



Ministerio de Minas y Energía

**RESOLUCION NUMERO 018 DE 19**

( 25 ABR. 2002 )

Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-017 y CREG-023 de 2000 y CREG-071 de 1998.

### **LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

#### **CONSIDERANDO:**

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de gas, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no implique abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad, tal como lo prevé el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994;

Que según la Ley 142 de 1994, entre otros, sus Artículos 10, 14.2, 14.18, 14.28 y 74, le corresponde a la CREG regular las actividades complementarias del servicio público domiciliario de gas combustible;

Que la actividad de comercialización de gas natural desde la producción es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible, en la forma definida por el Artículo 14, numeral 28, de la Ley 142 de 1994;

Que el Artículo 23 de la Ley 142, establece que las Comisiones de Regulación podrán prohibir que se facilite a usuarios en el exterior el gas combustible o el acceso a redes cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por las comisiones;

Que la Ley 401 de 1997, Artículo 11, dispuso que con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, las

Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-017 y CREG-023 de 2000 y CREG-71 de 1998.

actividades distintas a la exploración, explotación y procesamiento, se registrarán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994;

Que de conformidad con el Parágrafo 2°, del Artículo 11 de la Ley 401 de 1997, las competencias previstas en la Ley 142, en lo relacionado con la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible;

Que el Artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 faculta a la CREG para establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre;

Que la Ley 142 de 1994, Artículo 88.1, faculta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, para establecer topes máximos tarifarios de acuerdo con estudios de costos, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas;

Que es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas adoptar medidas para prevenir abusos de posición dominante de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994;

Que tal como lo dispone el Artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, la Comisión puede adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado;

Que el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, establece los criterios bajo los cuales se debe definir el régimen tarifario;

Que según lo establecido en el Artículo 978 del Código de Comercio, cuando la prestación que es objeto del suministro esté regulada por el Gobierno, el precio y las condiciones de los contratos deberán sujetarse a los respectivos reglamentos;

Que mediante Resolución CREG-071 de 1998, se dictaron normas referentes a la participación de las empresas en el subsector de Gas natural;

Que mediante Resolución CREG-023 de 2000, se establecieron los precios máximos regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte y se dictaron otras disposiciones para la comercialización de gas natural en el país;

Que mediante Resolución CREG-017 de 2000, la CREG adoptó normas regulatorias en ejercicio de las facultades otorgadas por los Artículos 23 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, relacionadas con la prohibición de exportaciones de gas natural y la disponibilidad de una oferta energética eficiente;

Que en desarrollo de lo dispuesto en las Resoluciones CREG-096 y CREG-123 de 2001, se recibieron observaciones presentadas por los Agentes y terceros interesados, sobre la variables y supuestos utilizados por la Comisión para la determinación de los precios máximos de Gas Natural para los campos de

Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-017 y CREG-023 de 2000 y CREG-071 de 1998.

Cusiana y Cupiagua de que trata el Artículo 3o. de la Resolución CREG-023 de 2000;

Que en desarrollo de lo previsto en las Resoluciones CREG-096 y CREG-123 de 2001, se recibió comunicación suscrita por ECOPETROL, TEPMA, BP COLOMBIA y TRITON COLOMBIA, con radicación CREG 10439 de noviembre 21 de 2001, enviando varios documentos de análisis en respuesta a la consulta realizada por la Comisión;

Que en desarrollo de lo previsto en las Resoluciones CREG-096 y CREG-123 de 2001, se recibieron igualmente comunicaciones de las empresas Gases del Caribe, ISAGÉN, MERILÉCTRICA y Empresas Públicas de Medellín, dentro del plazo establecido en la consulta;

Que se recibió comunicación posterior de ECOPETROL, con radicación CREG 2324 de marzo 7 de 2002, donde se proponen ajustes regulatorios con el fin de contar con 20 MPCD adicionales de gas natural provenientes de los campos de Cusiana-Cupiagua en Junio de 2002, así como de otros 20 MPCD adicionales en el año 2003, como transición hasta el momento en que entre en operación la planta de tratamiento de gas de Cusiana de 100 MPCD de capacidad, programada para el año 2004;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas analizó las observaciones, los estudios y demás información, presentada por los agentes y terceros interesados, en desarrollo de lo previsto en las Resoluciones CREG-096 y CREG-123 de 2001, así como la situación de los mercados internacional y nacional del gas, y encontró conveniente introducir ajustes en algunos de los supuestos utilizados para calcular el Precio Máximo en Punto de Entrada al Sistema establecido por la Resolución CREG-023 de 2000 para el gas de los campos Cusiana y Cupiagua;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, determinó en sus análisis que el nodo de entrada al Sistema Nacional de transporte de Gas para los campos de Cusiana y Cupiagua es Cusiana, por lo cual ajustó la inversión en las facilidades de superficie excluyendo la inversión, antes considerada, del gasoducto Cusiana - El Porvenir, en el Precio Máximo Regulado de estos campos.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, después de analizar la información recibida, así como la situación de los mercados internacional y nacional del gas, ha considerado conveniente dar a los contratos de suministro de gas natural para exportación un trato igual a los contratos de suministro para consumo interno, cuando el factor Reservas/Producción sea inferior al previsto en la Resolución CREG-017 de 2000, con el fin de incentivar el aumento en las reservas y en la producción de gas del país;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas se encuentra evaluando el mercado de gas natural en lo relacionado con la actividad de comercialización, y después de analizar la información recibida por los agentes, así como la situación de los mercados internacional y nacional del gas natural, ha considerado conveniente permitir la comercialización conjunta de gas asociado,

Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-017 y CREG-023 de 2000 y CREG-071 de 1998.

mientras se define el nuevo marco regulatorio de la actividad de comercialización de gas en dicho mercado, con el fin de facilitar la comercialización de las reservas de gas asociado existente, así como su producción;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 183 del día 25 de abril del año 2002, acordó expedir la presente Resolución;

### RESUELVE:

**ARTÍCULO 1o.** Modifíquese el numeral 3) del Artículo 3o. de la Resolución CREG-023 de 2000 el cual quedará así:

“

3. *A partir de la vigencia de la presente Resolución se establecen como Precio Máximo Regulado para el Gas Natural Asociado producido en Cusiana y Cupiagua, en condiciones de ser inyectado en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, los siguientes valores:*

- a) *US\$1.40/MBTU, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es inferior o igual a 180 MPCD.*
- b) *Un precio sin sujeción a tope máximo, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es superior a 180 MPCD.”*

**ARTÍCULO 2o.** Modifíquese el Artículo 4o. de la Resolución CREG-023 de 2000, el cual quedará así:

**"ARTÍCULO 4o. Actualización de los Precios Máximos Regulados.** *Los Precios Máximos Regulados señalados en los numerales (1) y (2) del Artículo 3o. de esta Resolución, se actualizarán conforme a lo estipulado en la respectiva resolución que les aplique.*

*A partir del 1º de enero del año 2003 el Precio Máximo Regulado señalado en el literal (a) del numeral (3) del Artículo 3o. se actualizará cada primero de enero y cada primero de julio conforme a la siguiente fórmula:*

$$P_s = PF_{s-1} \left( \frac{PPI_{s-1}}{PPI_{s-2}} \right) + BOL_{s-1} \left( \frac{NYMEX_{s-1}}{NYMEX_{s-2}} \right) - VLR \left( \frac{NYMEX_{s-1}}{NYMEX_0} \right),$$

dónde,

$P_s$  : es el Precio Máximo Regulado correspondiente al semestre  $s$ ,

Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-017 y CREG-023 de 2000 y CREG-071 de 1998.

- $PF_{s-1}$  : es el componente fijo del Precio Máximo Regulado del semestre  $s-1$  actualizado con el PPI según la fórmula. Para el primero de enero del año 2003, el valor de  $PF_{s-1}$  es igual a 73 centavos de dólar,
- $BOL_{s-1}$  : es el componente variable del Precio Máximo Regulado del semestre  $s-1$  correspondiente al valor de la pérdida de crudo, actualizado con el índice NYMEX según la fórmula. Para el primero de enero del año 2003, el valor de  $BOL_{s-1}$  es igual a 85 centavos de dólar,
- VLR : es el componente variable del Precio Máximo Regulado correspondiente al beneficio por recuperación de líquidos. Hasta que se cumpla el primer año completo de operación de la planta con capacidad de tratamiento de 100 MPCD de gas natural en condiciones de ser inyectado al Sistema Nacional de Transporte de Gas, el valor de VLR es igual a 18 centavos de dólar, actualizado con el índice NYMEX según la fórmula. Una vez se cuente con un año completo de operación de dicha planta, el valor de VLR se actualizara anualmente como se establece en el Parágrafo 2o. del presente Artículo,
- $PPI_s$  : Índice semestral, del semestre  $s$ , de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSOP3200),
- $NYMEX_s$  : Promedio semestral, para el semestre  $s$ , del índice de precios diario para el crudo estándar cotizado en el mercado de Nueva York (New York Mercantile Exchange); el semestre cero (0) corresponderá al primer semestre del año 2002.

**Parágrafo 1o. Actualización de precios.** En los contratos de suministro celebrados con Usuarios No Regulados o con Comercializadores para atender Usuarios No Regulados, las partes podrán, de común acuerdo, acogerse a un esquema de actualización de precios diferente al establecido en este Artículo. En caso de no lograrse acuerdo, se aplicará lo dispuesto en este Artículo”.

**Parágrafo 2o. Actualización anual de la componente VLR.** Una vez se cumpla la condición establecida en la descripción del componente variable VLR de la presente Resolución, el valor de la componente VLR se actualizará anualmente como sigue.

Cada primero de enero, el valor de la componente VLR en el precio máximo será actualizada considerando la recuperación real de líquidos estabilizados reportados para el año inmediatamente anterior por ECOPETROL en la planta de 100 MPCD, según la siguiente expresión:

Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-017 y CREG-023 de 2000 y CREG-071 de 1998.

$$VLR = VPN\{LR_T, r, P\} / VPN(Q_0) \quad \text{para } T = 1, \dots, 15$$

Donde:

VPN = Valor Presente neto del beneficio por recuperación de líquidos.

T = año para el cual se realiza la actualización.

r = tasa de descuento igual a 18.45%.

P = precio de crudo igual a US\$ 16/barril para valoración de LR.

VPN(Q<sub>0</sub>) = Valor presente neto de producción de gas natural igual a 185.42 millones de MBTU.

LR<sub>T</sub> = Valor de Recuperación de Líquidos, en barriles, para el año T, a considerar en la determinación del valor presente neto para la estimación de la componente VLR. A partir del año T hasta el año 15, el valor constante a considerar como LR será el reportado por ECOPETROL para el año T-1 en los términos del parágrafo 2 del Artículo 4o. modificado por el Artículo 2o. de la presente Resolución. Para los años 1 a T-1 se deberán incluir los valores reales de recuperación de líquidos reportados por ECOPETROL, según lo previsto.

**ARTÍCULO 3o.** El Artículo 6o. de la Resolución CREG-017 de 2000 quedará así:

**“ARTÍCULO 6o. RESERVAS INSUFICIENTES DE GAS NATURAL.** Se entenderá que existen reservas insuficientes de gas natural producido en Colombia, para comprometer nuevos volúmenes de exportación, cuando el Factor R/P sea inferior a seis (6) años.

$$\text{Factor } R/P = \frac{\text{Reservas Probadas Remanentes}}{\text{Producción Total Nacional}}$$

De conformidad con lo establecido en el Artículo 67.7 de la Ley 142 de 1994 y demás funciones atribuidas por la Ley, el Factor R/P será calculado anualmente por el Ministerio de Minas y Energía, el 31 de Enero de cada año. Para realizar dicho cálculo se utilizará la Producción Total Nacional de gas natural del año calendario inmediatamente anterior y las Reservas Probadas Remanentes a 31 de Diciembre de dicho año.

Si el resultado del Factor R/P es menor a seis (6) años, quedan prohibidas exportaciones de volúmenes adicionales relacionados con nuevos contratos de exportación de gas natural y, cualquier incremento en el volumen de los contratos de exportación ya existentes. Esta disposición permanece vigente, mientras el factor R/P sea inferior a (6) años.

Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-017 y CREG-023 de 2000 y CREG-071 de 1998.

**Parágrafo.** *La anterior disposición aplicará de manera idéntica para el caso en que la exportación corresponda a gas natural licuado o comprimido -GNL o GNC.”.*

**ARTÍCULO 4o.** Modifíquese el Artículo 6o. de la Resolución CREG-071 de 1998, el cual quedará así:

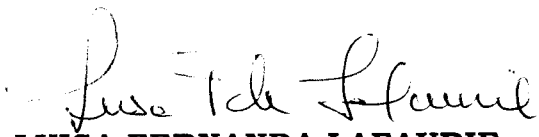
**“ARTÍCULO 6o. COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA.** *A partir del 12 de septiembre del año 2000, los productores de gas natural no podrán comercializar su producción de manera conjunta con otros socios del contrato de exploración y producción respectivo (contrato de asociación), ni podrán comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferentes, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 71 de la Resolución CREG-057 de 1996.*

**Parágrafo:** *hasta que la CREG determine lo contrario, la anterior prohibición no aplicará para la comercialización conjunta de la producción de gas natural proveniente de campos de gas natural asociado”.*

**ARTÍCULO 5o. Vigencia.** La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dada en Bogotá, D.C. a los 25 ARR. 2002

  
**LUISA FERNANDA LAFAURIE**  
Ministra de Minas y Energía  
Presidente

  
**DAVID REINSTEIN BENÍTEZ**  
Director Ejecutivo

9

3.8