



Libertad y Orden  
REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

**U P M E**

## PROYECCIONES DE PRECIOS DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR TERMOELÉCTRICO

SUBDIRECCIÓN DE ENERGÍA

GRUPO DE HIDROCARBUROS

Diciembre de 2008



---

## PROYECCIONES DE PRECIOS DE GAS NATURAL PARA EL SECTOR TERMOELÉCTRICO

*Director General  
Alirio Delmar Fonseca Mejía*

*Subdirector de Planeación Energética (E)  
Jairo Pedraza Castañeda*

*Grupo de Trabajo:  
Grupo de Hidrocarburos*

*Unidad de Planeación Minero Energética UPME  
Subdirección de Planeación Energética  
Ministerio de Minas y Energía  
República de Colombia*

*Carrera 50 No 26-20  
Tel. (+1) 2220601- Fax (+1) 2219537  
Bogotá.  
Colombia  
Diciembre de 2008*

# UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

---

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>6</b>
2.1	Precios del gas en boca de pozo .....	7
2.1.1	Precios del gas de Guajira y Opón .....	7
2.1.2	Precios del Gas de Cusiana.....	10
2.2	Tarifas de Transporte .....	11
<b>3</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	<b>11</b>

# UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

---

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Precio para plantas térmicas de la Costa Atlántica (US\$OCT 2008 / MBTU) .....	12
Tabla 2 Precio para plantas térmicas del Interior 1 – T. Merieléctrica, T. Palenque y T. Centro (US\$OCT 2008 / MBTU) .....	13
Tabla 3 Precio para plantas térmicas del Interior 2 – T. Sierra, T. Dorada y T. Valle (US\$OCT 2008 / MBTU).....	14
Tabla 4 Precio para plantas térmicas del Interior 3– T. Emcali (US\$OCT 2008 / MBTU) .	15



---

## LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1 Comportamiento de precios de hidrocarburos .....	9
Gráfica 2 Proyección precios del Fuel Oil y del gas de la Guajira.....	9
Gráfica 3 Proyección precios del gas de Cusiana. ....	10

# UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

## 1 INTRODUCCIÓN

El 2008 fue un año de grandes contrastes para el sector energético y particularmente para los consumidores del Petróleo y sus derivados: a comienzos del año, el precio del petróleo con referencia WTI rondaba los US\$ 90 por barril y se vaticinaba con cierto temor que probablemente rompería la barrera de los US\$ 100 por barril. En julio de 2008, el precio del petróleo alcanzó su máximo histórico de US\$ 145.31 por barril, y al finalizar el año su precio recordaba los presentados a mediados del 2004<sup>1</sup>, alrededor de los US\$ 35 por barril.

De esta manera, las proyecciones de precios del petróleo de las diferentes entidades que a nivel mundial tienen esta tarea, tuvieron que ser actualizadas con una frecuencia mayor a la normal.

La anterior reflexión se realiza por la alta correlación que existe entre el comportamiento de los precios del petróleo y del del New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP, el cual se emplea como índice de referencia para la actualización de los precios de gas natural producidos en la Guajira y Opón.

La Unidad de Planeación Minero Energética, en desarrollo de su función de divulgar la información de los sectores de minas y energía, consolidó y analizó la información disponible a noviembre de 2008, y se permite presentar a los agentes y terceros interesados los resultados de la proyección de precios del gas natural para el sector termoeléctrico, con un horizonte de planeamiento hasta el 2020.

Al igual que en ocasiones anteriores, el presente documento realiza una breve descripción de la metodología empleada en la proyección los precios de gas natural y el cálculo de los costos por el uso de la infraestructura de transporte según la ubicación de las diferentes plantas termoeléctricas del país.

## 2 METODOLOGIA

La metodología de proyección de precios del gas natural para el sector termoeléctrico contempla tres segmentos principales: i) la estimación del precio del gas en boca de pozo de las principales fuentes de suministro, Guajira y Cusiana, ii) estimación de los cargos de transporte de los diferentes tramos del sistema y iii) estimación del costo total del gas natural en cada planta de generación para el horizonte de análisis, (suministro mas transporte).

La estimación del precio del gas natural en boca de pozo de los campos de la Guajira y Opón se realiza siguiendo el procedimiento establecido en la Resolución CREG 119 de

---

<sup>1</sup> En términos corrientes.

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

2005. Para el caso de gas de Cusiana, esta metodología aplicó hasta que su capacidad de producción superó los 180 MPCD<sup>2</sup>, desde entonces su precio se determina libremente.

Para efectos del ejercicio aquí realizado, el precio del Gas de Cusiana se determina mediante un ejercicio de NETBACK mediante el cual se determina cuál es el precio para que dicho gas sea competitivo en un punto determinado del Sistema Nacional de Transporte.

El costo de transporte de cada tramo de gasoducto es proyectado aplicando las resoluciones vigentes. El valor del transporte del gas a cada planta de generación corresponde a la suma de los costos de los tramos necesarios para llevar el gas desde su fuente de suministro hasta la planta. El precio final es la suma del precio del gas natural en boca de pozo y el costo del transporte del campo productor a la planta de generación.

### 2.1 Precios del gas en boca de pozo

#### 2.1.1 Precios del gas de Guajira y Opón

La Resolución CREG 119 de 2005 incorporó un nuevo índice de actualización para el precio máximo regulado del gas natural definido en las Resoluciones 039 de 1975 y 061 de 1983, para el gas natural producido en los campos de la Guajira y Opón respectivamente.

De acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2005 el Precio Máximo Regulado del gas natural debe ser actualizado semestralmente, el 1 de febrero y el 1 de agosto de cada año para el gas producido en los campos de la Guajira; y el 1 de enero y el 1 de julio de cada año para el gas natural producido en los campos de Opón.

La fórmula definida en la Resolución CREG 119 de 2005 es la siguiente:

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE}_{t-1}}{INDICE_{t-2}}$$

Donde:

$PMR_t$  = Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente (t), expresado en dólares por millón de BTU (US\$/MBTU).

$PMR_{t-1}$  = Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).

$\overline{INDICE}_{t-1}$  = Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1).

---

2 En junio de 2006

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

$\overline{INDICE}_{t-2}$  = Promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior (t-2).

*INDICE* = New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos.

Para el gas de los campos de la Guajira se tiene que el precio del primer semestre de 2008 fue 3.6944 US\$/MBTU. Por lo tanto, el precio para el segundo semestre del 2008 es:

$$PMR_{t-1} = 3.6944 \text{ US\$/MBTU}$$

$$\overline{INDICE}_{t-1} = 209.5340$$

$$\overline{INDICE}_{t-2} = 155.5992$$

$$PMR_t = 3.6944 \times \frac{209.5340}{155.5992} = 4.9750$$

De forma similar, el precio del gas natural producido en Opón para el segundo semestre de 2008 es:

$$PMR_{t-1} = 3.9922 \text{ US\$/MBTU}$$

$$\overline{INDICE}_{t-1} = 195.1882$$

$$\overline{INDICE}_{t-2} = 148.7513$$

$$PMR_t = 3.9922 \times \frac{195.1882}{148.7513} = 5.2385$$

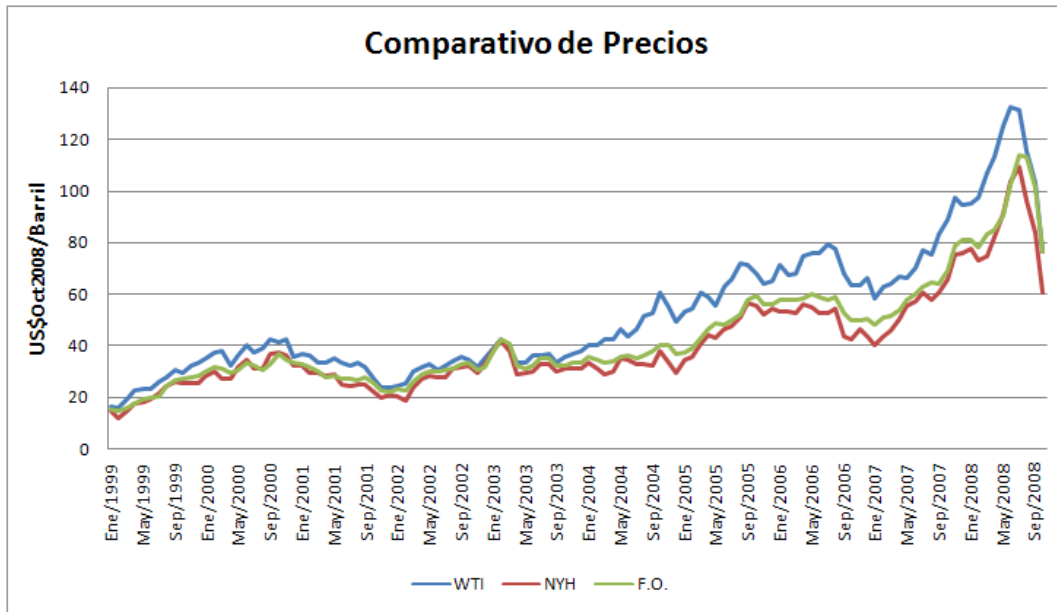
Para la proyección del Precio máximo Regulado del gas natural en boca de pozo se comparó el comportamiento del precio del combustible de referencia<sup>3</sup>, con el comportamiento de los precios del petróleo WTI y del Fuel Oil No. 6, combustibles para los cuales se dispone de proyecciones de largo plazo.

Se encontró una mayor correlación entre el comportamiento del precio del índice<sup>3</sup> con el precio del Fuel Oil No. 6, que con el precio del WTI (ver Gráfica 1). Por lo anterior, la proyección de precios del gas natural hasta el 2020 se realizó con las tasas de crecimiento de la proyección del Residual Fuel No. 6, disponible en el Anual Energy Outlook 2008<sup>4</sup>.

3 New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price

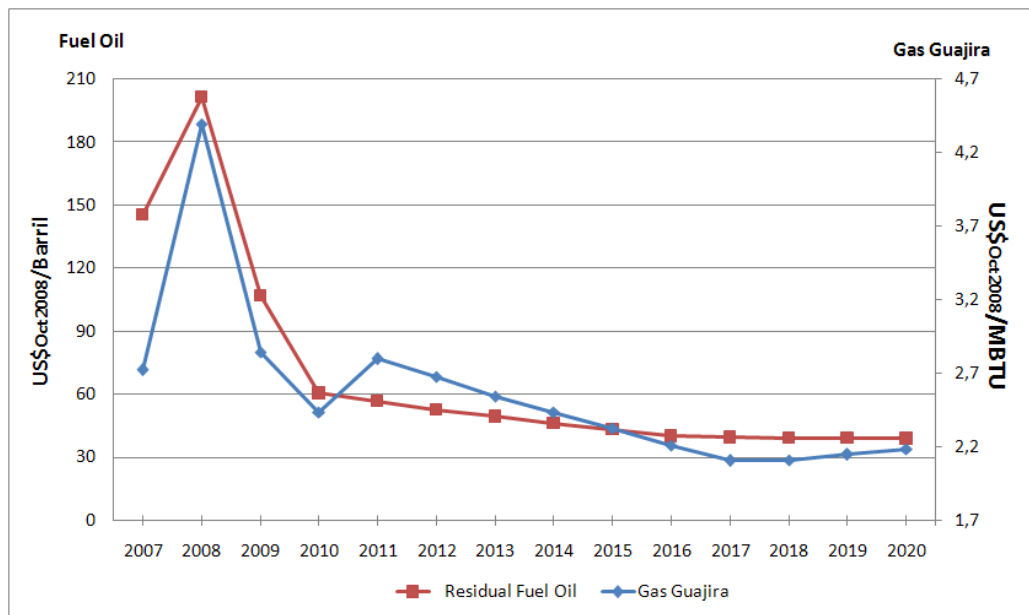
4 <http://www.eia.doe.gov/>

# UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



**Gráfica 1 Comportamiento de precios de hidrocarburos**

La Gráfica No. 2 muestra la proyección de precios del Fuel Oil según la *EIA*, y el resultado de la proyección del precio del gas natural de la Guajira en boca de pozo.



**Gráfica 2 Proyección precios del Fuel Oil y del gas de la Guajira.**

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

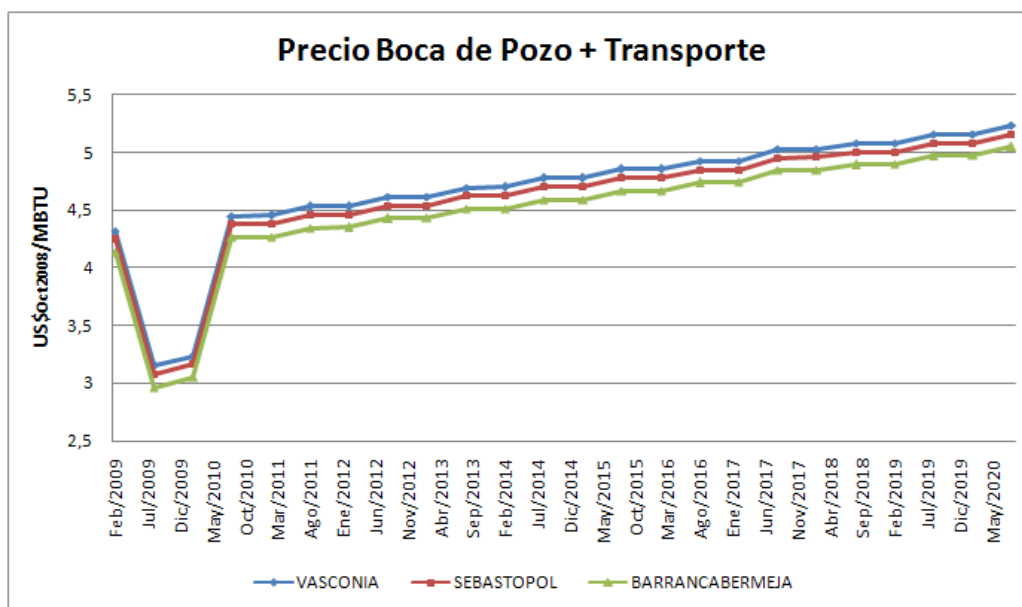
### 2.1.2 Precios del Gas de Cusiana

Como se mencionó anteriormente, el precio de gas de Cusiana es determinado libremente desde que la capacidad de producción de gas de este campo superó los 180 MPCD, situación que se dio en junio de 2006. Lo anterior de conformidad con lo establecido en el artículo 1 de la Resolución CREG 119 de 2005.

El resultado de la proyección de precios de gas natural para las plantas termoeléctricas, presentados en la última sección del presente documento, incorpora un análisis de competitividad para el precio del gas de Cusiana respecto del precio del gas de la Guajira.

Para este caso se definen puntos de arbitraje en el Sistema Nacional de Transporte sobre los cuales ciertos agentes pueden elegir libremente la fuente de suministro<sup>5</sup> dado el precio del gas en dicho punto. Los puntos del Sistema Nacional de Transporte analizados fueron Barrancabermeja, Sebastopol y Vasconia.

La estimación del precio del gas de Cusiana surge a partir del precio del gas de la Guajira puesto en cada uno de los puntos de arbitraje seleccionados. Se asume entonces que el precio del gas de Cusiana en dicho punto no puede ser superior al precio del gas de la Guajira. Desde este punto se descuentan los costos de transporte hasta la planta de producción para obtener finalmente el precio máximo de gas de Cusiana. Los resultados del ejercicio se muestran a continuación.



Gráfica 3 Proyección precios del gas de Cusiana.

<sup>5</sup> Guajira o Cusiana

## UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Para el ejercicio de proyección de precios para las plantas térmicas, se tomo el precio del gas de Cusiana con referencia en **Sebastopol**.

### 2.2 Tarifas de Transporte

Los cargos de transporte se estimaron aplicando las resoluciones vigentes<sup>6</sup> para cada uno de los tramos de los sistemas de la Costa y de Interior, se considera que las tarifas se mantienen con el mismo valor del último año después del vencimiento de las resoluciones actuales.

Para todos los casos se aplicó un pareja de cargos fijos y variables de 50% - 50%.

Para determinar el costo de transporte del gas de cada planta térmica, se consideraron los puntos de entrada y salida de gas estipulados en los contratos actuales de transporte, a partir de la terminación de los contratos se toma el menor costo de suministro (boca de pozo mas transporte), desde las alternativas de abastecimiento que tiene cada planta generadora.

## 3 RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados para los precios máximos de gas natural para las plantas de generación térmicas. Estos no incluyen cuota de fomento (3 % de la tarifa de transporte) ni el impuesto de transporte (6% de la tarifa de transporte).

Los precios de gas natural para las plantas de generación térmicas se encuentran en dólares constantes de octubre de 2008.

En la Tabla 1 se presentan los precios obtenidos para las plantas térmicas de la Costa, de la Tabla 2 a la Tabla 4 se presentan los resultados para las plantas térmicas del interior.

<sup>6</sup> Resoluciones CREG 070/03 para PROMIGAS, 076/02 para ECOGAS Cusiana – El Porvenir, 0125/04 ECOGAS, 016/01 TRANSORIENTE, entre otras.

# UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



**Tabla 1 Precio para plantas térmicas de la Costa Atlántica (US\$OCT 2008 / MBTU)**

AÑO	SEMESTRE	TERMICAS COSTA														
		Guajira					Barranquilla					Cartagena- MAMONAL				
		BALLENA - LA MAMI		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL	BALLENA - LA MAMI - BARRANQUILLA		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL	BALLENA - LA MAMI - B/QUILLA - CARTAGENA (MAMONAL)		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV				CF	CV				CF	CV			
2009	1	0,118	0,200	0,318	3,697	4,015	0,180	0,246	0,426	3,697	4,124	0,283	0,290	0,573	3,697	4,270
2009	2	0,118	0,200	0,318	2,841	3,158	0,180	0,246	0,426	2,841	3,267	0,283	0,290	0,573	2,841	3,413
2010	1	0,118	0,200	0,318	2,898	3,215	0,180	0,246	0,426	2,898	3,324	0,283	0,290	0,573	2,898	3,470
2010	2	0,118	0,200	0,318	3,014	3,332	0,180	0,246	0,426	3,014	3,440	0,283	0,290	0,573	3,014	3,587
2011	1	0,118	0,200	0,318	2,994	3,312	0,180	0,246	0,426	2,994	3,420	0,283	0,290	0,573	2,994	3,567
2011	2	0,118	0,200	0,318	2,888	3,205	0,180	0,246	0,426	2,888	3,314	0,283	0,290	0,573	2,888	3,461
2012	1	0,118	0,200	0,318	2,865	3,182	0,180	0,246	0,426	2,865	3,291	0,283	0,290	0,573	2,865	3,437
2012	2	0,118	0,200	0,318	2,741	3,059	0,180	0,246	0,426	2,741	3,167	0,283	0,290	0,573	2,741	3,314
2013	1	0,118	0,200	0,318	2,723	3,040	0,180	0,246	0,426	2,723	3,149	0,283	0,290	0,573	2,723	3,296
2013	2	0,118	0,200	0,318	2,623	2,940	0,180	0,246	0,426	2,623	3,049	0,283	0,290	0,573	2,623	3,196
2014	1	0,118	0,200	0,318	2,604	2,922	0,180	0,246	0,426	2,604	3,031	0,283	0,290	0,573	2,604	3,177
2014	2	0,118	0,200	0,318	2,506	2,824	0,180	0,246	0,426	2,506	2,933	0,283	0,290	0,573	2,506	3,079
2015	1	0,118	0,200	0,318	2,486	2,804	0,180	0,246	0,426	2,486	2,913	0,283	0,290	0,573	2,486	3,059
2015	2	0,118	0,200	0,318	2,380	2,698	0,180	0,246	0,426	2,380	2,806	0,283	0,290	0,573	2,380	2,953
2016	1	0,118	0,200	0,318	2,361	2,679	0,180	0,246	0,426	2,361	2,787	0,283	0,290	0,573	2,361	2,934
2016	2	0,118	0,200	0,318	2,259	2,577	0,180	0,246	0,426	2,259	2,685	0,283	0,290	0,573	2,259	2,832
2017	1	0,118	0,200	0,318	2,261	2,578	0,180	0,246	0,426	2,261	2,687	0,283	0,290	0,573	2,261	2,834
2017	2	0,118	0,200	0,318	2,264	2,582	0,180	0,246	0,426	2,264	2,690	0,283	0,290	0,573	2,264	2,837
2018	1	0,118	0,200	0,318	2,272	2,589	0,180	0,246	0,426	2,272	2,698	0,283	0,290	0,573	2,272	2,844
2018	2	0,118	0,200	0,318	2,302	2,620	0,180	0,246	0,426	2,302	2,728	0,283	0,290	0,573	2,302	2,875
2019	1	0,118	0,200	0,318	2,310	2,628	0,180	0,246	0,426	2,310	2,736	0,283	0,290	0,573	2,310	2,883
2019	2	0,118	0,200	0,318	2,344	2,662	0,180	0,246	0,426	2,344	2,770	0,283	0,290	0,573	2,344	2,917
2020	1	0,118	0,200	0,318	2,351	2,669	0,180	0,246	0,426	2,351	2,777	0,283	0,290	0,573	2,351	2,924
2020	2	0,118	0,200	0,318	2,379	2,697	0,180	0,246	0,426	2,379	2,805	0,283	0,290	0,573	2,379	2,952

# UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA



**Tabla 2 Precio para plantas térmicas del Interior 1 – T. Merieléctrica, T. Palenque y T. Centro (US\$OCT 2008 / MBTU)**

AÑO	SEMESTRE	T. Merieléctrica					T. Palenque					T. Centro (ISAGEN)				
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV				CF	CV				CF	CV			
2009	1	0,848	0,396	1,244	3,697	4,942	0,574	0,557	1,131	3,442	4,829	0,919	0,469	1,388	3,697	5,085
2009	2	0,848	0,396	1,244	2,841	4,085	0,574	0,557	1,131	2,686	4,786	0,919	0,469	1,388	2,841	4,228
2010	1	0,848	0,396	1,244	2,898	4,142	1,097	1,003	2,100	2,736	4,836	0,919	0,469	1,388	2,898	4,285
2010	2	0,848	0,396	1,244	3,014	4,258	1,097	1,003	2,100	2,839	4,939	0,919	0,469	1,388	3,014	4,402
2011	1	0,848	0,396	1,244	2,994	4,239	1,097	1,003	2,100	2,822	4,922	0,919	0,469	1,388	2,994	4,382
2011	2	0,759	0,568	1,327	2,727	4,055	1,097	1,003	2,100	2,727	4,828	0,688	0,496	1,184	2,888	3,911
2012	1	0,759	0,568	1,327	2,707	4,035	1,097	1,003	2,100	2,707	4,807	0,688	0,496	1,184	2,865	3,891
2012	2	0,759	0,568	1,327	2,598	3,926	1,097	1,003	2,100	2,598	4,698	0,688	0,496	1,184	2,741	3,782
2013	1	0,759	0,568	1,327	2,582	3,909	1,097	1,003	2,100	2,582	4,682	0,688	0,496	1,184	2,582	3,766
2013	2	0,759	0,568	1,327	2,494	3,821	1,097	1,003	2,100	2,494	4,594	0,688	0,496	1,184	2,494	3,678
2014	1	0,759	0,568	1,327	2,478	3,805	1,097	1,003	2,100	2,478	4,578	0,688	0,496	1,184	2,478	3,662
2014	2	0,759	0,568	1,327	2,391	3,719	1,097	1,003	2,100	2,391	4,491	0,688	0,496	1,184	2,391	3,575
2015	1	0,759	0,568	1,327	2,374	3,701	1,097	1,003	2,100	2,374	4,474	0,688	0,496	1,184	2,374	3,558
2015	2	0,759	0,568	1,327	2,280	3,607	1,097	1,003	2,100	2,280	4,380	0,688	0,496	1,184	2,280	3,464
2016	1	0,759	0,568	1,327	2,263	3,590	1,097	1,003	2,100	2,263	4,363	0,688	0,496	1,184	2,263	3,447
2016	2	0,759	0,568	1,327	2,173	3,500	1,097	1,003	2,100	2,173	4,273	0,688	0,496	1,184	2,173	3,357
2017	1	0,759	0,568	1,327	2,174	3,502	1,097	1,003	2,100	2,174	4,274	0,688	0,496	1,184	2,174	3,358
2017	2	0,759	0,568	1,327	2,177	3,505	1,097	1,003	2,100	2,177	4,278	0,688	0,496	1,184	2,177	3,361
2018	1	0,759	0,568	1,327	2,184	3,511	1,097	1,003	2,100	2,184	4,284	0,688	0,496	1,184	2,184	3,368
2018	2	0,759	0,568	1,327	2,211	3,538	1,097	1,003	2,100	2,211	4,311	0,688	0,496	1,184	2,211	3,395
2019	1	0,759	0,568	1,327	2,218	3,545	1,097	1,003	2,100	2,218	4,318	0,688	0,496	1,184	2,218	3,402
2019	2	0,759	0,568	1,327	2,248	3,575	1,097	1,003	2,100	2,248	4,348	0,688	0,496	1,184	2,248	3,432
2020	1	0,759	0,568	1,327	2,254	3,581	1,097	1,003	2,100	2,254	4,354	0,688	0,496	1,184	2,254	3,438
2020	2	0,759	0,568	1,327	2,279	3,606	1,097	1,003	2,100	2,279	4,379	0,688	0,496	1,184	2,279	3,463

**Tabla 3 Precio para plantas térmicas del Interior 2 – T. Sierra, T. Dorada y T. Valle (US\$OCT 2008 / MBTU)**

AÑO	SEMESTRE	T. Sierra (EPPM)					T. Dorada (CHEC)					T. Valle (EPSA)				
		TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL	TRANSPORTE		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV				CF	CV				CF	CV			
2009	1	0,963	0,522	1,485	3,697	5,18	1,148	0,656	1,805	3,697	5,502	1,908	1,029	2,936	3,697	6,634
2009	2	0,963	0,522	1,485	2,841	4,33	1,148	0,656	1,805	2,841	4,645	1,908	1,029	2,936	2,841	5,777
2010	1	0,963	0,522	1,485	2,898	4,38	1,148	0,656	1,805	2,898	4,702	1,908	1,029	2,936	2,898	5,834
2010	2	0,963	0,522	1,485	3,014	4,50	1,148	0,656	1,805	3,014	4,819	1,908	1,029	2,936	3,014	5,950
2011	1	0,963	0,522	1,485	2,994	4,48	1,148	0,656	1,805	2,994	4,799	1,908	1,029	2,936	2,994	5,931
2011	2	0,644	0,443	1,087	2,888	4,37	1,148	0,656	1,805	2,888	4,692	1,908	1,029	2,936	2,888	5,824
2012	1	0,644	0,443	1,087	2,865	4,35	0,830	0,577	1,407	2,865	4,669	1,908	1,029	2,936	2,865	5,801
2012	2	0,644	0,443	1,087	2,598	3,69	0,830	0,577	1,407	2,741	4,546	1,908	1,029	2,936	2,741	5,678
2013	1	0,644	0,443	1,087	2,582	3,67	0,830	0,577	1,407	2,582	3,989	1,908	1,029	2,936	2,723	5,659
2013	2	0,644	0,443	1,087	2,494	3,58	0,830	0,577	1,407	2,494	3,900	1,589	0,949	2,539	2,623	5,559
2014	1	0,644	0,443	1,087	2,478	3,56	0,830	0,577	1,407	2,478	3,884	1,589	0,949	2,539	2,604	5,541
2014	2	0,644	0,443	1,087	2,391	3,48	0,830	0,577	1,407	2,391	3,798	1,589	0,949	2,539	2,506	5,443
2015	1	0,644	0,443	1,087	2,374	3,46	0,830	0,577	1,407	2,374	3,780	1,589	0,949	2,539	2,374	4,912
2015	2	0,644	0,443	1,087	2,280	3,37	0,830	0,577	1,407	2,280	3,687	1,589	0,949	2,539	2,280	4,818
2016	1	0,644	0,443	1,087	2,263	3,35	0,830	0,577	1,407	2,263	3,670	1,589	0,949	2,539	2,263	4,801
2016	2	0,644	0,443	1,087	2,173	3,26	0,830	0,577	1,407	2,173	3,579	1,589	0,949	2,539	2,173	4,711
2017	1	0,644	0,443	1,087	2,174	3,26	0,830	0,577	1,407	2,174	3,581	1,589	0,949	2,539	2,174	4,713
2017	2	0,644	0,443	1,087	2,177	3,26	0,830	0,577	1,407	2,177	3,584	1,589	0,949	2,539	2,177	4,716
2018	1	0,644	0,443	1,087	2,184	3,27	0,830	0,577	1,407	2,184	3,591	1,589	0,949	2,539	2,184	4,722
2018	2	0,644	0,443	1,087	2,211	3,30	0,830	0,577	1,407	2,211	3,617	1,589	0,949	2,539	2,211	4,749
2019	1	0,644	0,443	1,087	2,218	3,30	0,830	0,577	1,407	2,218	3,624	1,589	0,949	2,539	2,218	4,756
2019	2	0,644	0,443	1,087	2,248	3,33	0,830	0,577	1,407	2,248	3,654	1,589	0,949	2,539	2,248	4,786
2020	1	0,644	0,443	1,087	2,254	3,34	0,830	0,577	1,407	2,254	3,661	1,589	0,949	2,539	2,254	4,792
2020	2	0,644	0,443	1,087	2,279	3,37	0,830	0,577	1,407	2,279	3,686	1,589	0,949	2,539	2,279	4,818

**Tabla 4 Precio para plantas térmicas del Interior 3– T. Emcali (US\$OCT 2008 / MBTU)**

AÑO	SEMESTRE	T. Emcali				
		CUSIANA - CALI		TARIFA TRANSPORTE	PRECIO BOCA POZO (US\$ oct 2008 [US\$/MBTU])	PRECIO GAS NATURAL
		CF	CV			
2009	1	1,589	0,949	2,539	3,442	5,980
2009	2	1,589	0,949	2,539	2,686	5,224
2010	1	1,589	0,949	2,539	2,736	5,275
2010	2	1,589	0,949	2,539	2,839	5,378
2011	1	1,589	0,949	2,539	2,822	5,360
2011	2	1,589	0,949	2,539	2,727	5,266
2012	1	1,589	0,949	2,539	2,707	5,246
2012	2	1,589	0,949	2,539	2,598	5,137
2013	1	1,589	0,949	2,539	2,582	5,121
2013	2	1,589	0,949	2,539	2,494	5,032
2014	1	1,589	0,949	2,539	2,478	5,016
2014	2	1,589	0,949	2,539	2,391	4,930
2015	1	1,589	0,949	2,539	2,374	4,912
2015	2	1,589	0,949	2,539	2,280	4,818
2016	1	1,589	0,949	2,539	2,263	4,801
2016	2	1,589	0,949	2,539	2,173	4,711
2017	1	1,589	0,949	2,539	2,174	4,713
2017	2	1,589	0,949	2,539	2,177	4,716
2018	1	1,589	0,949	2,539	2,184	4,722
2018	2	1,589	0,949	2,539	2,211	4,749
2019	1	1,589	0,949	2,539	2,218	4,756
2019	2	1,589	0,949	2,539	2,248	4,786
2020	1	1,589	0,949	2,539	2,254	4,792
2020	2	1,589	0,949	2,539	2,279	4,818