	Opción de Compra	15.0	6.04
2013	JOBO	Firme	17.5	5.4
2013	BALLENA	Firme	83.0	6.53
2013	CUSIANA	Firme	130.4	3.03
2013	JOBO	Firme	17.5	5.4
2013	LA CRECIENTE	Con Interrupciones	1.0	5.6
2014	BALLENA	Con Interrupciones	27.0	5.67
2014	BALLENA	Con Interrupciones	4.0	6
2014	CUSIANA	Con Interrupciones	0.8	2.9
2014	BALLENA	Firme	0.0	5.37
2014	BALLENA	Firme	42.4	6.29
2014	BALLENA	Firme	110.4	5.4
2014	JOBO	Firme	54.2	6.03
2015	JOBO	Con Interrupciones	12.0	4.98
2015	BALLENA	Con Interrupciones	3.0	6.3

Fuente: Gestor del Mercado de Gas. Reporte de febrero de 2015

En el mercado secundario se reportan transacciones en los dos primeros meses de 2015 por 286 MPCD, con un precio promedio ponderado por volúmenes de 4.26 USD/MBTU. El precio máximo se registró en una transacción con gas de La Creciente, por 6.28 USD/MBTU y el mínimo con gas de Cusiana a 0.8 USD/MBTU. Para la costa

<sup>14</sup> La diferenciación de precios en monopolios puede ser eficiente porque opera en la misma dirección que las reglas de optimización de Ramsey. Con el sector eléctrico es necesario profundizar el análisis porque el gas es un insumo. Si bien la demanda de la térmica por el insumo puede ser inelástica porque traslada el mayor costo al precio de la energía (parcialmente) el efecto tiene encadenamientos hacia adelante en los usuarios de energía eléctrica, algunos de los cuales, nuevamente, pueden tener una demanda elástica por sus productos (ej: industria).

el precio promedio de las transacciones fue de 5.04 USD/MBTU; en el interior de 2.83 USD/MBTU. En este mercado no se observan precios tan altos como los que se formaron en el mercado primario. La evolución del mercado secundario confirma el diferencial en los balances de gas entre la costa y el interior.

**Tabla 10: Precios promedio en el mercado secundario de gas por año de contratación, fuente de suministro y modalidad de contrato (USD/MBTU)**

Fecha	Fuente	Modalidad	No contratos	Cantidad	Precio promedio USD BTU
23/01/2015	CUSIANA	Firme	3	1.82	0.80
24/01/2015	BALLENA	Firme	1	4.00	4.90
25/01/2015	BALLENA	Firme	4	4.85	5.76
26/01/2015	CUSIANA	Firme	3	1.37	2.80
27/01/2015	CUSIANA	Firme	2	0.45	2.20
28/01/2015	CUSIANA	Firme	1	1.52	2.80
29/01/2015	BALLENA	Firme	2	6.50	4.95
30/01/2015	CUSIANA	Firme	1	1.10	2.80
31/01/2015	BALLENA	Firme	2	7.00	4.93
1/02/2015	BALLENA	Firme	2	7.00	4.93
2/02/2015	CUSIANA	Firme	1	1.05	2.80
3/02/2015	BALLENA	Firme	3	9.00	5.09
4/02/2015	CUSIANA	Firme	3	2.49	2.80
5/02/2015	BALLENA	Firme	2	6.00	4.92
6/02/2015	CUSIANA	Firme	1	0.70	2.80
7/02/2015	BALLENA	Firme	2	5.00	4.92
8/02/2015	CUSIANA	Firme	4	1.79	1.56
9/02/2015	BALLENA	Firme	4	12.98	4.91
10/02/2015	BALLENA	Firme	5	18.50	4.69
11/02/2015	BALLENA	Firme	3	9.20	5.06
12/02/2015	BALLENA	Firme	2	10.00	4.60
13/02/2015	BALLENA	Firme	1	1.00	5.00
14/02/2015	BALLENA	Firme	3	11.00	4.64
15/02/2015	CUSIANA	Firme	1	0.27	3.52
16/02/2015	BALLENA	Firme	3	5.20	5.27
17/02/2015	CUSIANA	Firme	4	1.33	3.52
18/02/2015	BALLENA	Firme	2	4.70	4.68
19/02/2015	CUSIANA	Firme	1	0.50	3.52
20/02/2015	BALLENA	Firme	4	8.70	5.50
21/02/2015	CUSIANA	Firme	3	11.45	2.85
22/02/2015	BALLENA	Firme	4	8.00	5.64
23/02/2015	CUSIANA	Firme	5	35.20	2.92
24/02/2015	BALLENA	Firme	4	10.50	5.32
25/02/2015	CUSIANA	Firme	6	19.01	2.88
26/02/2015	BALLENA	Firme	8	18.60	5.56
27/02/2015	CUSIANA	Firme	2	14.32	2.81
28/02/2015	BALLENA	Firme	4	15.85	4.66
1/03/2015	CUSIANA	Firme	5	6.98	3.01
2/03/2015	LA CRECIEN	Firme	2	1.70	6.28

Fuente: Gestor del mercado de gas. Reporte de febrero de 2015

## 2.6 Recomendaciones

Es necesario trazar una política sectorial de corto, mediano y largo plazo que permita conjurar un racionamiento de gas en la presente década y retomar el impulso que mostró el sector en sus primeras etapas de desarrollo. En particular se deben atender los siguientes aspectos de carácter estructural:

- La entrada de la planta de regasificación en la Costa Caribe
- El impulso a la oferta de gases no convencionales
- La revisión del contrato de exportación a Venezuela
- La ampliación de la capacidad de transporte para una completa integración de los mercados de la costa e interior
- La revisión de los consumos propios de los agentes integrados en producción y consumo

Desde el punto de vista regulatorio la prioridad es revisar el mecanismo de formación e indexación de precios, de tal forma que el precio del gas en Colombia sea competitivo frente a países productores con los cual hay un intercambio comercial importante y, simultáneamente, ofrezca rentabilidad a las actividades de exploración y desarrollo de nuevas reservas. Todos los agentes del sector están trabajando en resolver este complejo tema. Por otra parte es necesario consolidar la figura del gestor del Mercado de Gas y profundizar la transparencia y liquidez de los mercados primario y secundario de este combustible.