



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**COSTO DE SUSTITUCIÓN DE GAS
NATURAL POR COMBUSTIBLES
LÍQUIDOS, SEGÚN LO ORDENADO POR
LA RESOLUCIÓN 18 1686 DE 2009
EXPEDIDA POR EL MINISTERIO DE MINAS
Y ENERGÍA**

DOCUMENTO CREG-107
30 de octubre de 2009

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

COSTO DE SUSTITUCIÓN DE GAS NATURAL POR COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, SEGÚN LO ORDENADO POR LA RESOLUCIÓN 18 1686 DE 2009 EXPEDIDA POR EL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

1 INTRODUCCIÓN

Este documento tiene por objeto presentar los antecedentes y análisis que fundamentan la regulación del costo de sustitución de gas natural por combustibles líquidos, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 18 1686, de octubre 2 de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

2 ANTECEDENTES

El Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 18 1654 de 2009, por medio de la cual declaró el inicio de un racionamiento programado de gas natural, y de manera complementaria expidió la Resolución 18 1686 del mismo año mediante la cual adicionó, entre otras, las siguientes disposiciones:

"ARTÍCULO 2. Los Productores – Comercializadores de gas natural darán cumplimiento a los Contratos de Garantizan Firmeza de suministro con las plantas termoeléctricas, entregando gas natural, o sustituyendo éste por combustibles líquidos, en los casos en que las plantas sean duales y dicha sustitución sea factible.

PARÁGRAFO 1. Las cantidades de gas natural que los Productores Comercializadores sustituyan serán aquellas que se requieran para atender los Contratos a que se refiere este artículo y la Demanda de Gas Natural Remanente.

PARÁGRAFO 2. Los Productores – Comercializadores de gas natural aplicarán, como precio de suministro de los combustibles líquidos, el mismo precio por unidad de energía pactado en los contratos de suministro de gas natural.

(...)"

Mediante la Resolución 18 1846 de octubre 19 de 2009, la cual modificó las resoluciones 18 1686 y 18 1739 de 2009, expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, se establece, entre otros aspectos, lo siguiente:

"ARTÍCULO 2º. Modifíquese el Artículo 3 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009, modificado por el Artículo 11 de la Resolución 18 1739 del 7 de octubre de 2009, el cual quedará así:

'ARTÍCULO 3. El mayor costo en que incurran los Productores – Comercializadores de gas natural por concepto del suministro y transporte de los combustibles líquidos que entrarían a sustituir gas natural, será reconocido a estos productores. Para tal efecto, la CREG definirá las modificaciones a que haya lugar en el costo de prestación del servicio, ocasionadas por dicha sustitución.

PARÁGRAFO. La Comisión de Regulación de Energía y Gas en un plazo no mayor a veinticinco (25) días calendario, establecerá dicho cargo'.

De acuerdo con las anteriores disposiciones la CREG debe establecer la regulación pertinente para reconocer, a los productores de gas natural, el mayor costo en que incurran por concepto del suministro y transporte de los combustibles líquidos que entrarían a sustituir gas natural.

3 ANÁLISIS REGULATORIO

En el artículo 3 de la Resolución 18 1686 del 2 de octubre de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se ordena a la CREG definir las modificaciones regulatorias a que haya lugar en el costo de prestación del servicio de gas natural, ocasionadas por la sustitución de gas por combustibles líquidos en algunas plantas termoeléctricas. Lo anterior indica que las modificaciones en el costo de prestación del servicio, que pueda adoptar la CREG, son un instrumento para llevar a cabo lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución 18 1686 del Ministerio de Minas y Energía.

Las modificaciones en el costo de prestación del servicio se derivan del hecho de que el precio de los combustibles líquidos es mayor que el precio del gas. De acuerdo con lo informado por ECOPETROL, el precio del combustible líquido puesto en planta está alrededor de US\$ 25 por MBTU frente a US\$ 3 por MBTU para el gas puesto en punto de entrega¹. Es decir, la sustitución de gas por combustibles líquidos implica un mayor costo para los productores que cumplen sus contratos de suministro con combustibles líquidos en virtud de lo ordenado por la Resolución 18 1686 del Ministerio de Minas y Energía.

Al ajustar el costo de prestación del servicio para reconocer los mayores costos en que incurre el productor por la sustitución es necesario considerar las siguientes variables:

- a. Cantidades de gas sustituidas
- b. Precios de los combustibles líquidos utilizados para la sustitución
- c. Demanda objeto del mayor costo debido a la sustitución de gas por combustibles líquidos
- d. Compensaciones pactadas en los contratos de suministro de gas

A continuación se analiza cada variable.

3.1 Cantidades de gas sustituidas

Las cantidades de gas sustituidas por cada planta termoeléctrica se pueden identificar día tras día con base en la información de balances diarios. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 de la Resolución 18 1739 del 7 de octubre de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, el Centro Nacional de Despacho -CND- dispone de la información para realizar los balances diarios de gas. Por tanto, se propone que el CND determine las cantidades diarias de gas sustituido en cada planta termoeléctrica.

3.2 Precios de combustibles líquidos

El precio de los combustibles líquidos obedece a fórmulas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía. Esto significa que la autoridad competente para determinar el precio de los combustibles líquidos, que hagan parte de la sustitución ordenada en la Resolución 18 1686, será el Ministerio de Minas y Energía.

3.3 Demanda objeto de mayor costo

Las condiciones de escasez de gas, reconocidas mediante la declaración del inicio de un racionamiento programado de gas natural, se deben reflejar en un mayor costo del gas natural. Este mayor costo recaerá sobre los usuarios de la demanda de gas

¹ Comunicación con radiación interna E-2009-009879.

natural beneficiados con la sustitución de gas por combustibles líquidos de que trata el artículo 2 de la Resolución No. 18 1686 del 2 de octubre de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

Los usuarios beneficiados corresponden a aquellos ubicados en las áreas donde se presenten, o puedan presentar, desabastecimientos de gas natural y existan posibilidades reales de sustitución en plantas térmicas. De acuerdo con la información suministrada por ECOPETROL, las posibilidades reales de sustitución en plantas térmicas, en los términos previstos en la Resolución 18 1686, se presentan en el interior del país². Por tanto, la demanda de gas beneficiada por la sustitución será la demanda de todos los remitentes que hacen uso del tramo de gasoducto Ballena – Barrancabermeja, y demás tramos de gasoductos del interior de país que están interconectados, así como los gasoductos que se derivan de estos tramos. No se incluyen los gasoductos aislados o que no tienen conexión con los anteriores gasoductos.

3.4 Compensaciones pactadas en contratos

En los contratos de suministro de gas en firme los contratantes pactan cláusulas de compensación ante incumplimiento en la entrega del gas por parte del Productor – Comercializador. Cuando un contrato de suministro de gas se cumple en virtud de lo establecido en la Resolución 18 1686, el Productor-Comercializador se evita un costo igual a la compensación que tendría que haberle pagado al comprador si le hubiera incumplido la entrega de gas. Se propone que este costo evitado al Productor-Comercializador no se traslade a la demanda beneficiada con la sustitución de gas por combustibles líquidos.

4 PROPUESTA

Con base en los anteriores análisis, y para dar cumplimiento al artículo 3 de la Resolución 18 1686 de 2009, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se propone adoptar las siguientes disposiciones regulatorias:

Cálculo de las cantidades a sustituir. El Centro Nacional de Despacho –CND- calculará diariamente, para cada planta termoeléctrica, las cantidades de gas natural sustituidas (Q) que se requirieron para atender los contratos a que se refiere el artículo 2 de la Resolución 18 1686, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, y la demanda de gas natural remanente.

Valor a reconocer a cada Productor-Comercializador. El valor a reconocer a cada Productor-Comercializador por las cantidades sustituidas (Q) diariamente se determinará como sigue:

$$Vr_{i,j} = \sum_{k=1}^n \{ [P_{cl,i,j,k} - P_{g,i,j,k}] \cdot Q_{i,j,k} - C_{i,j,k} \}$$

donde:

$Vr_{i,j}$ = valor a reconocer al Productor-Comercializador i por las cantidades sustituidas en el día j, expresado en dólares. Este valor lo calculará el CND para el día j.

² Comunicación con radicación interna E-2009-009879.

$P_{c_{i,j,k}}$ = precio del combustible líquido con el cual el Productor-Comercializador i sustituyó el gas en el día j, puesto en el sitio de la planta termoeléctrica k, determinado por el Ministerio de Minas y Energía en dólares por MBTU.

$P_{g_{i,j,k}}$ = precio del gas pactado contractualmente por el Productor-Comercializador i, para el día j, puesto en el sitio pactado con la planta termoeléctrica k, expresado en dólares por MBTU.

$Q_{i,j,k}$ = cantidad sustituida por el Productor-Comercializador i, durante el día j, para la planta k, expresada en MBTU.

$C_{i,j,k}$ = Costo evitado por el no pago de la compensación pactada en el contrato de suministro de gas en firme entre el Productor-Comercializador i y el agente responsable de la planta termoeléctrica k, para el día j, ante el incumplimiento evitado por la sustitución mediante combustible líquido. Este valor estará expresado en dólares. El Productor-Comercializador i reportará al CND los contratos de suministro que contengan cláusulas de compensación ante el incumplimiento en la entrega del gas por parte del Productor-Comercializador.

n = número de plantas atendidas por el Productor-Comercializador i.

El primer día j será aquel correspondiente a la fecha definida por el Ministerio de Minas y Energía.

Si $V_{r_{ij}}$ es menor que cero el valor a reconocer al Productor-Comercializador i será igual a cero (0) en el día j.

Costo de la sustitución. El costo unitario total ocasionado por las cantidades de gas natural sustituidas (Q), expresado en dólares por MBTU, lo calculará diariamente el Centro Nacional de Despacho –CND- aplicando la siguiente fórmula:

$$Cs_j = \frac{\sum_{i=1}^m V_{r_{i,j}}}{D_j}$$

donde:

Cs_j = Costo unitario total ocasionado por las cantidades de gas natural sustituidas por combustibles líquidos, expresado en dólares por MBTU.

$V_{r_{ij}}$ = valor a reconocer al Productor-Comercializador i en el día j, calculado como se indicó anteriormente, expresado en dólares.

D_j = Demanda asociada a la parte del Sistema Nacional de Transporte de gas natural – SNT- donde se ubican los puntos de salida de la demanda de gas beneficiada con la sustitución. Esta demanda estará expresada en MBTU.

m = número de Productores-Comercializadores que sustituyan gas natural por combustibles líquidos.

La demanda de gas beneficiada con la sustitución de gas natural por combustibles líquidos corresponderá a la demanda de todos los remitentes que hacen uso del tramo de gasoducto Ballena – Barrancabermeja, y demás tramos de gasoductos del interior del



país que están interconectados, así como de los gasoductos que se derivan de estos tramos. No se incluyen los gasoductos aislados o que no tienen conexión con los anteriores gasoductos.

Recaudo de los ingresos por el costo de la sustitución. Los Productores-Comercializadores que atiendan la demanda D_j deberán adicionar al precio del suministro de gas el costo unitario total, Cs_j , ocasionado por las cantidades de gas natural sustituidas, y deberán cobrar este costo a sus compradores en la factura del servicio según el período de facturación utilizado.

Asignación de los ingresos por el costo de la sustitución. El CND establecerá el valor en dólares, que debe trasladar cada Productor-Comercializador que atienda la demanda D_j a los Productores-Comercializadores beneficiarios. Para establecer el valor a trasladar a cada Productor-Comercializador beneficiario el CND aplicará la siguiente fórmula:

$$Vr_{i,j} = \frac{Vr_{i,j}}{\sum_{i=1}^m Vr_{i,j}} * VTR$$

donde:

$Vr_{i,j}$ = valor a reconocer al Productor-Comercializador i beneficiario, en el día j , expresado en dólares. Este valor lo calculará el CND para el día j de conformidad con lo definido anteriormente.

VTR = valor total recaudado por todos los Productores-Comercializadores que atienden la demanda D_j , resultado de aplicar el costo Cs_j definido anteriormente. Este valor estará expresado en dólares.

m = número de Productores-Comercializadores que sustituyan gas natural por combustibles líquidos.

Los Productores-Comercializadores tendrán máximo cinco (5) días hábiles, a partir de la fecha del recaudo de los ingresos resultado de aplicar el costo Cs_j definido antes, para trasladar el valor correspondiente al Productor-Comercializador beneficiario. La fecha de recaudo será la misma establecida en la facturación que realiza el Productor-comercializador a la demanda D_j .

Entiéndase por Productor-Comercializador beneficiario como aquel que en aplicación de lo dispuesto por el artículo 2 de la Resolución No. 18 1686 del 2 de octubre de 2009, modificado por la Resolución No. 18 1846 de 2009, ha cumplido los contratos que Garantizan Firmeza de suministro con las plantas termoeléctricas, sustituyendo gas natural por combustibles líquidos y que conforme con el artículo 3 de la misma resolución, tiene derecho a que se le reconozca el mayor costo en que incurrió.

Las anteriores disposiciones tendrán vigencia hasta que el Ministerio de Minas y Energía declare el cese del Racionamiento Programado decretado mediante la Resolución 18 1654 de 29 de septiembre de 2009.

Cifras preliminares indican que el costo unitario total ocasionado por las cantidades de gas natural sustituidas por combustibles líquidos (Cs_j), para un día dado, podría alcanzar los \$ 2.5 dólares por MBTU, sin tener en cuenta el costo evitado por el no pago de la compensación pactada en el contrato de suministro de gas en firme entre el

Sesión No.424

Productor-Comercializador ($C_{i,j,k}$). Esta cifra se obtiene como el cociente entre un costo diario de US\$1.23 millones, estimado por ECOPERTOL³, y una demanda diaria aproximada de 490.000 MBTU, para el interior del país, de acuerdo con los balances publicados por XM (www.xm.gov.co).

³ Comunicación E-2009-009879.