



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**MODIFICACIÓN
A LA RESOLUCIÓN CREG 202 DE 2013**

DOCUMENTO CREG-073
3 de octubre de 2014

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

TABLA DE CONTENIDO

<u>I. ANTECEDENTES</u>	13
<u>II. PROPUESTAS DE MODIFICACION RESOLUCION 037 DE 2014</u>	13
<u>III. COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 037 DE 2014</u>	19
<u>1. MERCADO RELEVANTE ESPECIAL</u>	19
<u>2. SOLICITUD TARIFARIA DE PERIODOS TARIFARIOS CONCLUIDOS</u>	20
<u>3. CARGOS PROMEDIOS DE DISTRIBUCIÓN QUE NO HAYAN ESTADO VIGENTE DURANTE CINCO AÑOS.</u>	21
<u>4. MERCADOS EXISTENTES CON ASIGNACIÓN DE RECURSOS PÚBLICOS CON POSTERIORIDAD A LA APROBACIÓN DEL CARGO EN VIGENCIA DE LA RESOLUCIÓN CREG 011 DE 2003.</u>	22
<u>5. FÓRMULAS DE CÁLCULO</u>	33
<u>6. AMPLIACION DE PLAZO</u>	42
<u>7. INVERSION BASE</u>	43
<u>8. REPOSICIÓN DE ACTIVOS</u>	43
<u>9. MERCADOS RELEVANTES EN DONDE HAY MAS DE UN DISTRIBUIDOR</u>	53
<u>10. OTROS</u>	53
<u>10.1. MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN INTERVENIDOS POR LAS SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS</u>	53
<u>10.2. INTEGRACIÓN DE MERCADOS EXISTENTES</u>	54
<u>10.3. RESOLUCIÓN CREG 141 DE 2011 – COMPARACIÓN GN Vs. GLP</u>	55
<u>10.4. UNIDADES CONSTRUCTIVAS</u>	58
<u>10.5. CENTRO DE CONTROL</u>	59
<u>10.6. WACC</u>	60
<u>10.7. GASTOS AOM Y OTROS ACTIVOS</u>	62
<u>10.8. COMERCIALIZACIÓN MINORISTA</u>	65
<u>10.9. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO (A.S.E)</u>	66
<u>10.10. APLIGAS</u>	67
<u>10.11. UNIDADES CONSTRUCTIVAS GEOREFERENCIACION</u>	68
<u>10.12. GNCV- TRATAMIENTO ESPECIAL</u>	69

<u>10.13. CARGOS TRANSITORIOS</u>	70
<u>10.14. FECHA DE CORTE</u>	73
<u>11. ANEXO 3 – VERIFICACION DE ACTIVOS</u>	73
<u>12. ANEXO 9 – OTROS ACTIVOS</u>	74

MODIFICACIÓN A LA RESOLUCIÓN CREG 202 DE 2013

I. ANTECEDENTES

Mediante la Resolución CREG 202 de 2013 se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones para el próximo período tarifario.

Considerando que se recibieron algunas comunicaciones con inquietudes sobre lo dispuesto en la mencionada resolución, la Comisión consideró necesario aclararla y, por lo tanto someter a consulta la Resolución CREG 037 de 2014 con la propuesta de ajustes de la Resolución CREG 202 de 2013.

En el presente documento se atiende los comentarios remitidos por las siguientes empresas.

EMPRESA	RADICADO
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	E-2014-003128
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	E-2014-003182
GASES DEL LLANO S.A. E.S.P.	E-2014-003194
NATURGAS	E-2014-003204
MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	E-2014-003228
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	E-2014-003260
SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS	E-2014-003261
PROMIGAS S.A. E.S.P.	E-2014-003270
GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	E-2014-003272
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	E-2014-003274
GAS NATURAL S.A. E.S.P.	E-2014-003275
EFIGAS S.A. E.S.P.	E-2014-003304
SURTIGAS S.A. E.S.P.	E-2014-003309
UNIGAS S.A. E.S.P.	E-2014-003307
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	E-2014-003714
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	E-2014-004584
GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.	E-2014-006071

II. PROPUESTAS DE MODIFICACION RESOLUCION 037 DE 2014

En resumen la Resolución CREG 037 de 2014 proponía las siguientes modificaciones:

- Modificar los numerales 6.4 y 6.5 de la Resolución CREG 202 de 2013 en relación con la fecha de presentación de las solicitudes tarifarias. Este aspecto quedo de forma definitiva mediante la Resolución CREG 052 de 2014, dado que el plazo se vencía el pasado 15 de abril.

- Se aclaró que para los Mercados Relevantes de Distribución que tengan Cargo de Distribución aprobado según la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003, donde su vigencia sea inferior a un (1) año y en los cuales no se haya iniciado la prestación del servicio, sólo los Distribuidores que solicitaron el cargo para el respectivo mercado, podrán acogerse a lo establecido a la metodología de la resolución CREG 202 de 2013 y solicitar a la CREG que sea considerado como Nuevo Mercado de Distribución.
- Se propuso modificar el numeral 5.2 y 5.3., de tal manera que, se indique que los municipios que pertenecen a un Mercado Existente de Distribución y a los que le fueron asignados recursos públicos posteriormente a la aprobación del cargo de distribución en vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003, para la conformación de Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiendo Período Tarifario, deberán aplicar lo siguiente:

- (i) Los municipios que sean beneficiarios de los recursos públicos deberán retirarse del Mercado Existente de Distribución al cual pertenecen y constituirse como otro Mercado Existente de Distribución. Para el efecto, el (los) Distribuidor(es) deberá(n) solicitar a la Comisión la aprobación de la desagregación del Mercado Existente de Distribución inicial y los cargos correspondientes.
- (ii) Los centros poblados beneficiarios de los recursos públicos podrán retirarse del Mercado Existente de Distribución y conformar un Mercado Relevante Especial. El cálculo de sus Cargos de Distribución se hará a partir de costos medios históricos.
- (iii) Los casos señalados en este numeral, así como otros que no estén contemplados en la presente resolución, serán analizados por la Comisión individualmente considerando los siguientes aspectos:

- Los Cargos de Distribución se calcularán buscando mantener el beneficio de los recursos públicos en cabeza de sus destinatarios.
- Cuando en el mismo municipio o centro poblado existan dos o más redes independientes que atienden diferente demanda, para la remuneración de la Inversión Base se considerará la suma de los activos correspondientes a cada red. Se tomará la demanda total del mercado y los gastos de administración, operación y mantenimiento - AOM eficientes para todo el mercado.

En las resoluciones particulares se desagregarán los cargos de distribución resultantes del cálculo tarifario en: (i) componente de inversión pagada con recursos públicos; (ii) componente de inversión pagada con recursos de la(s) empresa(s) y (iii) componente que remunera gastos de administración, operación y mantenimiento - AOM.

- Cuando las redes de distribución con recursos públicos hayan entrado a competir con las redes construidas con anterioridad por una empresa con recursos privados, se tomará para el cálculo de la Inversión Base la

red constituida inicialmente, el valor total de la demanda del mercado y los gastos administración, operación y mantenimiento - AOM eficientes. Para este análisis, si se considera necesario se podrán utilizar auditorías o peritajes designados por la Comisión.

- Cuando en un mercado coincida más de un distribuidor y alguno recaude dineros por encima de su Inversión Base reconocida por el cobro de los cargos de distribución definidos para el mercado, estará obligado a pagarle los valores correspondientes al otro Distribuidor que realizó las inversiones, incluyendo los costos financieros calculados con un interés bancario corriente para consumo y ordinario que es certificado por la Superintendencia Financiera de Colombia, dentro de los siguientes treinta (30) días contados a partir de la facturación de los usuarios del mercado. El retraso en los pagos correspondientes generará intereses de mora máximo legal vigente.
- Así mismo, se propone incluir en el numeral 5.3 que los centros poblados que pertenecen a un municipio que contaba con Cargo Promedio de Distribución en vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003 y a los cuales se les haya asignado recursos públicos con posterioridad a la aprobación del cargo, podrán constituirse como Mercados Especiales cumpliendo igualmente las reglas anteriores.
- Se propuso que también se podrán incluir dentro del programa de reposición de activos para el siguiente Período Tarifario, las Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad que hayan estado en la base tarifaria de transporte de un transportador de gas natural cuando se den las siguientes condiciones: i) que la Estación de Regulación de Puerta de Ciudad se esté remunerando a través de los cargos establecidos para un gasoducto de transporte de gas natural; ii) que el gasoducto de transporte cumpla el periodo de vida útil normativa, VUN, antes del vencimiento del período tarifario de los cargos de distribución aprobados con la presente metodología; iii) que la empresa transportadora haya hecho la solicitud a la CREG de que trata el literal a) del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010 para el reconocimiento de la inversión a la terminación de VUN y, iv) en la resolución particular de ajuste de los cargos de transporte no se haya incluido la Estación de Regulación de Puerta de Ciudad que estaba en el respectivo gasoducto.

El Distribuidor sólo podrá aplicar el delta de reposición de acuerdo a su programa de reposición aprobado previamente por la Comisión en la resolución particular que le aprueba cargos, siempre y cuando entre en operación el activo de reposición correspondiente. Adicionalmente, en el caso de las Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad de que trata el inciso anterior, el Distribuidor sólo podrá aplicar el delta de reposición si y solo si estos activos ya no se remuneran dentro de los cargos establecidos para un gasoducto dentro de la actividad de transporte de gas natural.

- Con respecto a los mercados relevantes de distribución para el siguiente período tarifario en donde hay más de un distribuidor se indicó que si la red de distribución se conecta a la red de otro distribuidor en el mismo mercado, se considerará para la remuneración de la Inversión Base, los activos de la totalidad de las redes y se tomará la demanda total del mercado. Se reconocerá la suma de los gastos eficientes de AOM de cada uno de los distribuidores que atienden el Mercado

Relevante. Los comercializadores pagarán a los distribuidores respectivos lo correspondiente al componente de inversión y AOM de acuerdo con el porcentaje de participación en la Inversión Base de cada propietario”.

- Finalmente y de acuerdo con las sugerencias de los agentes se propuso ajustar la fórmula del numeral 9.2.1.2 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos así:

$$D_{inv(AUNR)k} = \left[\frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[IBME_{RS(NoRes)me} + IBMEN_{RS(NoRes)mn}]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[AOM_{RS(NoRes)me} + CAE(VP(AOM_{RS(NoRes)mn}))]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

Donde:

$IBME_{RPme}$ Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de lo(s) Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBMEN_{RPmn}$ Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base.

$IBME_{RS(NoRes)me}$ Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial de lo(s) Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda Diferente a la Residencial ($Q_{NoRes}me$) sobre el total de la demanda que utiliza la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}me$) y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.

$IBMEN_{RS(NoRes)mn}$ Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial de lo(s) Mercado(s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de

	<p>la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la Proyección de demanda para Uso Diferente al Residencial ($Q_{NoRes})_{mn}$ sobre el total de la proyección de demanda que se conectará a la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res})_{mn}$ y el resultado de esta relación por el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria.</p>
AOM_{RPme}	<p>Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, de los Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k para el tipo de Red Primaria, conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresado en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.</p>
$CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))$	<p>Costo anual equivalente del valor presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Primaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria, de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red totales del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.</p>
$AOM_{RS(NoRes)me}$	<p>Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento correspondientes a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial (Q_{NoRes}) sobre la sumatoria de la demanda que utiliza la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}$) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria.</p>

$CAE(VP(AOM_{RS(No\ Res)mn}))$	Costo anual equivalente del valor presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial para los municipios nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresado en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la relación entre la demanda diferente a la residencial (Q_{NoRes}) sobre la sumatoria de la demanda que utiliza la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}$) y el resultado de esta relación por el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria.
Q_{Tme}	Demanda total real anual de los Mercados Existentes de Distribución que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).
Q_{Resme}	Demanda real anual correspondiente al tipo de usuarios residencial de los Mercados Existentes de Distribución que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).
$VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))$	Valor anual equivalente del valor presente de la proyección de demanda Total de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos (m^3).
$VAE(VP(Q(PR)_{Resmn}))$	Valor anual equivalente del valor presente de la proyección de demanda de los Usuarios de Uso Residencial de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos (m^3).

22

III. COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 037 DE 2014

Los comentarios recibidos a la consulta divulgada mediante la Resolución CREG 037 de 2014, han sido agrupados por temas, los cuales se atienden a continuación.

1. MERCADO RELEVANTE ESPECIAL

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN

2. Establece el Artículo 5.3 de la resolución CREG 202 de 2014 que *"En los casos en los que centros poblados diferentes a la cabecera municipal, entendiéndose por estos los corregimientos, caseríos o inspecciones de policía, que forman parte de municipios que se encuentran conformando Mercados Relevantes Existentes o Mercados Relevantes para el Siguiete Período Tarifario con Cargos de Distribución aprobados y que por razones de distancia a los Sistemas de Distribución no se encuentran incluidos dentro del plan de expansión por parte del Distribuidor que presta el servicio en dicho Mercado Relevante, podrán constituirse como un Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Período Tarifario. Para el Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Período Tarifario se establece un cargo por uso del Sistema de Distribución, cumpliendo todas las condiciones establecidas en la presente resolución para Nuevos Mercados de Distribución. Este cargo será aplicable únicamente a dicho centro poblado o Mercado Relevante de Distribución Especial para el Siguiete Período Tarifario.*

Si bien es cierto que las circunstancias previstas en el Artículo 5.3 transcrito tienen su bondad en cuanto a promover y facilitar la ampliación de cobertura y la prestación eficiente del servicio en tales centros poblados, nada se dice ni resuelve para aquellos casos que rezan al contrario, es decir, en donde es el centro poblado el que orientó la decisión de solicitud de cargos para el mercado relevante y donde es hoy la cabecera municipal la que no está siendo atendida, dado que el cargo aprobado para ese mercado, con las inversiones, AOM y demandas consideradas para atender al centro poblado, no garantizaría el equilibrio financiero para poder expandir el servicio hacia la cabecera urbana, máxime si ese mercado cuenta con recursos de Fondos Públicos.¹

Ahora bien, puesto que las reglas definidas en la Resolución CREG 202 de 2013 para el tratamiento de mercados relevantes de distribución existentes, obligan a que los cargos de distribución para el siguiente periodo tarifario de ese mercado se deban calcular y solicitar con base en la metodología de Costo Medio Histórico, entonces sólo se podrán incluir en el cálculo las inversiones, AOM y demandas históricas asociadas al centro poblado que orientó la solicitud de

¹ Tal es el caso de la Resolución CREG 012 del 31 de enero de 2008, que aprobó cargos para el Mercado Relevante de Distribución conformado por el municipio de San Roque, a solicitud de la empresa EDALGAS S.A. E.S.P. En esa solicitud, que además contó con recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento, dicha empresa sólo reportó las inversiones, AOM y Demanda para atender el corregimiento de San José del Nus, con lo cual se aprobó un cargo a aplicar en el mercado que no ha permitido ampliar la cobertura a la Cabecera del Municipio de San Roque.

cargos original, todo lo cual mantiene en el tiempo el impedimento económico para lograr la expansión del servicio hacia la cabecera urbana.

Por tal razón, solicitamos que se adicione el Artículo 5.3 de la Resolución CREG 202 de 2013, para que en los casos aquí descritos también se permita que la Cabecera Municipal sea considerada como un Mercado Relevante de Distribución Especial para el siguiente periodo tarifario y que se establezca para él un cargo por uso del sistema de distribución, cumpliendo todas las condiciones establecidas para Nuevos Mercados de Distribución.

RESPUESTA

Los Mercados Especiales fueron pensados en la Resolución CREG 202 de 2013, para los centros poblados como corregimientos, caseríos o inspecciones de policía que no forman parte del plan de expansión del distribuidor que atiende en el municipio al cual pertenecen, esto por razones tales como que el costo medio establecido para la cabecera municipal no alcanza para llegar a estos lugares. Como su nombre lo indica son especiales, es decir, excepcionales a la regla general, esto considerando que en muchos casos las distribuidoras han contemplado estas poblaciones dentro de las solicitudes de sus cargos o simplemente no son viables para llevar el servicio de gas hasta estos lugares.

Ahora bien, con el propósito de mantener el concepto de mercado especial como fue inicialmente concebido, pero con el fin de garantizar la prestación del servicio a los usuarios potenciales, se incluirá una disposición en la resolución que indique que el municipio que cuente con cargo aprobado, pero no tenga prestación del servicio en su cabecera municipal pero si en algunos centros poblados, podrá solicitar que se considere como un nuevo mercado de distribución. Ahora bien, los centros poblados que forman parte de estos municipios y que cuentan con servicio deberán constituirse como mercado especial el cual se entenderá como mercado existente y se le aplicará la metodología de costo medio histórico.

2. SOLICITUD TARIFARIA DE PERIODOS TARIFARIOS CONCLUIDOS

GAS NATURAL S.A. E.S.P.

A partir de esta propuesta de modificación, las empresas deben presentar el estudio de aprobación de cargos a más tardar dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la firmeza de la resolución que apruebe la tasa de retorno WACC para la actividad de distribución de gas. Para el caso de las empresas del Grupo Gas Natural Fenosa en Colombia, dicho plazo resulta muy escaso para la ejecución de procedimientos internos que consideran la realización de Comités Directivos mensuales con nuestra casa matriz en España, razón por la cual atentamente nos permitimos solicitar la aplicación de dicho plazo a treinta (30) días hábiles.

RESPUESTA

El plazo para la presentación de solicitudes tarifarias de mercados relevantes con periodos tarifarios concluidos y para aquellos mercados cuyos cargos promedios de distribución que no hayan estado vigentes durante cinco (5) años y desean acogerse a

lo dispuesto en la Resolución CREG 202 de 2013 se ha modificado de forma definitiva mediante la resolución CREG 052 de 2014.

3. CARGOS PROMEDIOS DE DISTRIBUCIÓN QUE NO HAYAN ESTADO VIGENTE DURANTE CINCO AÑOS.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN

1. Dice el último párrafo propuesto en la Res CREG 037 de 2014 para el literal i) del Artículo 6.5 que: ***"En los Mercados Relevantes de Distribución que tengan Cargo de Distribución aprobado según la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003, donde su vigencia sea inferior a un (1) año y en los cuales no se haya iniciado la prestación del servicio, sólo los Distribuidores que solicitaron el cargo para el respectivo mercado, podrán acogerse a lo establecido en este numeral solicitando a la CREG que sea considerado como Nuevo Mercado de Distribución sólo para efectos de la aplicación de la metodología establecida en esta resolución. Para lo cual debe existir manifestación expresa de la renuncia a la vigencia del Cargo Promedio de Distribución vigente"** (Negrillas y subrayado fuera de texto).*

Entendemos que la fecha de referencia para decidir si en un mercado existente se está o no prestando el servicio, corresponde a la fecha de corte que se defina dentro de la resolución definitiva que se encuentra aún en discusión.

Lo anterior, porque no tendría sentido calcular un cargo de distribución bajo la metodología de Costo Medio Histórico, en un mercado relevante de distribución para el cual se aprobaron cargos a finales del año 2013 y en donde la prestación del servicio apenas se inició durante este año 2014², con una muy baja demanda hoy conectada. Bajo esa realidad el resultado del cálculo tendería a infinito, restringiéndose así la decisión del distribuidor para acogerse a lo dispuesto en el literal i) del Artículo 6.5 mencionado.

Por tal razón, sugerimos que se adicione un párrafo al Artículo 6.5 de la resolución CREG 202 de 2013, en el cual se precise que la fecha a considerar como referencia para decidir si en un mercado existente se está o no prestando el servicio, corresponde a la Fecha de Corte que se defina en la resolución definitiva de metodología de remuneración de la distribución.

RESPUESTA 3

² Para ejemplificar el caso, la Resolución CREG 170 del 26 de noviembre de 2013 le aprobó a EPM, bajo la resolución CREG 011 de 2003, los cargos promedio de distribución y máximo base de comercialización para el mercado relevante conformado por los municipios de Abejorral, Angelópolis, Belmira, Betania, Betulia, Caramanta, Carolina del Príncipe, Cocorná, Concordia, Gómez Plata, Granada, Guadalupe, Hispania, Montebello, Mutatá, La Pintada, Pueblorrico, Puerto Nare, Salgar, San Carlos, San Luis, San Pedro de Urabá, San Rafael, Támesis, Tarso, Titiribí, Urrao, Valparaíso y Venecia en el departamento de Antioquia. Al 31 de diciembre de 2013 no se estaba prestando el servicio en ninguna de los municipios que conforman el mercado relevante y a la fecha sólo se está prestando el servicio en el Municipio de Puerto Nare con tan sólo 496 usuarios conectados, con una demanda asociada aproximada de 6.944 metros cúbicos.

Es de señalar que debido a la magnitud de este mercado, las inversiones a realizar eran consideradas para los años 2013, 2014 y 2015; de aplicarse metodología de CMH, el 95% de ellas no serían consideradas en una revisión de cargos si se usara la metodología de Costo Medio Histórico.

Se acoge el comentario y se indicará que en los mercados relevantes de distribución que tengan cargo de distribución aprobado según la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003, donde su vigencia sea inferior a un año al 31 de diciembre de 2013 y que durante dicho período no se haya iniciado la prestación del servicio, podrá solamente el distribuidor que presentó la solicitud de cargo a la CREG, acogerse a lo establecido en la resolución CREG 202 de 2013 CREG como nuevo mercado de Distribución, sólo para efectos de la aplicación de la metodología establecida en la resolución CREG 202 de 2013. Para lo cual debe existir manifestación expresa de la renuncia a la vigencia del cargo promedio de distribución vigente.

4. MERCADOS EXISTENTES CON ASIGNACIÓN DE RECURSOS PÚBLICOS CON POSTERIORIDAD A LA APROBACIÓN DEL CARGO EN VIGENCIA DE LA RESOLUCIÓN CREG 011 DE 2003.

NATURGAS

Resaltamos la importancia de regular los mercados donde existe inversión de recursos públicos y el propósito de generar un espacio de eficiencia en su manejo. Sin embargo, como lo detallamos posteriormente, este tipo de reglas deben buscar “normalizar” el manejo de los recursos adjudicados con anterioridad, lo cual, aún incide en el manejo presente de los mercados. Esto implica que la regla debe estructurarse para solucionar las dificultades existentes y no puede constituirse en una regla permanente.

A continuación presentamos algunos aspectos que, a nuestro juicio, contribuyen a mejorar la regulación para este tema:

- **Mercado especial:** Reiteramos nuestra opinión positiva para la intención de generar un tratamiento excepcional para los mercados que recibieron recursos públicos con posterioridad a la fijación de los cargos derivados de la Resolución CREG 011 de 2003, pero esta regla debe operar para los municipios o centros poblados cuya asignación se realizó con corte a diciembre de 2013. Esto reafirmar la intención de “normalizar” casos específicos.
- **Mercados con más de un distribuidor.** En el último bullet del Artículo Tercero de la resolución CREG 037 de 2014 se regula una metodología con la cual se deben conciliar los pagos entre distribuidoras que atienden un mismo mercado, en casos donde una de ellas recaude dineros por encima de su Inversión Base considerando la relevancia de este tema y, con el objetivo de hacer más claro y expedito el procedimiento, solicitamos se establezcan las siguientes reglas:
 - ✓ **Facturación.** Mayor claridad en los componentes que conforman los pagos
 - ✓ **Transparencia.** Se debe precisar que este tipo de actividades obedecen a una obligación impuesta por la CREG y, que ello no implica, de ninguna manera, una administración conjunta entre empresas ni un manejo dual de sociedades.

- ✓ **Recaudo.** Se debe considerar el monto real recaudado por las empresas, teniendo en cuenta para ello los riesgos de cartera implícitos, esto es: que no todos los usuarios pagan con los mismos ciclos de facturación ni dentro de las fechas máximas dispuestas en las facturas.
- ✓ **Mejor redacción de la norma.** El párrafo que se transcribe a continuación correspondiente al Numeral 6.8.1., del artículo 3 de la Resolución CREG 037 de 2014, adolece de una coma:

“6.8.1. SOLICITUDES DE CARGOS DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SIGUIENTE PERIODO TARIFARIO EN MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTES DONDE POSTERIOR A LA DETERMINACION DEL CARGO EN VIGENCIA DE LA RESOLUCIÓN CREG 011 DE 2003 A ALGUNO (S) DES SUS MUNICIPIO (S) O CENTRO (S) POBLADOS LE FUERON ASIGNADOS RECURSOS PUBLICOS.

Si a alguno de los municipios que conforman un Mercado Relevante de Distribución Existente y que con posterioridad a la aprobación del Cargo Promedio de Distribución en vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003, le fueron asignados recursos públicos [,] para la definición de sus Cargos de Distribución se les aplicará las siguientes reglas”

La inclusión de la coma en el sitio indicado permite entender el párrafo dentro del contexto de lo establecido en el título del numeral.

RESPUESTA

La pretensión es normalizar los casos ya existentes y donde por razones que desconoce la Comisión, en fechas posteriores a la aprobación de cargos, los fondos u otros entes territoriales les han asignado recursos públicos a los municipios que cuentan con cargos. Por tal razón, se acoge el comentario y se indicará que si a la fecha del 31 de diciembre de 2013, en la cual se expidió la Resolución CREG 202 de 2013, los municipios o centros poblados de mercados recibieron recursos públicos con posterioridad a la fijación de los cargos derivados de la Resolución CREG 011 de 2003 deberán constituirse como mercados independientes o mercados especiales. Con las disposiciones incluidas se están dando las señales para que los administradores de estos recursos públicos sepan las condiciones bajo las cuales se determinarán las tarifas.

En relación con el tema de la conciliación de los pagos se harán algunas precisiones en la resolución incluyendo una fórmula para que se calcule el monto de los pagos sólo en los casos en donde en un mercado con recursos públicos hay más de un prestador del servicio.

Los cargos de distribución se determinan por mercado relevante, considerando la totalidad de las inversiones y gastos AOM eficientes, de manera que, en la Resolución 011 de 2003 se daban señales económicas para prestación del servicio en un mercado sin distinción de empresa. El hecho de que una empresa, que financió su entrada a un mercado con recursos públicos distorsione dicha señal, no implica que las empresas en un mercado con esta distorsión puedan adueñarse de dineros que corresponden a la remuneración de activos de otra empresa. Por lo tanto se entiende

como obligación que la empresa que recaude por encima de lo que le corresponde gire los valores correspondientes a los dueños de los mismos.

De otro lado, no se acoge el comentario correspondiente a que el giro de los dineros debe realizarse a partir del pago de los usuarios y no sobre lo facturado, esto teniendo en cuenta que es muy difícil para las empresas o para la misma Superintendencia conocer y verificar las fechas en que los usuarios realizaron los pagos.

La aclaración en relación con los pagos que se incluirá en la resolución es la siguiente:

Cuando en este mercado con recursos públicos coincidan más de un distribuidor y alguno de ellos recaude dineros por encima del cargo teórico que remunera su Inversión Base reconocida por el cobro de los cargos de distribución definidos para el mercado, estará obligado a pagarle los valores correspondientes al otro(s) Distribuidor(es) dentro de los 45 días calendario siguientes al día ultimo de cada mes m . El retraso en los pagos generará intereses de mora los cuales serán determinados con la tasa de usura definida por la Superintendencia Financiera.

Lo aquí dispuesto bajo ninguna circunstancia indicará que existe una administración conjunta entre empresas ni un manejo dual de sociedades.

Para aplicar lo anterior se deberá tener en cuenta:

En el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario k , que cuente con recursos públicos, el(los) distribuidor(es), que cumplen con la siguiente condición:

$$D_{kum} > DH_{wkum}$$

Deberán aplicar la siguiente fórmula para hacer los pagos mensuales correspondientes al el(los) otro(s) distribuidor(es) que atienden en el mismo mercado.

$$Pago_{umwx} = [(D_{kum} - DH_{wkum}) * Q_{umwk}]$$

Donde:

$Pago_{umwx}$ Es el pago en pesos por compensación del cargo por tipo de usuario u del mes m que debe realizar el distribuidor(es) w , que atiende en el mercado relevante de distribución k , al otro distribuidor(es) x que prestan servicio en el mismo mercado en proporción de los ingresos. Este valor esta expresado en pesos.

D_{kum} Cargo de distribución expresado en $\$/m^3$ para el Mercado Relevante de Distribución k , por tipo de usuario u y aplicable en el mes m .

DH_{wkum} Cargo de distribución teórico expresado en $\$/m^3$ para el distribuidor w que atiende en el Mercado Relevante de Distribución k , por tipo de usuario u

y que teóricamente se aplicaría en el mes m . Este cargo será calculado de forma teórica aplicando la misma metodología establecida en esta resolución para la aprobación de cargos de distribución de cada mercado. Este cargo solo tendrá efectos para el cálculo de los pagos de que trata este artículo.

Q_{umwk}	Demanda por tipo de usuario u obtenida con la facturación aplicable al mes m y facturada por el distribuidor w que atiende en el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente Período Tarifario k expresada en metros cúbicos (m^3).
u	Tipo de usuario Regulado o No Regulado.
w	Distribuidor(es) que atiende en el Mercado Relevante de Distribución k y que recibe excedentes por el cobro de los Cargos de Distribución aprobados para el mercado k a la demanda que atiende.
x	Distribuidor(es) que atiende en el Mercado Relevante de Distribución k y que deben recibir el pago de los excedentes por parte de los Distribuidor(es) w .

GAS NATURAL S.A. E.S.P.

El cuarto punto del tercer acápite del numeral 6.8.1 establece que cuando en un mercado coincida más de un distribuidor y alguno recaude dineros por encima de su Inversión Base Reconocida por el cobro de los cargos de distribución definidos para el mercado, estará obligado a pagarle los valores correspondientes al otro distribuidor que realizó inversiones.

A la luz de la propuesta de la Resolución 037, esta situación se define específicamente para el escenario descrito en el numeral 6.8.1, correspondiente a mercados existentes con asignación de recursos públicos en alguno de sus municipios o centros poblados una vez vigentes los cargos de distribución bajo el marco tarifario de la Resolución CREG 011 de 2003, por lo que desde un punto de vista jurídico no podría ser aplicado en mercados existentes que no han recibido ningún tipo de recursos públicos y donde coincide más de un distribuidor.

Por lo anterior, atentamente solicitamos a la Comisión extraer este punto del numeral 6.8.1 y darle un tratamiento de carácter general para que pueda ser utilizado en los diversos casos donde coincida más de un distribuidor en un mismo mercado relevante.

21

Así mismo consideramos necesario complementar las reglas de pago de estos valores definiendo un plazo de pago sin que se generen intereses corrientes, y se considere el nivel de recaudo del primer distribuidor al trasladar recursos al segundo distribuidor, es decir, que el traslado se realice a partir del pago recibido de los usuarios y no sobre lo facturado a los mismos.

RESPUESTA

La Resolución CREG 011 de 2003 daba señales económicas para prestación del servicio en un mercado sin distingo de empresa; pero el hecho de que una empresa, que financió su entrada a un mercado con recursos públicos, distorsione dicha señal, no puede alguna de las empresas en un mercado con esta distorsión adueñarse de dineros que corresponden a la remuneración de activos de otra empresa. Por esto, manteniendo la señal de eficiencia definida en el anterior período tarifario, no se acoge el comentario de extender a los mercados que no cuentan con recursos públicos, la obligación establecida para los mercados relevantes de distribución que cuentan con recursos públicos y donde coincida más de un distribuidor y alguno recaude dineros por encima de su Inversión Base Reconocida por el cobro de los cargos de distribución definidos para el mercado de que pague los valores correspondientes al otro distribuidor que realizó inversiones.

Se entiende que las redes de distribución son monopolios naturales y por lo tanto la señal de eficiencia es contar con un solo sistema de distribución. La presencia de más de un distribuidor en estos mercados se debe a circunstancias tales como que el distribuidor inicialmente constituido no ha llevado la cobertura a todo el mercado y como consecuencia otro prestador se ha interesado en incursionar en el mismo mercado. Por lo tanto, la señal económica es conducente a mantener los fundamentales de un monopolio natural, dando señales de fusión o absorción, considerando que no hay involucrados recursos públicos.

Por lo tanto la disposición se contempla sólo para los casos en donde en el mercado hay presencia de recursos públicos justificado en que la entrada del agente que cuenta con estos dineros ha permitido competir con precios artificialmente más bajos al distribuidor ya constituido afectándole la remuneración de sus inversiones.

En consecuencia, esta medida no se aplica en los casos en donde la red de distribución se conecta a la red de otro distribuidor en el mismo mercado tal y como se indica en el artículo 15 de la Resolución CREG 202 de 2013, casos en donde el hecho ha sido inducidos por el regulador u otros donde se decide interconectar por otras razones. De todas maneras la remuneración solo incluirá los activos que sean eficientes para el mercado.

MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.

Numeral 6.8.1 SOLICITUDES DE CARGOS DE DISTRIBUCION PARA EL SIGUIENTE PERIODO TARIFARIO EN MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCION EXISTENTES DONDE POSTERIOR A LA DETERMINACION DEL CARGO EN VIGENCIA DE LA RESOLUCION CREG 011 DE 2003 A ALGUNO (S) DE SUS MUNICIPIO (S) O CENTRO (S) POBLADOS LE FUERON ASIGNADOS RECURSOS PUBLICOS.

Cuando las redes de centros poblados han sido construidas con dineros públicos, conectándose de un mercado de distribución existente de inversión

22

privada, cuál sería la mecánica de cálculo tarifario, si se quisiera separar como un mercado especial.

En la redacción de este numeral dice SIC "Los centros poblados beneficiarios de los recursos públicos podrán retirarse del Mercado Existente..."

-¿Debemos entender esto como una decisión del distribuidor?

-Y si fuera así, cuál sería el sistema de distribución?

-Tendría la misma tarifa el centro poblado, habiendo presentado el estudio tarifario como un todo (redes existentes y nuevas redes centros poblados con recursos públicos)?

RESPUESTA

Se acoge el comentario y se indicará expresamente que es una obligación y no una opción del distribuidor la desintegración del mercado cuando parte de este cuente con recursos públicos. Para este mercado desintegrado se aplicarán las mismas reglas que para un mercado existente.

GASES DEL LLANO S.A. E.S.P. E-2014-003182

En el literal ii, solicitamos se precise que la demanda a utilizar corresponderá al total del municipio o centro poblado para el cual se está definiendo el respectivo cargo de distribución, en el caso en que el municipio o centro poblado haya sido retirado del Mercado Existente de Distribución.

RESPUESTA

Se considera que la Resolución CREG 202 de 2013, es clara en indicar que para el cálculo de los cargos de distribución se debe tomar la demanda de los usuarios conectados o que se conectarán al sistema de distribución del mercado relevante de distribución en el caso de mercados nuevos para el siguiente periodo tarifario. Por esta razón, en el caso que se desintegre un mercado existente porque parte de éste cuenta con recursos públicos, se entiende que son dos o más mercados y para el cálculo de sus respectivos cargos se utiliza la demanda de cada uno.

La segunda viñeta del literal (iii) establece que:

"Cuando en el mismo municipio o centro poblado existan dos o más redes independientes que atienden diferente demanda, para la remuneración de la Inversión Base se considerará la suma de los activos correspondientes a cada red. Se tomará la demanda total del mercado y los gastos de administración, operación y mantenimiento - AOM eficientes para todo el mercado.

En las resoluciones particulares se desagregarán los cargos de distribución resultantes del cálculo tarifario en: (i) componente de inversión pagada con recursos públicos; ii) componente de inversión pagada con recursos de la(s) empresas y iii) componente que remunero gastos de administración, operación y mantenimiento - AOM

28

En este punto se solicita a la Comisión precisar o aclarar en la redacción si este caso cubre también la situación en la cual las redes presentes en el mismo municipio o centro poblado pertenecen a distribuidores diferentes.

RESPUESTA

El numeral i) del artículo 4 reglas para la conformación de sistemas de distribución señala que el sistema de distribución será considerado por mercado relevante de distribución para el siguiente período tarifario, con independencia de si tiene dos o más propietarios.

De acuerdo con lo anterior, no es necesario dar mayor claridad sobre el caso cuando las redes pertenecen a distribuidores diferentes.

Ahora bien, en el caso de empresas con recursos públicos se establecerá un pago entre distribuidores tal y como se explicó en respuestas anteriores.

Así mismo se solicita precisar si lo anterior es cierto, cómo deben definirse los cargos de distribución por parte de cada distribuidor, en especial por parte del que opere las redes que fueron cofinanciadas con recursos públicos. Lo anterior porque el desagregar los diferentes componentes y en aplicación de la Ley 142 de 1994 y sus modificaciones en este aspecto, el distribuidor de las redes cofinanciadas no cobraría el componente de inversión pagado con recursos públicos y en la práctica habría una ventaja en tarifas para ese distribuidor entrante, lo cual generaría un perjuicio para el distribuidor que estaba instalado al cual le aprobaron cargos en el marco de la resolución CREG 11 de 2003 y que construyó las redes con recursos propios y por tanto requiere una rentabilidad por dichas inversiones; situación que fue puesta en conocimiento a la Comisión para el mercado relevante de Yopal.

Una interpretación que puede surgir de la lectura de la propuesta de resolución es que el cargo de distribución sería único y el mismo desagregaría el componente de inversión de las redes que fueron cofinanciadas y por lo tanto los dos (o todos) distribuidores que operen en dicho municipio o centro poblado descontarían este componente del cargo regulado de tal forma que en la práctica existiría la misma tarifa. Solicitamos precisar esta interpretación y de confirmarse ajustar la redacción.

Se solicita a la Comisión también precisar si en este caso pudiere ser aplicable lo establecido en la cuarta viñeta dado que pudiere darse el caso que el distribuidor con mayor demanda recibe más ingresos que el de menor demanda y por tanto debería realizarse el cruce de cuentas.

RESPUESTA

En los casos donde en un municipio han sido otorgados recursos públicos con posterioridad a la aprobación del cargo promedio definido con base en la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003, se establecerá un solo cargo de distribución para todo el mercado, esto conforme a la Resolución CREG 202 de 2013 y se deberán hacer los pagos respectivos por parte del distribuidor que recibe dineros excedentes al distribuidor que le correspondan. Se presenta una propuesta de fórmula para la cuantificación de estos giros entre los distribuidores.

La tercera viñeta del mismo numeral establece:

“Cuando las redes de distribución con recursos públicos hayan entrado a competir con las redes construidas con anterioridad por una empresa con recursos privados, se tomará para el cálculo de la inversión base la red constituida inicialmente, el valor total de la demanda del mercado y los gastos de administración, operación y mantenimiento – AOM eficientes. Para este análisis, si se considera necesario se podrán utilizar auditorías o peritajes designados por la Comisión”.

En cuanto a esta propuesta se solicita a la Comisión tener en cuenta que en la actualidad pudiera tratarse de distribuidores que atienden demanda diferente con sus propios sistemas como es el caso del mercado relevante de Yopal, pero que a futuro por la ventaja que tiene el distribuidor que tiene recursos públicos, termine quitándole los usuarios al distribuidor que inicialmente se instaló. Es decir, en la aplicación tarifaria en estos casos no debería ser admisible el descuento del componente de cofinanciación o si se permite, debería calcularse el cargo según lo establece la segunda viñeta.

Consideramos que el cargo de distribución en este caso debe calcularse con la inversión base y con la demanda del mercado que atiende el distribuidor que primero se instaló en el municipio o centro poblado objeto de análisis. Al incluir la demanda de todo el mercado se estaría reduciendo la remuneración del distribuidor que se instaló primero, a menos que el otro distribuidor estuviera obligado a trasladar el ingreso que recaude de más lo cual se lograría si debe cobrar el cargo de distribución según fue aprobado con esta metodología propuesta y sin descontar la cofinanciación de recursos públicos.

En relación con el cálculo del cargo de distribución solicitamos se aclare si la inversión base que se utilizará corresponde a la del sistema de distribución que fue instalado por la empresa que realizó la inversión con recursos privados y la fecha de corte, es decir, definir si la comisión busca que el cargo de distribución remunere los activos de la empresa que entró al mercado con recursos privados y por tanto se remuneren también las expansiones que esta ejecutó hasta la fecha de corte.

De manera atenta solicitamos también se precise en este caso como sería el tratamiento tarifario, específicamente cómo se traslada el cargo de distribución a la fórmula tarifaria por parte de los distribuidores que operen en el municipio o centro poblado.

RESPUESTA

En este caso lo que se establece es que no se remunerarán inversiones ineficientes sin importar si estas han sido financiadas o no con recursos públicos. Es decir, que si las redes construidas con estos dineros públicos pueden atender los mismos usuarios para las cuales fueron construidas inicialmente las privadas, entonces estas no se tendrán en cuenta para el cálculo del cargo y por lo tanto no se podrán descontar de la tarifa.

Handwritten signature

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS

Numeral 6.8.1 Solicitudes de cargos de distribución para el siguiente periodo tarifario en mercados relevantes de distribución existentes donde posterior a la determinación del cargo en vigencia de la resolución CREG 011 de 2003 a alguno (s) de sus municipio (s) o centro (s) poblados le fueron asignados recursos públicos.

-Literal (i) Los municipios que sean beneficiarios de los recursos públicos deberán retirarse del Mercado Existente de Distribución al cual pertenecen y constituirse como otro Mercado Existente de Distribución. Para el efecto, el (los) Distribuidor(es) deberá(n) solicitar a la Comisión la aprobación de la desagregación del mercado Existente de Distribución inicial y los cargos correspondientes

Si las condiciones iniciales de operación en el mercado relevante cambian, ¿cómo se garantiza la viabilidad financiera del distribuidor?

¿Qué ocurre con la inversión ya ejecutada por el distribuidor y que no podrá remuneraren su totalidad a través del componente de distribución, beneficiado ahora con recursos públicos?

¿Quién sería el propietario de las redes de distribución existentes en el municipio beneficiado posteriormente con recursos públicos?

¿Al desagregar los mercados no se pone en riesgo la prestación del servicio, en particular en el nuevo mercado? hay garantías de que el distribuidor continuará operando con las nuevas condiciones?

Esta medida podría generar un escenario de riesgo para las empresas que quieran invertir en nuevos mercados, por cuanto las condiciones de operación serian variantes, no habría reglas claras para tomar la decisión de invertir.

RESPUESTA

La comisión no ha tenido injerencia en la asignación de los recursos públicos por parte de los fondos o de los entes territoriales para la redes de distribución, lo que es claro es que actualmente y de acuerdo con las comunicaciones recibidas se observa que existen casos que son necesarios normalizar para la definición de cargos de distribución aplicables en el próximo periodo tarifario.

Es por esta razón que se han establecido reglas generales que precisamente tratan de mantener la señal económica a los inversionistas que financiaron sus inversiones con recursos privados. Así como, que se destinen o dirijan los recursos públicos sólo a sus beneficiarios.

22

Por esto, se proponen reglas equitativas para los casos en donde en mercados relevantes de distribución existentes, posterior a la determinación del cargo en vigencia de la resolución CREG 011 de 2003, alguno de los municipios o centros poblados le fueron asignados recursos públicos. Entre estas medidas está la de que se divida el mercado con el fin de que los municipios beneficiados de recursos queden separados y con esto se permita establecer los costos reales de las inversiones en las poblaciones que no han recibido subsidios y mantener una señal económica eficiente para los inversionistas con recursos privados. Así mismo, se considera las redes eficientes dentro de la remuneración, por lo cual si existen algunas ya constituidas y entran otras redes financiadas con recursos públicos a competir con las primeras, estas últimas no se remunerarán. De tal forma que se mantenga la señal económica eficiente para los inversionistas con recursos privados.

En relación con la afirmación que la desagregación del mercado puede afectar la prestación del servicio, la Comisión considera que si se establece un solo cargo para poblaciones beneficiadas y no beneficiadas de los subsidios se genera más riesgo para estas poblaciones; pues podría implicar para algún inversionista no recibir el cargo suficiente para su equilibrio financiero y por ende la salida de este del mercado con la consecuente desatención del servicio.

-Literal (iii) los centros poblados beneficiados de los recursos públicos podrán retirarse del mercado Existente de Distribución y conformar un Mercado Relevante Especial. El cálculo de sus Cargos de Distribución se hará a partir de costos medios históricos.

La redacción dada a este literal permite que el retiro del mercado sea opcional y que a discreción del centro poblado dificultando la labor de vigilancia tarifaria que corresponde a esta superintendencia

RESPUESTA

Se ha modificado la redacción de la resolución para que sea una obligación la separación de estos centros poblados y se desintegren del el mercado existente al cual pertenecen.

-Cuando las redes de distribución con recursos públicos hayan entrado a competir con las redes construidas con anterioridad por una empresa con recursos privados, se tomará para el cálculo de la Inversión Base la red constituida inicialmente, el valor total de la demanda del mercado y los gastos administración, operación y mantenimiento - AOM eficientes. Para este análisis, si se considera necesario se podrán utilizar auditorías o peritajes designados por la Comisión.

Esta superintendencia considera que si bien es importante que se implementen medidas encaminadas a subsanar situaciones como las descritas en este aparte, debe dejarse lo suficientemente claro que son medidas de carácter excepcional y no reglas generales con respecto a la construcción de redes en un mercado relevante, ya que al dejar el tema como regla general no sería eficiente, ni para los recursos públicos, ni para

los usuarios, la construcción de más de una red de distribución para atender la demanda, la señal que se da en este sentido debe estar encaminada a un uso eficiente de los recursos, ya sean públicos o privados

En el caso que sea otra empresa la que entre a operar las redes construidas con recursos públicos, estaríamos ante condiciones de desigualdad en la libre competencia, afectando en el futuro la viabilidad financiera del prestador inicial

RESPUESTA

Las medidas se han indicado para los casos ya presentados antes del 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, las reglas son generales para posibles casos que no se contemplen o que se presenten.

-Cuando en un mercado coincida más de un distribuidor y alguno recaude dineros por encima de su Inversión Base reconocida por el cobro de los cargos de distribución definidos para el mercado, estará obligado a pagarle los valores correspondientes al otro Distribuidor que realizó las inversiones, incluyendo los costos financieros calculados con un interés bancario corriente para consumo y ordinario que es certificado por la superintendencia Financiera de Colombia, dentro de los siguientes treinta días contados a partir de la facturación de los usuarios del mercado. El retraso en los pagos correspondientes generará intereses de mora máximo legal vigente.

Dado que este es un tema de competencia, no se ve muy viable en la práctica que los competidores se reúnan a efectuar conciliaciones financieras, esta medida podría generar más conflictos que beneficios: no obstante lo anterior, y de ser así, ¿quién va a vigilar que se efectúen esos pagos? Cuando haya controversias cual será el ente encargado de dirimir las?, este tema reviste vital importancia para esta superintendencia pues al tratarse de acuerdos de índole privada que no se relacionan con la prestación del servicio la competencia de esta entidad se encontraría limitada.

RESPUESTA

La regulación no está impidiendo la competencia, incluso ante una falla de mercado, como la de utilizar los recursos públicos para crear precios artificialmente más bajos y destruir la competencia, es que se hace necesario establecer la obligación del cruce de dineros. Además, de acuerdo con la teoría económica se entendería que este servicio es un monopolio natural en donde lo más lógico es que hubiera un solo prestador. Es por esto, en ausencia de la falla de mercado indicada, se establece un solo cargo por mercado dando señales eficientes de costos que pueden conducir a la fusión o adquisición entre compañías.

Así las cosas, tal como se indicó en una respuesta anterior, una empresa de servicios públicos que financió sus inversiones con recursos públicos y esto le

permitió entrar en un mercado con precios artificialmente más bajos, con un prestador del servicio ya establecido, no puede adueñarse de dineros que corresponden a la remuneración de la inversión de otros agentes que si financiaron sus inversiones con recursos privados y conforme a las incentivos económicos dados en la regulación vigente. Por esta razón, el regulador al fijar unas reglas como las propuestas, incluida la de una fórmula que permita cuantificar los recursos a girar, se considera que la Superintendencia tendría la competencia sobre la vigilancia y control en este tema. Es de recordar que casos como estos no son nuevos en la regulación de monopolios naturales, dado que se han dado en las reglas de giro de recursos entre distribuidores de energía eléctrica en un área de distribución de energía eléctrica.

“Definición de los cargos que debe pagar un mercado de distribución que se conecta al sistema de distribución de otro mercado relevante de distribución

Esta conexión entre mercados relevantes de distribución ¿es directa o media algún tipo de conexión que sea considerada como transporte?, ¿Cuál sería la definición técnica de este tipo de redes?”

RESPUESTA

En el artículo 4 de la Resolución CREG 202 de 2013 se establecen las reglas para determinar los cargos que deben pagar un mercado cuando se conecta a otro mercado de distribución. Por lo cual, no es necesario incluir aspectos adicionales.

5. FÓRMULAS DE CÁLCULO

NATURGAS

5. Artículo 4 de la Resolución CREG 037 de 2014 – Formula para cálculo del D_{INV} Y D_{AOM}

Opinamos que la fórmula propuesta en el Artículo Cuarto de la Resolución en comento presenta errores en su estructuración, los cuales, si no se corrigen podrían derivar Ingresos diferentes a lo que se debe recuperar en el componente de Inversión y AO&M- No Residencial. Esto debido a que si se realizan las ponderaciones de la demanda a la inversiones/AO&M de la red secundaria, por separado, como se enuncia en la descripción de las variables de la formula, no se cierra la ecuación

En el numerador para el componente de la red secundaria se debe primero sumar las Inversiones de la red secundaria del mercado existente con la de los municipios nuevos ($IBME_{RS} + IBMEN_{RS}$) y al resultado obtenido se multiplicar por la relación entre la demanda Diferente a la Residencial (Q_{NoRes}) me más la Proyección de demanda Diferente a la Residencial (Q_{NoRes})mn. Lo anterior sobre el total de la demanda que utiliza la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}$) me mas la proyección de demanda que se conectará a la red secundaria ($Q_{NoRes} + Q_{Res}$)mn.

22

Lo anterior aplica con la misma estructuración para el cargo de distribución que remunera los gastos ($D_{AOM(AUNR)K}$).

Para este caso, atentamente, proponemos el siguiente ajuste:

9.2.1.2 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos

$$D_{Inv(AUNR)K} = \left[\frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[IBME_{RS(NoRes)me} + IBMEN_{RS(NoRes)mn}]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNR)K} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[AOM_{RS(NoRes)me} + CAE(VP(AOM_{RS(NoRes)mn}))]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

La fórmula quedaría así:

$$D_{Inv(AUNR)K} = \left[\frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[IBME_{RSme} + IBMEN_{RSmn}] * \frac{(QNoResRS + VAE(VP(Q(PR)NoResRS))}{(QNoResRS + QRes)me + VAE(VP(Q(PR)NoResRS + Q(PR)Res))mn}}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNR)K} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[AOM_{RSme} + CAE(VP(AOM_{RSmn}))] * \frac{(QNoResRS + VAE(VP(Q(PR)NoResRS))}{(QNoResRS + QRes)me + VAE(VP(Q(PR)NoResRS + Q(PR)Res))mn}}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

GAS NATURAL S.A. E.S.P.

- Modificación del numeral 9.2.1.2 agregación de Mercados Existentes de distribución con municipios nuevos

La fórmula establecida en el mencionado artículo presenta errores en su estructuración que podrían derivar en ingresos diferentes respecto de lo que se espera recuperar en los componentes de inversión y de AOM de los usuarios No

Residenciales, y que desde nuestro criterio no pondera adecuadamente la Inversión Base de red primaria y de red secundaria no residencial (resaltado en amarillo):

$$D_{inv(AUNR)k} = \left[\frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[IBME_{RS(NoRes)me} + IBMEN_{RS(NoRes)mn}]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[AOM_{RS(NoRes)me} + CAE(VP(AOM_{RS(NoRes)mn}))]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

La fórmula quedaría así:

$$D_{inv(AUNR)k} = \left[\frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[IBME_{RSme} + IBMEN_{RSmn}] * \frac{(QNoResRs + VAE(VP(Q(PR)NoResRS))}{(QNoResRs + QRes)me + VAE(VP(Q(PR)NoResRS + Q(PR)Res))mn}}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[AOM_{RSme} + CAE(VP(AOM_{RSmn}))] * \frac{(QNoResRs + VAE(VP(Q(PR)NoResRS))}{(QNoResRs + QRes)me + VAE(VP(Q(PR)NoResRS + Q(PR)Res))mn}}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

GASES DE OCCIDENTE, GASES DEL CARIBE, SURTIGAS, EFIGAS,

La fórmula propuesta en el artículo 4 de la resolución 037 de 2014 para la determinación del cargo de Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos tiene errores en su estructuración por lo cual se obtienen ingresos diferentes a lo que debe recuperar en el componente de inversión y AO&M No Residencial. Esto debido a que si se realiza las ponderaciones de la demanda a la inversiones/AO&M de la red secundaria por separado como se enuncia en la descripción de las variables de la formula no se retribuiría lo establecido por el regulador.

28

9.2.1.2 Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos

$$D_{inv(AUNR)k} = \left[\frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[IBME_{RS(NoRes)me} + IBMEN_{RS(NoRes)mn}]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[AOM_{RS(NoRes)me} + CAE(VP(AOM_{RS(NoRes)mn}))]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

La fórmula quedaría así:

$$D_{inv(AUNR)k} = \left[\frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[IBME_{RSme} + IBMEN_{RSmn}] * \frac{(Q_{NoResRS} + VAE(VP(Q(PR)_{NoResRS}))}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})mc + VAE(VP(Q(PR)_{NoResRS} + Q(PR)_{Res}))mn}}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[AOM_{RSme} + CAE(VP(AOM_{RSmn}))] * \frac{(Q_{NoResRS} + VAE(VP(Q(PR)_{NoResRS}))}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})mc + VAE(VP(Q(PR)_{NoResRS} + Q(PR)_{Res}))mn}}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

RESPUESTA

Es de anotar que la fórmula propuesta en la Resolución CREG 037 de 2014 resulta de los comentarios y sugerencias remitidos por los agentes, los cuales se citaron en el documento CREG 020 de 2014, el cual es soporte de la Resolución CREG 037 de 2014.

Sin embargo, revisando las nuevas observaciones a la fórmula propuesta se incluirá una ponderación de las variables de inversión y de AOM con respecto a la demanda en los casos donde se tiene la combinación de mercados existentes con mercados nuevos. Para esto en la fórmula lo correspondiente al $IBME_{RS(NoRes)me}$ y el $IBMEN_{RS(NoRes)mn}$ y $AOM_{RS(NoRes)me}$ y $CAE(VP(AOM_{RS(NoRes)mn}))$ se multiplicarán por un factor de demanda que se calculará así:

22

$$F_{QNoResRS} = \frac{Q_{NoResRSme} + VAE(VP(Q(PR))_{NoResRSmn})}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})_{me} + (VAE(VP(Q(PR))_{NoResRS} + Q(PR)_{Res})_{mn}}$$

Por lo tanto la fórmula total y la definición de sus variables quedaran como se explica a continuación:

9.2.1.2. Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos

$$D_{inv(AUNR)k} = \left[\frac{IBME_{RPme} + IBMEN_{RPmn}}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[IBME_{RS(NoRes)me} + IBMEN_{RS(NoRes)mn}]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

$$D_{AOM(AUNR)k} = \left[\frac{AOM_{RPme} + CAE(VP(AOM(PR)_{RPmn}))}{Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))} \right] + \left[\frac{[AOM_{RS(NoRes)me} + CAE(VP(AOM_{RS(NoRes)mn}))]}{(Q_{Tme} + VAE(VP(Q(PR)_{Tmn})) - ((VAE(VP(Q(PR)_{Resmn})) + Q_{Resme}))} \right]$$

Donde:

$IBME_{RPme}$	Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de lo(s) Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.
$IBMEN_{RPmn}$	Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.2. de esta Resolución.
$IBME_{RS(NoRes)me}$	Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial de lo(s) Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la multiplicación del factor de demanda $F_{QNoResRS}$ y el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria existente $IBME_{RSme}$. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.1. de esta Resolución.

El $F_{QNoResRS}$ es igual a:

[Handwritten signature]

$$F_{QNoResRS} = \frac{Q_{NoResRSme} + VAE(VP(Q(PR)))_{NoResRSmn}}{(Q_{NoResRS} + Q_{Res})_{me} + (VAE(VP(Q(PR)))_{NoResRS} + Q(PR)_{Res})_{mn}}$$

Donde:

$F_{QNoResRS}$ Factor de demanda, corresponde al porcentaje de demanda de usuarios diferentes al Uso Residencial que van a utilizar la red secundaria del mercado existente y de los municipios nuevos que conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiende Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3)

$Q_{NoResRSme}$ Demanda real anual de usuarios diferente al uso residencial que utiliza la red secundaria de los Mercados Existentes de Distribución que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiende Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3)

$VAE(VP(Q(PR)))_{NoResRSmn}$ Valor anual equivalente del valor presente de la proyección de demanda de usuarios diferentes al Uso Residencial que va a utilizar la red secundaria de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiende Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos (m^3).

$(Q_{NoResRS} + Q_{Res})_{me}$ Sumatoria de la demanda de usuarios diferentes al Uso Residencial que utilizan la red secundaria y demanda residencial de los Mercados Existentes de Distribución que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiende Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).

$(VAE(VP(Q(PR)))_{NoResRS} + Q(PR)_{Res})_{mn}$ Valor anual equivalente del valor presente de la sumatoria de la proyección de demanda de usuarios diferentes al Uso Residencial que utiliza la red secundaria y de la proyección de

demanda residencial de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos (m^3).

$IBMEN_{RS(NoRes)mn}$ Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes al Uso Residencial de lo(s) Mercado(s) Relevante(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la multiplicación del factor de demanda $F_{QNoResRS}$ y el Valor de la Inversión Base de la Red Secundaria de municipios nuevos $IBMEN_{RSmn}$. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.2. de la Resolución.

AOM_{RPme} Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento, de los Mercado(s) Existente(s) de Distribución que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k para el tipo de Red Primaria, conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresado en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$CAE(VP(AOM(PR)_{RPPmn}))$ Costo anual equivalente del valor presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Primaria para los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria se determinan de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los kilómetros red totales del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$AOM_{RS(NoRes)me}$ Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento correspondientes a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial del

Handwritten signature

Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar a Mercados Existentes de Distribución Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la multiplicación del factor de demanda $F_{QNoResRS}$ y el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria de los mercados existentes.

$CAE(VP(AOM_{RS(No\ Res)mn}))$ Costo anual equivalente del valor presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años asociados a la Red Secundaria que es utilizada por usuarios diferentes a los de Uso Residencial para los municipios nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el siguiente periodo tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresado en pesos de la Fecha Base. Se calcula como la multiplicación del factor de demanda $F_{QNoResRS}$ y el Valor de los Gastos anuales eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento de la Red Secundaria de los nuevos municipios.

Q_{Tme} Demanda total real anual de los Mercados Existentes de Distribución que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).

Q_{Resme} Demanda real anual correspondiente al tipo de usuarios residencial de los Mercados Existentes de Distribución que van a conformar el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución obtenida a la Fecha de Corte, expresada en metros cúbicos (m^3).

$VAE(VP(Q(PR)_{Tmn}))$ Valor anual equivalente del valor presente de la proyección de demanda Total de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos (m^3).

$VAE(VP(Q(PR)_{Resmn}))$ Valor anual equivalente del valor presente de la proyección de demanda de los Usuarios de Uso Residencial de los Municipios Nuevos que van a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado a partir de Anexar Municipios Nuevos a Mercados Existentes de Distribución, expresada en metros cúbicos (m^3).

UNIGAS S.A. E.S.P.

En la RES CREG 202 del 2013 en la ecuación que rige la tarifa para mercados nuevos de usuarios de uso residencial (No. 9.1.1.3) hay una expresión en la fórmula donde no encontramos explicación. $VP(Q(PR)NoResRS + Q(PR)res)$. Nos podrían informar a que hace referencia esta parte o posiblemente se olvidó colocar la K. Quedando esta parte de la siguiente manera, $VP(Q(PR)NoResRSK + Q(PR)resk)$.

RESPUESTA

La expresión de la componente de inversión $D_{inv(AUR)k}$ se refiere al mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, tal y como está referido en la fórmula del componente $D_{AOM(AUR)k}$. Al respecto se aclarará esta expresión en la resolución de modificación de la Resolución CREG 202 de 2013, así:

9.1.1.3. Mercados Relevantes de Distribución para el Siguiete Período Tarifario conformados por Municipios Nuevos

$$D_{inv(AUR)k} = \frac{IBMNR_{Pk}}{VP(Q(PR)_{Tk})} + \frac{IBMNR_{Sk}}{VP(Q(PR)_{NoResRSk} + Q(PR)_{Resk})}$$

$$D_{AOM(AUR)k} = \frac{VP(AOM(PR))_{RPk}}{VP(Q(PR))_{Tk}} + \frac{VP(AOM(PR))_{RSk}}{VP(Q(PR)_{NoResRSk} + Q(PR)_{Resk})}$$

$IBMNR_{Pk}$ Inversión Base de la Red Primaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.3 de la Resolución.

$IBMNR_{Sk}$ Inversión Base de la Red Secundaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k, conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Esta se determina como se indica en el numeral 9.5.3 de la Resolución.

$VP(AOM(PR))_{RPk}$ Valor Presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años de la Red Primaria, del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Primaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Primaria sobre los

kilómetros de red totales del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Primaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$VP(AOM(PR))_{RSk}$

Valor Presente de la proyección anual de gastos de AOM para 20 años de la Red Secundaria del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en pesos de la Fecha Base. Los gastos de AOM eficientes para la Red Secundaria de Distribución, se determinarán de acuerdo con el promedio de las relaciones de kilómetros de la Red Secundaria sobre los kilómetros red total del Sistema de Distribución y la Inversión Base correspondiente a la Red Secundaria de Distribución sobre la Inversión Base Total del Sistema de Distribución.

$VP(Q(PR)_{NoResRSk} + Q(PR)_{Resk})$

Valor Presente de la sumatoria de la proyección anual de demanda para 20 años correspondiente a Usuarios de Uso Diferentes al Residencial que se van a conectar a la Red Secundaria y de la proyección de demanda correspondiente a Usuarios de Uso Residencial del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en metros cúbicos (m^3).

$VP(Q(PR))_{Tk}$

Valor presente de la proyección anual de demanda Total para el (los) Municipio(s) Nuevo(s) que va(n) a constituir el Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Período Tarifario k conformado por Municipios Nuevos, expresada en metros cúbicos (m^3).

6. AMPLIACION DE PLAZO

GAS NATURAL S.A. E.S.P. E-2014-003275

Comentario general: definición de parámetros previos a la presentación de expedientes

Con la propuesta de modificación presentada mediante la Resolución CREG 037 de 2014, la Comisión amplía el plazo de presentación de los expedientes tarifarios a quince días hábiles siguientes a la firmeza de la resolución que apruebe la tasa de retorno (WACC) para la actividad de distribución de gas.

Esta medida que si bien es positiva, resulta insuficiente para que las empresas puedan tomar decisiones de viabilidad de integración de mercados o nuevas inversiones. Tal y como lo manifestamos en nuestra comunicación de febrero de 2014, para que el análisis pueda ser completo, se requiere contar con la definición de criterios asociados al nivel de eficiencia de AOM mediante la aplicación de la frontera estocástica y de aplicación de la metodología a las

Áreas de Servicio Exclusivo en el caso de integración de mercados relevantes existentes.

RESPUESTA

El plazo para la presentación de solicitudes tarifarias de mercados relevantes con periodos tarifarios concluidos y para aquellos mercados cuyos cargos promedios de distribución que no hayan estado vigentes durante cinco (5) años y desean acogerse a lo dispuesto en la Resolución CREG 202 de 2013 se ha modificado de forma definitiva mediante la resolución CREG 052 de 2014.

7. INVERSION BASE

GAS NATURAL

Modificación al numeral 9.4. Inversión Base

Con la modificación al numeral 9.4 de la Resolución CREG 202 de 2013, la Comisión define que la Inversión Base será llevada a pesos de la Fecha Base de cálculo con el índice de Precios al Productor - IPP, y no con el índice de Precios al Consumidor - IPC, tal como lo establece la Resolución 202.

Al respecto queremos llamar la atención sobre la composición de la Inversión Base que si bien se integra de un importante componente de capital, también comprende un componente de mano de obra cuya variación debería corresponder con la evolución de precios en sectores intensivos en este concepto y donde el mayor impacto correspondiente al factor salarial dependiendo del índice de Precios al Consumidor. Así mismo, dentro de la composición del AOM también se identifica cierto componente de equipos y herramientas que también deberían considerar su actualización a partir de la variación del índice de Precios al Productor - IPP.

Con el análisis de dicha distribución tanto empresas como usuarios obtendrán total transparencia en la remuneración de la estructura y evolución de los costos del negocio.

RESPUESTA

La propuesta de modificación de este numeral es para dar claridad que las unidades constructivas se ajustarán para llevarlos a precios de la fecha base con el IPP, dado que en el numeral 9.4 del artículo 9 se habla del IPC y en el párrafo 1 del numeral 9.6 del mismo artículo 9 se cita el IPP. La forma de actualización fue un tema consultado en la resolución CREG 090 de 2012 y por lo tanto no es objeto de revisión o de modificación.

8. REPOSICIÓN DE ACTIVOS

NATURGAS

21

6. Reposición de activos para el siguiente periodo tarifario – Estaciones de regulación de Puerta de Ciudad – Artículo Quinto de la Resolución CREG 037 de 2014.

Con el propósito de aportar mayor claridad sobre la regulación que en la nueva metodología operará para este tipo de activos, cordialmente, solicitamos se ajuste la disposición pertinente, considerando para ello, los siguientes comentarios:

- Los esquemas de remuneración son distintos. Es importante precisar que las reglas de remuneración aplicables para los activos de transporte no son las mismas para los activos que se usan en la distribución. En ese sentido, si como consecuencia de la expedición de la metodología de distribución, algunos activos que en la actualidad se usan en la actividad de transporte, pasan a regularse como de distribución, es necesario que se consideren los dos esquemas de manera armónica y coordinada al momento de realizar la transferencia de propiedad.
- Vida Útil Normativa – VUN de las Estaciones de Regulación. Como la propuesta regulatoria es que las Estaciones de Regulación se remuneren dentro de la distribución y, éstas en la actualidad se remuneran dentro del transporte, pero, quien conoce la información que se necesita para calcular la VUN es el transportador, se hace necesario que esta información se la transfiera el transportador al distribuidor, quien a su vez, la incluirá en los expedientes tarifarios.
- Actividades posteriores a la transferencia de propiedad. Otro aspecto punto que conviene precisar en este aparte es la regulación para la expansión que se relacione con las Estaciones de Regulación.

RESPUESTA

Para dar cumplimiento a la disposición regulatoria los distribuidores de gas natural pueden requerir a los transportadores la información sobre los activos típicos de la actividad de distribución que cumplieron o van a cumplir el periodo de vida útil normativo de 20 años. No obstante, con el ánimo de facilitar la información la comisión la solicitará mediante circular a los transportadores.

Ahora bien, con el propósito de incentivar la transferencia de propiedad de los transportadores a los distribuidores se reconocerá un valor de reposición aún si el activo no es cambiado por uno nuevo y de forma coherente con la metodología de transporte. Para esto se utilizará los costos de unidades constructivas definidas para estas estaciones según el anexo 8 de la Resolución CREG 202 de 2013, de tal manera que, si este activo no se repone se le reconoce un 60% de este valor y si se repone totalmente el 100%.

Para ello se indicará que cuando se trate de reposición de activos para el siguiente Periodo Tarifario de Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad que hayan estado en la base tarifaria de transporte de un transportador de gas natural el valor a reconocer por el activo se determinará así:

28

a) Si el activo continúa en operación. Este valor remunerará todas las inversiones en reparaciones que se requieran y será determinado como.

$$VAO_t = VRAN \times 0,6$$

b) Si el activo se repone completamente por nuevo

$$VAO_t = VRAN$$

Donde:

VAO_t	Valor del activo a reconocer, expresado en pesos de la Fecha Base.
$VRAN$	Valor de reposición a nuevo que corresponde al costo de la unidad constructiva de la Estación de Puerta de Ciudad que se está reponiendo de acuerdo con el Anexo 8 de la presente resolución. Expresado en pesos de Fecha Base.

Estos valores se reconocerán al distribuidor por un periodo de (20) años

En los casos que las Estaciones De Puerta de Ciudad Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad que hayan estado en la base tarifaria de transporte no puedan homologarse a las definidas en el Anexo 8, la Comisión designará un perito para estimar el costo de reposición.

GAS NATURAL

Modificación al numeral 13.2. Reposición de Activos para el siguiente periodo tarifario

Sobre la reposición de activos para el siguiente periodo tarifario, el proyecto de resolución contempla la inclusión de las Estaciones de Puerta de Ciudad que hayan estado en la base tarifaria de un transportador y que cumplan su vida normativa antes del vencimiento del periodo tarifario de los cargos de distribución a aprobarse bajo la metodología de la Resolución CREG 202 de 2013.

Al respecto, consideramos necesario que se precisen por parte de la Comisión las reglas de acceso a la información de las estaciones City Gate del transportador que finalizan su vida útil normativa, y que deberá ser de conocimiento del Distribuidor en un momento previo a la presentación de los expedientes tarifarios, de lo contrario esta posibilidad no podría ser aplicada durante el periodo tarifario que inicia. Así mismo, es necesario que se considere además del monto de inversión asociado a la City Gate, los gastos de operación y mantenimiento y que los mismos puedan adicionarse al resultado de la frontera estocástica de reconocimiento de AOM.

RESPUESTA

Tal como se expone en la respuesta anterior, para dar cumplimiento a la disposición regulatoria, los distribuidores de gas natural pueden requerir a los respectivos transportadores la información sobre los activos típicos de la actividad de distribución que cumplieron o van a cumplir con el periodo de vida útil normativo.

Así mismo, se determinarán los deltas específicos que remuneran la reposición de Estaciones de Puerta de ciudad para cada año del periodo tarifario de distribución y dado que estos solo puedan aplicarse una vez quede en firme la resolución resultante que da aplicación al artículo 14 de la Res. CREG 126 de 2010 en donde se excluye el activo de transporte, no se hace necesario que se haga una solicitud cada año por parte del distribuidor como en el caso de la metodología de transporte.

En relación con los AOM se acoge el comentario y se considerará para el cálculo de los delta que se definan para estas reposiciones un valor correspondiente por este concepto de gastos de AOM.

PROMIGAS, GASES DE OCCIDENTE, SURTIGAS, EFIGAS

a. Inclusión de las Estaciones de Puerta de Ciudad

De manera general, es acertada la decisión del regulador, de permitir la inclusión de las Estaciones de Puerta de Ciudad, que vienen siendo remuneradas dentro de la base tarifaria del transportador. Sin embargo, el regulador no está teniendo en cuenta varios aspectos que resultan de la mayor importancia, para coordinar las metodologías de transporte y de Distribución. Así, de acuerdo con lo previsto en la Resolución 126 de 2010, el transportador debe reportar los activos que cumplen su vida útil normativa, un año antes de que esto ocurra. Lo anterior implica que durante un periodo tarifario, existe la posibilidad que el transportador presente hasta 5 solicitudes de valoración a nuevo por reposición de activos con vencimiento de su vida útil normativa.

En la propuesta de modificación de la Resolución 202 de 2013, contenida en la Resolución 037 de 2014, se le permite al distribuidor presentar un plan de reposición de las Estaciones de Puerta de Ciudad para los próximos 5 años, que a la fecha de presentación de la solicitud tarifaria, hubiesen agotado la vida útil. Sin embargo se establece como requisito que el transportador hubiese hecho a la CREG la solicitud de valoración de activos que estén próximos a vencer su vida útil normativa y que en la resolución que dé lugar a los ajustes de los cargos de transporte, dichas Estaciones de Puerta de Ciudad no se hayan incluido.

Es claro que a la fecha de presentación de la solicitud tarifaria por parte el distribuidor, el transportador no habrá presentado solicitud a la CREG ni se habrán excluido de la base tarifaria del transportador todas las Estaciones de Puerta de Ciudad cuyo vencimiento de vida útil contenido en la solicitud de revisión tarifaria del distribuidor, por no ser periodos coincidentes y porque las vigencias futuras esto es superiores a un año no quedarían incluidas, según lo establecido en el artículo 14 de la Resolución 126 de 2010,

Rel

Se solicita a la CREG realizar los ajustes necesarios a las condiciones planteadas en la Resolución 037 de 2014 de manera que se permita incluir dentro de la solicitud tarifaria del distribuidor, aquellas Estaciones de Puerta de Ciudad, cuya vida útil se venza dentro del siguiente periodo tarifario, de acuerdo con lo que el transportador certifique será solicitado a la CREG en un horizonte de 5 años.

En el caso de Promigas, serán 54 estaciones las que cumplen vida útil en el siguiente periodo tarifario de distribución (2014 - 2018).

RESPUESTA

La disposición regulatoria contenida en la Resolución CREG 037 de 2014 señala que en las solicitudes de cargos se podrán incluir dentro del programa de reposición de activos las estaciones de puerta de ciudad que hayan estado o estén en la base de activos de un transportador de gas natural cuando se presenten las siguientes condiciones:

"i) que la Estación de Regulación de Puerta de Ciudad se esté remunerando a través de los cargos establecidos para un gasoducto de transporte de gas natural; ii) que el gasoducto de transporte cumpla el periodo de vida útil normativa, VUN, antes del vencimiento del periodo tarifario de los cargos de distribución aprobados con la presente metodología; iii) que la empresa transportadora haya hecho la solicitud a la CREG de que trata el literal a) del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010 para el reconocimiento de la inversión a la terminación de VUN y, iv) en la resolución particular de ajuste de los cargos de transporte no se haya incluido la Estación de Regulación de Puerta de Ciudad que estaba en el respectivo gasoducto".

Lo que pretende la disposición es que los activos correspondientes a estaciones de puerta de ciudad que cumplen su vida útil y que hayan estado en la base tarifaria de transporte de un transportador de gas natural, no permanezcan en la base de activos del transportador y pasen a la de distribución. Las distribuidoras deben acercarse a los transportadores para coordinar estos plazos y poder estructurar un programa de reposición durante el periodo tarifario de distribución de estos activos, para lo cual se da un incentivo a partir de establecer un valor de remuneración en el caso de que el activo no se reponga a nuevo con el cual deben cubrir los costos respectivos.

Así mismo, se incluye que en la resolución que se podrá sumar el delta de reposición correspondiente a cada City gate a los cargos de distribución Dt del mercado una vez quede en firme la resolución resultante que da aplicación al artículo 14 de la Res. CREG 126 de 2010 en donde se excluye el activo de transporte.

b. Gastos de AOM asociados a las Estaciones de Puerta de Ciudad

Dentro del texto de la Resolución 037 de 2014, no se incluyó la posibilidad de involucrar en el expediente tarifario del distribuidor los gastos de AOM necesarios para tales activos. En la medida que el regulador no contemple esa posibilidad, a la luz de la Resolución 202 de 2013, que utiliza la metodología de corte transversal, el distribuidor podría incluir las Estaciones de Puerta de Ciudad, pero no los gastos que esa inversión implicaría.

28

Por lo anterior, amablemente solicitamos se defina el mecanismo para que las empresas de distribución, puedan incluir los AOM de las estaciones de ciudad en su expediente tarifario.

RESPUESTA

Se acoge el comentario y se incluirá el reconocimiento de AOM para los activos correspondientes a las Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad que pertenecían al transportador y que el distribuidor va a reponer. Para esto se va a reconocer un valor del 4% sobre el valor del activo el cual se estableció conforme al ejercicio realizado en los cargos de transporte para tener una referencia del peso de los gastos AOM sobre el valor de las inversiones eficientes.

De igual manera, se indica que el delta de reposición de Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad que hayan estado en la base tarifaria de transporte de un transportador de gas natural, también incluirá un costo de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM anual, el cual se determinará como el valor correspondiente a dichas estaciones sobre la demanda que se consideró para la aprobación de los Cargos de Distribución del Mercado Relevante de Distribución para el Siguiete Periodo Tarifario k. El valor de AOM anual para las Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad corresponderá al 4% de la inversión realizada en estas.

Para evaluar los gastos de AOM asociados al programa de nuevas inversiones y a 'loops', se recopiló información de gastos de AOM, inversiones, longitud de gasoductos y gas transportado de sistemas de transporte de Colombia y de los Estados Unidos de América. Para el caso de las empresas de los Estados Unidos de América se tomó la información de los años 2005 a 2010, con el fin de verificar la consistencia de la información.

A continuación se describe la información consultada en la página web de la FERC, www.ferc.gov, y se explican los criterios utilizados para la selección de la muestra. Es de observar que en la página web de la FERC se encuentra información de empresas que desarrollan, además de la actividad de transporte de gas, las demás actividades de la cadena, como producción, almacenamiento, distribución y comercialización.

Información consultada

En el formato F2_317_GAS_OP_MAINT, gastos de operación y mantenimiento, se presenta el detalle de los gastos por actividad, del cual se pueden extraer las siguientes líneas:

Código	Descripción
9700	TOTAL Production Expenses
17700	TOTAL Natural Gas Storage
20100	TOTAL Transmission Expenses
22900	TOTAL Distribution Expenses
23700	TOTAL Customer Accounts Expenses
24400	TOTAL Customer Service and Information Expenses

Código	Descripción
25100	TOTAL Sales Expenses
27000	TOTAL Administrative and General Expenses
27100	TOTAL Gas O&M Expenses

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

Como se puede observar, los gastos generales y administrativos de todas las actividades se presentan en una sola línea, por lo que tales gastos deben ser distribuidos entre las diferentes actividades en aquellas empresas integradas verticalmente.

Entrando al detalle de las cuentas de gastos de transmisión (línea 20100), se tiene:

Código	Descripción
17800	3. TRANSMISSION EXPENSES
17900	Operation
18000	850 Operation Supervision and Engineering
18100	851 System Control and Load Dispatching
18200	852 Communication System Expenses
18300	853 Compressor Station Labor and Expenses
18400	854 Gas for Compressor Station Fuel
18500	855 Other Fuel and Power for Compressor Stations
18600	856 Mains Expenses
18700	857 Measuring and Regulating Station Expenses
18800	858 Transmission and Compression of Gas by Others
18900	859 Other Expenses
19000	860 Rents
19100	TOTAL Operation (Total of lines 180 thru 190)
19200	Maintenance
19300	861 Maintenance Supervision and Engineering
19400	862 Maintenance of Structures and Improvements
19500	863 Maintenance of Mains
19600	864 Maintenance of Compressor Station Equipment
19700	865 Maintenance of Measuring and Regulating Station Equipment
19800	866 Maintenance of Communication Equipment
19900	867 Maintenance of Other Equipment
20000	TOTAL Maintenance (Total of lines 193 thru 199)
20100	TOTAL Transmission Expenses (Total of lines 191 and 200)

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

De la anterior información se identificaron los gastos correspondientes a la compresión:

Código	Descripción
18300	853 Compressor Station Labor and Expenses
18400	854 Gas for Compressor Station Fuel
18500	855 Other Fuel and Power for Compressor Stations
18800	858 Transmission and Compression of Gas by Others
19600	864 Maintenance of Compressor Station Equipment

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

24

En cuanto a la información de inversiones en planta (activos), en el formato F2_204_GAS_PLANT_IN_SRV se presentan los siguientes totales:

Código	Descripción
500	TOTAL Intangible Plant
2700	TOTAL Production and Gathering Plant
3800	TOTAL Products Extraction Plant
5700	TOTAL Underground Storage Plant
6900	TOTAL Other Storage Plant
8100	TOTAL Nat'l Gas Storage and Processing Plant
9200	TOTAL Transmission Plant
10900	TOTAL Distribution Plant
12400	TOTAL General Plant
12900	TOTAL Gas Plant In Service

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

Para la actividad de transporte (línea 9200) se tiene el siguiente desglose:

Código	Descripción
8200	TRANSMISSION PLAN
8300	365.1 Land and Land Rights
8400	365.2 Rights-of-Way
8500	366 Structures and Improvements
8600	367 Mains
8700	368 Compressor Station Equipment
8800	369 Measuring and Regulating Station Equipment
8900	370 Communication Equipment
9000	371 Other Equipment
9200	TOTAL Transmission Plant

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

En el formato F2_514_TRANS_LINES las empresas reportan las longitudes de los gasoductos, y en el formato F2_520_NAT_GAS las cantidades de gas recibido y entregado en el sistema de transporte. Para el análisis se tomó la información del gas entregado por el transportador.

La información extractada de la página web de la FERC corresponde a gastos de operación y mantenimiento de transporte, inversión en planta de transporte, gas transportado y entregado y longitud de los gasoductos. Esta información está disponible para 135 empresas. Sin embargo, la historia para cada una de ellas no abarca todo el período analizado.

Una vez recopilada la información para el rango de años descrito anteriormente, el siguiente paso consistió en definir la muestra de las empresas a considerar en el análisis de los gastos de AOM, tal como se describe en el siguiente aparte.

Criterios de selección de la muestra

Para seleccionar la muestra de empresas se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

22

- Las variables previamente mencionadas debían estar disponibles para todos los años del período 2005 a 2010.
- Al menos el 95% de las inversiones en planta total, sin considerar la planta general o administrativa, debía corresponder a inversiones en planta de transporte
- Las empresas seleccionadas no debían tener inversiones y gastos asociados a compresión, o los mismos debían ser sustraídos de la inversión en planta y de los gastos de AOM.
- Los sistemas de transporte seleccionados debían tener longitudes menores de 4000 km.
- No debían tener tramos *offshore*.

Análisis de la información

Se descartó la utilización de modelos de frontera estocástica y análisis envolvente de datos en la medida en que no fue posible construir modelos consistentes de este tipo. Como alternativa de análisis se utilizó la herramienta diagrama de caja (box plot), la cual se empleó para analizar la distribución de los datos de la muestra internacional, para cada uno de los años con información. Este mecanismo permite definir la distribución general de las variables y establecer los valores atípicos de la muestra de empresas. En la sección 3 de este anexo se presenta una descripción de la metodología diagrama de caja y los resultados de su aplicación.

Con base en los resultados obtenidos con la herramienta diagrama de caja, para la variable AOM/Inversión, se determinó que el valor más consistente en la comparación de las distribuciones es la mediana, la cual tiene un comportamiento homogéneo a través de los seis años analizados. Este es, además, el valor que menos se afecta por los datos atípicos (caso contrario al promedio aritmético). En la siguiente tabla, se resumen los resultados de la herramienta diagrama de caja para la variable AOM/Inversión:

AÑO	Mínimo	Máximo	Primer cuartil (Q1)	Mediana	Tercer Cuartil (Q3)	Promedio
2005	0.0082	0.1697	0.0201	0.0370	0.0632	0.0504
2006	0.0120	0.2293	0.0183	0.0428	0.0807	0.0576
2007	0.0105	0.3011	0.0227	0.0593	0.0771	0.0635
2008	0.0105	0.2015	0.0265	0.0418	0.0733	0.0615
2009	0.0090	0.2921	0.0246	0.0408	0.0701	0.0617
2010	0.0099	0.2618	0.0265	0.0427	0.0670	0.0673

Basándose en los anteriores resultados, se tomó como valor aceptable para la variable Gastos AOM/Inversión en transporte, el promedio de las medianas, es decir, el valor de 4.07%. Este valor será el máximo a reconocer por concepto de los gastos anuales de AOM con respecto al monto de reposición a nuevo de la estación puerta de ciudad a transferirse al sistema de distribución.

24

GASES DEL CARIBE

El regulador no está teniendo en cuenta varios aspectos que resultan de la mayor importancia, para coordinar las metodologías de Transporte y de Distribución. Así, de acuerdo con lo previsto en la Resolución 126 de 2010, el transportador debe reportar anualmente los activos que agotaron su vida útil normativa, un año antes de que esto ocurra. Lo anterior implica que durante un periodo tarifario, existe la posibilidad que el transportador presente 5 solicitudes de información, en tanto que en la resolución 037 solo podría aplicarse a aquellos activos, que a la fecha de presentación de la solicitud tarifaria, hubiesen agotado la vida útil.

Es claro que a la fecha de presentación de la solicitud tarifaria por parte el distribuidor, el transportador no habrá presentado solicitud a la CREG ni se habrán excluido de la base tarifaria del transportador todas las Estaciones de Puerta de Ciudad cuyo vencimiento de vida útil contenido en la solicitud de revisión tarifaria del distribuidor, por no ser periodos coincidentes y porque las vigencias futuras -esto es superiores a un año no quedarían incluidas, según lo establecido en el artículo 14 de la Resolución 126 de 2010.

Se solicita a la CREG realizar los ajustes necesarios a las condiciones planteadas en la Resolución 037 de 2014 de manera que se permita incluir dentro de la solicitud tarifaria del distribuidor, aquellas Estaciones de Puerta de Ciudad, cuya vida útil se venza dentro del siguiente periodo tarifario, de acuerdo con lo que el transportador certifique será solicitado a la CREG en un horizonte de 5 años.

Por otro lado, no incluyó la posibilidad de que involucrar dentro de la base tarifaria del distribuidor los gastos de AOM necesarios para tales activos. En la medida que el regulador no contemple esa posibilidad, a la luz de la Resolución 202 de 2013, que utiliza la metodología de corte transversal, el distribuidor podría incluir las Estaciones de Puerta de Ciudad, pero no los gastos que esa inversión implicaría.

Por lo anterior, amablemente solicitamos se defina la el mecanismo para que las empresas de distribución, puedan incluir los AOM de las estaciones de ciudad en su expediente tarifario.

RESPUESTA

El periodo normativo de 20 años es conocido tanto por las empresas como por el regulador. Así, tanto transportadores como distribuidores saben en el periodo tarifario que activos terminan su VUN.

En materia de tiempos e inclusión de las estaciones en el programa de reposición, se deben observar las respuestas anteriores.

24

9. MERCADOS RELEVANTES EN DONDE HAY MAS DE UN DISTRIBUIDOR

GASES DEL CARIBE

Sugerimos que la remuneración del distribuidor que se conecta a otro sea de acuerdo al porcentaje de participación en la Inversión Base y los Gastos AOM de cada propietario, y no únicamente a la Inversión Base.

RESPUESTA

No se acoge el comentario y se mantendrá que para el caso en donde la red de distribución se conecta a la red de otro distribuidor en el mismo mercado, se considera para la remuneración de la Inversión Base, los activos de la totalidad de las redes y se tomará la demanda total del mercado. Se reconocerá la suma de los gastos eficientes de AOM de cada uno de los distribuidores que atienden el Mercado Relevante y los comercializadores pagarán a los distribuidores respectivos lo correspondiente al componente de inversión y AOM de acuerdo con el porcentaje de participación en la Inversión Base de cada propietario.

10. OTROS

10.1. MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN INTERVENIDOS POR LAS SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS

GASES DEL CARIBE S.A. E.S.P.

Existen municipios Intervenido en los cuales el distribuidor que solicitó cargos y utilizó recursos públicos para la construcción de la Infraestructura de distribución, no está prestando el servicio y actualmente se encuentra Intervenido por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios. En estos municipios hay otro distribuidor que de manera reciente y sin el uso de recursos públicos, construyó un sistema de distribución Independiente a través del cual se está prestando el servicio. Las Inversiones hechas por este nuevo distribuidor han sido ejecutadas por completo y cubren la totalidad de estos municipios, sin embargo, debido al corto tiempo que llevan prestando el servicio, el mercado no ha llegado a su madurez lo que significa que la tarifa calculada con corte transversal no refleja la tarifa eficiente a la cual se va a llegar.

Debido a que la tarifa actual fue solicitada por el primer distribuidor intervenido mucho antes de que el distribuidor actual empezara a prestar el servicio, no ha transcurrido el tiempo suficiente para que este mercado llegue a un estado de madurez a pesar de que la tarifa cumplió su vigencia, por lo cual no sería viable aplicarle la metodología de corte transversal.

Según lo establecido en la resolución CREG 202 de 2013, interpretamos que los mercados relevantes existentes en los cuales se está prestando el servicio y la empresa que originalmente solicitó cargos se encuentra intervenida por la

28

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se consideren como municipios nuevos para efectos de la solicitud tarifaria y se le aplique la metodología del costo medio de mediano plazo.

En caso que a juicio de la Comisión la interpretación de Gases del Caribe no sea la correcta, solicitamos realizar los ajustes necesarios en la resolución definitiva para que los mercados relevantes existentes en los cuales se está prestando el servicio y la empresa que originalmente solicitó cargos se encuentra intervenida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se consideren como municipios nuevos para efectos de la solicitud tarifaria y se le aplique la metodología del costo medio de mediano plazo.

RESPUESTA

Se modificó la redacción para que quede claro que estos mercados que han sido intervenidos y donde otro agente ha llegado a prestar servicio se podrán considerar para la solicitud tarifaria como nuevos mercados.

10.2. INTEGRACIÓN DE MERCADOS EXISTENTES

GASES DE OCCIDENTE, GASES DEL CARIBE, SURTIGAS, EFIGAS

La metodología de corte transversal que adoptó la Comisión para definir los Cargos de Distribución aplicables en los Mercados Relevantes Existentes, introduce distorsiones cuando dichos Cargos se comparan con el costo del GLP en Mercados Relevantes Existentes.

Por norma, en el proceso de aprobación de Cargos por parte de la CREG, se ha comparado el costo medio de prestación del servicio de gas natural de largo plazo, contra el costo del GLP, de allí que todos los Mercados Existentes han pasado por dicho filtro. No obstante, en la nueva Resolución se modifican los términos en los cuales se realiza la comparación de costos, siendo el resultado discordante, en particular en Mercados Relevantes con prestación del servicio reciente.

Tanto para autorizar la “agregación” de Mercados Relevantes Existentes, como para autorizar la “anexión” a los mismos de Municipios Nuevos, la CREG establece como requisito que en ambos Mercados (los que van a ser objeto de agregación, o los que van a ser objeto de anexión), el costo de prestación del servicio de gas natural por redes de tubería sea inferior al costo del GLP distribuido en cilindros.

No obstante, para efectos de efectuar el respectivo comparativo, la CREG establece metodologías asimétricas:

i. Si se trata de la agregación de Mercados Existentes, el costo de prestación del servicio de gas natural se calcula para cada Mercado, aplicando metodología de corte transversal; y

28

ii. Si se trata de la anexión a un Mercado Existente de un Municipio Nuevo, el costo de prestación del servicio del Mercado Existente se calcula aplicando la metodología de corte transversal, en tanto que el costo de prestación del servicio del Municipio Nuevo se calcula aplicando la metodología de costo medio de largo plazo.

No es claro el motivo por el cual la GREG define tratamientos diferenciales en casos que resultan similares en términos de sus efectos. A menos que exista un objetivo regulatorio que no es explícito, o que por lo menos se evidencia.

Se solicita a la CREG eliminar el requisito de comparación de costos de prestación del servicio de gas natural, frente al costo de prestación del servicio de GLP, en el caso de "Agregación de Mercados Existentes de Distribución".

RESPUESTA

Este tema no forma parte de la consulta realizada en la Resolución CREG 037 de 2014 y por esta razón no se acoge el comentario.

10.3. RESOLUCIÓN CREG 141 DE 2011 – COMPARACIÓN GN Vs. GLP

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN

1. Dice la Resolución, en su numeral 1.1, que: "...Para la estimación de las variables GT(superior) y GT(inferior) se tendrán en cuenta los precios del gas natural que proviene de las fuentes de producción que la CREG considere se podrán utilizar para abastecer la demanda de los municipios que resulten beneficiados con la red tipo II' (subrayas fuera de texto).

En gracia a que las empresas distribuidoras – comercializadoras negociaron recientemente, a través del mecanismo de compra directa, sus contratos de suministro en firme para los próximos cinco (5) años del periodo tarifario y que tales suministros están etiquetados para cada tipo de demanda según lo dispone la Resolución CREG 089 de 2012, además de que también se tienen contratos vigentes de transporte desde cada fuente negociada, entendemos que cuando la resolución CREG 141 de 2011 dice "...se tendrán en cuenta los precios del gas natural que proviene de las fuentes de producción que la CREG considere se podrán utilizar para abastecer la demanda de los municipios que resulten beneficiados..." se refiere a que se respetarán los contratos de suministro y transporte ya negociados por las empresas para aplicar en el próximo periodo tarifario a cada tipo de demanda.

Consideramos que un entendimiento en contrario no tendría sentido práctico, en la medida que todo uso que se haga de series históricas (dos años), para calcular las variables GT(superior) y GT(inferior) llevará consigo la señal de querer aplicar a futuro reglas regulatorias y de mercado del pasado, que no se corresponden con las actuales ni con que aplicarán en el próximo periodo tarifario".

2. Entendemos que la información de precios máximos del GLP en cilindros, que utilizará la CREG para realizar el cálculo de las variables $Cc_{(superior)}$ y $Cc_{(inferior)}$, corresponderá a la publicada mensualmente por los agentes del GLP a través de la prensa escrita, la cual coincide con la incluida en el reporte SUI denominado 'Tarifas en Expendio'.

Al respecto, es preciso llamar la atención de la CREG en el sentido que dicho reporte no incluye información relativa a las cantidades de cilindros vendidos por cada agente del GLP en cada municipio, todo lo cual obliga a tener que buscar dicha información en el reporte SUI denominado 'ventas del comercializador minorista', el cual en general, presenta las siguientes inconsistencias con relación al reporte SUI denominado 'Tarifas en Expendio':

- Incluye unos precios del GLP, en \$/cilindro, que no se corresponden con las tarifas máximas registradas en el reporte SUI 'tarifas en expendio', es decir que no son las tarifas máximas reguladas en prensa por los agentes del GLP y por tanto no deberían ser tenidas en cuenta para ningún ejercicio de comparación.
- Las empresas del GLP incluidas en el reporte 'ventas del comercializador minorista' no son exactamente las mismas del reporte 'tarifas en expendio', todo lo cual trae como consecuencia, al menos los dos siguientes problemas:
 - a) Dificulta el cálculo de las variables $Cc_{(superior)}$ y $Cc_{(inferior)}$, ya que en muchos meses del periodo de análisis puede ocurrir que para una empresa determinada se den las dos siguientes condiciones:
 - En valor de la variable $Cc_{(ponderado)}$ sea infinito, puesto que habiendo precios publicados en el reporte SUI 'Tarifas en Expendio' para un determinado tipo de cilindro, no hay cantidades vendidas de éste registradas en el reporte SUI 'ventas del comercializador minorista'.
 - El valor de la variable $Cc_{(ponderado)}$ sea cero, dado que habiéndose registrado cantidades vendidas en el reporte SUI 'ventas del comercializador minorista', no aparecen tarifas publicadas en el reporte SUI 'tarifas en expendio'.

Ambas situaciones generan vacíos en la serie de cálculo de las variables $Cc_{(superior)}$ y $Cc_{(inferior)}$, dificultando el logro de resultados confiables.

- b) Insinúa que hay empresas del GLP vendiendo cilindros en algunos mercados, sin haber hecho previamente la publicación de sus tarifas a través de la prensa escrita.

Los problemas anteriormente descritos sobre inconsistencia en la información, que consideramos deben ser resueltos por la CREG al momento de interpretar y aplicar adecuadamente los criterios establecidos en la Resolución CREG 141 de 2011, se ilustran a manera de ejemplo, para el caso de Abejorral en el Departamento de Antioquia

(...)

3. Conforme a lo establecido en la Resolución CREG 141 de 2011, la variable 't' está definida como 'Fecha de referencia para realizar comparaciones que corresponde al

último día calendario del último mes para el cual se cuente con la información necesaria para realizar este análisis'. (subrayas fuera texto).

Bajo tal definición de la variable 't' y en el entendido que el aplicativo APPLIGAS va a tener incluido un módulo de cálculo para efectos de la comparación previa de los costos económicos entre la distribución de gas natural por redes de tubería y el GLP en cilindros, en un determinado mercado relevante de distribución, solicitamos el concepto de la CREG sobre cuál deberá ser el valor del cargo de distribución que se ha de utilizar para realizar tal comparación.

Consideramos que en estricto sentido, bajo la definición incluida en la resolución CREG 141 de 2011 para variable 't', el valor del cargo de distribución a considerar debería ser el cargo vigente aprobado bajo la resolución CREG 011 de 2003.

Si este no fuera el caso y la CREG decidiera cambiar la definición de la variable 't', para que la comparación de costos se realice a partir de los cargos de distribución de gas que se calculen con base en la resolución CREG 202 de 2013, sugerimos que se permita que aquellos mercados con cargos de distribución aprobados en el año 2013 y que al 31 de diciembre de tenían muy baja demanda y unas altas inversiones ejecutadas, sean considerados como mercados nuevos y la comparación se realice a partir del cargo de distribución calculado bajo la metodología de costos medios de mediano plazo según la resolución CREG 202 de 2013, o que en su defecto se permita que la comparación se realice a partir de los costos medios hoy vigentes (CMMP, calculados bajo la resolución CREG 011 de 2003.

El asunto es que en tales mercados no aplica la comparación de costos económicos basada en los nuevos cargos calculados a partir de la Resolución CREG 202 de 2013, porque el cargo de distribución tendería a ser infinito y entonces la comparación sería impráctica.

Tampoco pareciera válido que por este hecho se tenga que renunciar a la integración de mercados, dado que dicha renuncia tendría un costo altísimo para los usuarios localizados en aquellos mercados de menor cantidad de pago".

RESPUESTA

Lo dispuesto en la Resolución CREG 141 de 2011 no forma parte de la metodología de distribución ni de la consulta realizada en la Resolución CREG 037 de 2014. No obstante, para claridad del tema se procede a dar las siguientes precisiones.

Esta resolución menciona en el numeral 1.1 del anexo que para la estimación de las variables $GT_{t(superior)}$ y $GT_{t(inferior)}$ se tendrán en cuenta los precios del gas natural que proviene de las fuentes de producción que la CREG considere se podrán utilizar para abastecer la demanda de los municipios que resultan beneficiados con la red tipo II.

De acuerdo con esto la Comisión para los mercados nuevos y que no cuenta con contratos podrá utilizar, entre otros, los precios máximo y mínimo obtenidos para los contratos de suministro con periodo de 5 años en la modalidad de firme y negociados para el sector regulado obtenidos de acuerdo con el mecanismo de comercialización

definido según disposición del artículo 25 y 27 de la Resolución CREG 089 de 2013.

Ahora bien, para los mercados existentes, conforme la norma, podrá contemplar si así lo considera conveniente, los precios obtenidos en los contratos celebrados por el distribuidor para cada uno de los mercados donde atiende.

Para los cargos de transporte y de distribución el anexo de la Resolución CREG 141 de 2011 establece claramente que corresponde a los cargos vigentes al momento de análisis:

Cargos_{h,m,t}: Pareja de cargos regulados para el tramo o grupo de gasoductos h , que esté vigente al momento del análisis, actualizada al mes m , expresada en dólares de los Estados Unidos de América de la fecha t por kpc. La CREG utilizará la pareja de cargos regulados en que λ_t sea igual a 0.80 y λ_v sea igual a 0.20 según lo dispuesto en el artículo 15 de la Resolución CREG 126 de 2010...(Subrayado fuera de texto)

Para el caso de distribución se indica:

Si la demanda a atender corresponde a un mercado relevante de distribución con cargo vigente, la variable $Dgas_t$ se estimará así:

$$Dgas_t = Dpromedio_t$$

Donde:

$Dgas_t$: Costo estimado de la distribución del gas natural, expresado en pesos de la fecha t por metro cúbico.

$Dpromedio_t$: Cargo promedio de distribución en el mercado relevante que será beneficiado por la red tipo II de transporte objeto de análisis, vigente al momento de análisis, expresado en pesos de la fecha t por metro cúbico. (Subrayado fuera de texto)

t : Fecha de referencia para realizar las comparaciones que corresponde al último día calendario del último mes para el cual se cuente con la información necesaria para realizar este análisis.

10.4. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

PROMIGAS

Gradualmente la regulación ambiental y urbanística en el país se ha vuelto más estricta, lo que implica que el costo asociado con la expansión de redes y/o la

reubicación forzada de redes, tiene tendencia creciente. Si bien, la CREG adoptó nuevos Costos Unitarios que aplicarían en estos casos, dichos costos se fijaron con base en información promedio actual y no cubren los costos en que efectivamente las empresas incurrirán en el mediano y largo plazo.

Con respecto a la valoración de las Unidades Constructivas más representativas en el caso del sistema de Distribución de Promigas, la tubería de acero, insistimos sobre las diferentes solicitudes que hemos realizado en el pasado, anotando que los montos reconocidos en los Anexos 6 y 8 no son totalmente consistentes con los requerimientos técnicos de este tipo de inversiones. Es así como, inquieta de manera especial la amplia diferencia que existe entre las valoraciones obtenidas para los mismos activos bajo las metodologías de transporte y distribución de gas natural, siendo estas últimas considerablemente inferiores a las primeras.

Algunos de los elementos que describen la unidad constructiva y que comedidamente solicitamos revisar, son las cantidades de material y las actividades definidas, teniendo en cuenta las características especiales de la infraestructura vial del sector donde se ubica el sistema de distribución en cuestión, entre estas, el espesor del pavimento, los altos niveles de aguas freáticas, la circulación de tráfico pesado y los drenajes industriales.

RESPUESTA

Los estudios realizados para las unidades constructivas fueron ampliamente divulgados y consultados con los agentes llevando al resultado que se estableció en la Resolución CREG 202 de 2013. Estos no son objeto de revisión en la Resolución CREG 037 de 2014.

10.5. CENTRO DE CONTROL

GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P. E-2014-003274

Se considera necesario realizar inversiones de importante magnitud para hacer actualizaciones y/o reposiciones sobre la tecnología utilizada en los Centros de Control durante el próximo período tarifario. Ante la metodología de corte transversal definida por la Resolución 202. No se dispone del mecanismo adecuado para solicitar el reconocimiento de dichos montos en el cálculo de la nueva tarifa, el cual debería operar de manera análoga al mecanismo de "reposición" definido para los gasoductos y otros activos que cumplen una vida útil de 20 años.

Es claro para las empresas el reconocimiento de una unidad constructiva como Centro de Control, pero esta debe dársele un tratamiento especial e incluir un delta para la reposición por cambio y/o actualización tecnológica, ya que estos tienen una vida útil de 5 años y requieren de dicho procedimiento para evitar que se tornen obsoletos en pocos años.

RESPUESTA

Los centros de control no pertenecen a los activos existentes realizados antes de la

entrada en vigencia de la Resolución CREG 011 de 2003 y por lo tanto no se incluyen dentro de los posibles para realizar reposición.

10.6. WACC

NATURGAS

La resolución GREG 037 de 2014, establece que quince días después de conocer el WACC las empresas deben presentar sus solicitudes de cargos. Consideramos que el espacio de tiempo propuesto por la Comisión es reducido, atentamente, solicitamos se amplíe a 30 días y sugerimos que dicho plazo sea máximo. En la reunión sostenida por las distribuidoras con la CREG los días once, doce y trece de marzo del presente año, la cual tuvo como objetivo conocer el aplicativo "APLIGAS", se concluyó que la herramienta aún necesita ajustes. Unido a lo anterior, se suma que se deben procesar empresarialmente las demás variables que están pendientes por definir. Otra consideración que le solicitamos a la CREG tener en cuenta es que las empresas presentan diversos procedimientos internos, sobre todo, las que tienen a su matrices fuera del país, lo cual, implica un tiempo adicional.

GAS NATURAL

Con la propuesta de modificación presentada mediante la Resolución CREG 037 de 2014, la Comisión amplía el plazo de presentación de los expedientes tarifarios a quince días hábiles siguientes a la firmeza de la resolución que apruebe la tasa de retorno (WACC) para la actividad de distribución de gas.

Esta medida que si bien es positiva, resulta insuficiente para que las empresas puedan tomar decisiones de viabilidad de integración de mercados o nuevas inversiones.

PROMIGAS

Con el propósito de tener un retorno acorde al negocio de distribución de gas natural, amablemente sugerimos que al momento de definir el WACC se debe incorporar los riesgos del curso ordinario del negocio con el cambio de metodología para la remuneración de la actividad de distribución, tales como:

a. Riesgo de cartera

Al incrementar considerablemente el cargo para los usuarios residenciales por el cambio de metodología tarifaria, teniendo en cuenta que el plan de expansión incluye principalmente zonas alejadas donde se dificultaba la gestión y la pérdida de competitividad frente al sustituto se acrecienta la probabilidad de dilatar los pagos de este tipo de clientes. Por otra parte, el requerimiento adicional de capital de trabajo dado el continuo desfase en el pago de los subsidios del FSRI por el incremento del déficit del fondo

b. Riesgo de demanda

El gas natural enfrenta la competencia de sustitutos en todos los sectores de consumo y en todos los usos. La metodología de costo medio histórico, o costo

medio de corte transversal, implica la asignación de un mayor riesgo para los Distribuidores, frente a la eventual pérdida de usuarios que tendrían un alto impacto en la demanda.

El impacto por pérdida de industriales importantes se podría presentar entre otras, por las siguientes razones:

- bypass energético (cambio de energético)
- liquidación o traslado de la industria.

Así mismo, mientras la conexión de grandes clientes a las redes de distribución, benefician de manera significativa a los pequeños consumidores embebidos en la red, en el momento de fijar tarifas, significan un riesgo no diversificadle para el Distribuidor, si tales clientes dejan de hacer uso del servicio con posterioridad a la aprobación de tarifas.

El servicio de distribución de gas, al contrario de lo que sucede con el de transporte de gas, se presta bajo la modalidad de "common carriage" y no bajo "contract carriage". Lo anterior implica que ningún usuario adquiere compromisos de uso de la infraestructura de redes del distribuidor estando obligado este último a darle acceso a las mismas en todo momento. La pérdida potencial de usuarios industriales es la que tendría efectos más adversos sobre las empresas. Estos usuarios que son los mayores consumidores de gas, son los que tienen mayor elasticidad de precio y por ende son muy sensibles frente a cualquier variación en los precios relativos del gas natural y sus sustitutos.

El impacto por pérdida de usuarios de gncv:

El segmento de gas natural vehicular en el país, se ha desarrollado esencialmente a través de procesos de conversión de vehículos a gasolina principalmente de servicio público, es decir, el gran volumen de vehículos convertidos, son taxis y vehículos de uso particular intensivos en consumo de combustible y una vida útil corta.

Teniendo en cuenta que la vida útil de los vehículos de servicio público es en promedio de cinco años, al final de los cuales, o bien el vehículo deja de ser de servicio público y por lo mismo deja de tener un consumo importante. Lo anterior implica que, para poder mantener los niveles de demanda actualmente existentes, es necesario que el sector en general implemente estrategias adicionales con el fin de lograr sostener dicha demanda, para lo cual se requiere mantener el régimen especial para el GNV y de esta forma ser consistente con el cambio regulatorio de corte transversal en el cual se deberían mantener las condiciones actuales que soportan esta demanda.

El impacto por pérdida de demanda residencial:

La reposición de gasodomeísticos por parte de los usuarios les da acceso a equipamiento de menor consumo debido a mejoras tecnológicas. A manera de ejemplo, las estadísticas muestran que el consumo promedio de los usuarios residenciales tiende a reducirse afectando a la baja el consumo per cápita y por ende los ingresos de mediano y largo plazo de los distribuidores.

c. Pérdida de competitividad

Está previsto que el programa piloto del Gobierno, que otorga subsidios al GLP se extiendan a todo el país. Las condiciones de competencia de los distribuidores de gas se verán afectadas, lo que causaría no solo la pérdida de algunos usuarios, sino la pérdida potencial de mercados. En la medida en que la inversión de los distribuidores de gas, se efectúa por redes de tubería, ocasionaría el hundimiento de inversiones.

La pérdida de cierta demanda difícilmente puede ser compensada a través de la variable “riesgo de mercado” implícita en el WACC.

Adicionalmente, solicitamos utilizar como fuente de información Damodaran ya que como sustenta la Universidad de Los Andes es la fuente más abierta al escrutinio público y tiene respaldo y reconocimiento internacional.

RESPUESTA

Mediante la Resolución CREG 083 de 2014 se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de descuento que se aplicará en las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por ductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, y generación y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas” y mediante la Resolución CREG 112 de 2014 se publica el proyecto de resolución “Por la cual se definen los valores de los delta beta ($\Delta\beta$) que se aplicarán en el cálculo de la tasa de descuento en las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por propanoductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”.

En los documentos que soportan dichas resoluciones se incluyen todos los aspectos considerados para la definición de la metodología del WACC.

En relación con el tiempo la comisión ha establecido el que considera prudente para que las empresas puedan hacer sus estimaciones antes de realizar las solicitudes tarifarias.

10.7. GASTOS AOM Y OTROS ACTIVOS

GAS NATURAL

“En el documento soporte de la Resolución CREG 037 de 2014³ la Comisión manifiesta que en abril del año en curso espera someter a comentarios la definición de la frontera estocástica y la función óptima que mejor estime el comportamiento de los gastos de AOM y otros activos, sin embargo no deja de ser una estimación que podría aplazar la definición de la frontera incluso hasta después de la emisión de la resolución que apruebe el WACC para la actividad de distribución de gas, siendo posible que su definición no sea correspondiente con la oportunidad para realizar análisis previos al interior de las empresas”.

³ Documento CREG 020 de 2014

28

"Otros Comentarios - Anexo 10.4 Otros gastos de Administración, operación y mantenimiento (AOM)

El literal c) del anexo 10.4 de la Resolución CREG 202 de 2013, establece que al resultado del AOM eficiente se le sumarán los gastos de AOM para revisiones periódicas que establezca la CREG conforme a las obligaciones establecidas a las empresas distribuidoras en la Resolución CREG 059 de 2012. También se establece que la información a reportar deberá coincidir con la información reportada a la CREG para esta actividad en las circulares 025 de 2009 y 016 de 2011.

Sobre este requerimiento de información es necesario aclarar que mediante la Resolución CREG 059 de 2012 se consideran nuevas obligaciones al distribuidor cuya vigencia inicia el próximo 1 de mayo de 2014, información que al ser nueva no coincidirá con los reportes de información de las Circulares 025 de 2009 y 016 de 2011".

PROMIGAS, GASES DE OCCIDENTE, GASES DEL CARIBE, SURTIGAS, EFIGAS,

Para evaluar el impacto de las diferentes alternativas que tengan los distribuidores en sus mercados, teniendo en cuenta que el cargo de distribución se compone de AO&M e inversiones, amablemente se solicita la definición de la función de "Gastos de AO&M" y de "Otros Activos"

INVERSIONES DE COLOMBIA

En la mencionada comunicación, sobre el reconocimiento de los gastos eficientes de AO&M, expusimos dos comentarios; el primero, relacionado con la inconveniencia de la propuesta de eliminar los incentivos para la búsqueda de eficiencias en gastos por parte de los agentes; el segundo, relacionado con la distribución porcentual de los gastos eficientes entre las actividades de distribución y comercialización.

Posteriormente, al publicarse el 19 de febrero de 2014 el documento D-146 2013, soporte de la Resolución CREG 202 de 2013⁴ (publicada el 15 de enero de 2014), observamos que si bien la Comisión transcribe los dos comentarios presentados por INVERCOLSA al tema del reconocimiento de gastos, sólo dio respuesta a la segunda observación indicando que: *"No se acogen los comentarios dado que los porcentajes entre distribución y comercialización corresponderán a lo que ha sido el comportamiento de estos costos durante los años anteriores"*⁵.

De acuerdo con lo anterior, y considerando que la Comisión no ha expuesto las razones para desechar nuestra primera observación, tal como lo debió hacer, según lo previsto en el Decreto 2696 de 2004⁶, respetuosamente solicitamos a la Comisión revisar y reconsiderar lo dispuesto en el punto 8, numeral 10.1 del

⁴ Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones.

⁵ Documento CREG 146 de 2013, págs. 458-459

Nit. 800 107 494-8 invercolsa@invercolsa.com.co Carrera 50 18A-75 Piso 3 Tel. (57.1) 5935990 Bogotá, D. C.

⁶ "Por el cual se definen las reglas mínimas para garantizar la divulgación y la participación en las actuaciones de las Comisiones de Regulación

Nit. 800.107.494-8 invercolsa@invercolsa.com.co Carrera 50 18A-75 Piso 3 Tel. (57.1) 5935990 Bogotá, D. C.

28

Anexo 10 de la Resolución CREG 202 de 2013, de acuerdo con las observaciones presentadas oportunamente por INVERCOLSA, y que ratificamos en los siguientes términos:

Reafirmando la propuesta planteada en la Resolución 090 de 2012, la Resolución CREG 202 de 2013 dispone en el Anexo 10, numeral 10.1, lo siguiente:

"8. El valor eficiente de gastos AOM a reconocer para la empresa, se determinará tomando el AOM anual, del año de la Fecha de Corte, reportado por la empresa y depurado por la Comisión conforme a lo reportado para la unidad de negocio de distribución y comercialización al SUI (cuentas 552 y 553) y comparado con el valor de AOM estimado por la función definida mediante la frontera estocástica. El mínimo de estos valores será seleccionado como el valor de AOM de distribución y comercialización a reconocer a la empresa.

$AOM_n \text{ eficiente} = \min[AOM_n \text{ estimado}, AOM_n \text{ reportado}]$

Tal como lo indicamos en nuestra comunicación previa, consideramos que mantener la propuesta de reconocer a los agentes el mínimo valor entre los gastos reportados por la empresa y el valor de los gastos AO&M eficientes calculados a partir de la ecuación de frontera estocástica, sería un grave error regulatorio, dado que con ello se elimina cualquier incentivo para la búsqueda de dichas eficiencias por parte de las empresas.

Insistimos también, en que según lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, en las fórmulas tarifarias, las Comisiones deben dar incentivos a las empresas para ser más eficientes que el promedio, y para apropiarse los beneficios de la mayor eficiencia. En consecuencia, la eliminación del incentivo a la generación de eficiencias y a la apropiación de los beneficios respectivos iría en contra de la disposición legal. El artículo 92 de La mencionada norma indica lo siguiente:

"Artículo 92. Restricciones al criterio de recuperación de costos y gastos de operación. En las fórmulas de tarifas las comisiones de regulación garantizarán a los usuarios a lo largo del tiempo los beneficios de la reducción promedia de costos en las empresas que prestan el servicio: v. al mismo tiempo, darán incentivos a las empresas para ser mas eficientes que el promedio, y para apropiarse los beneficios de la mavor eficiencia." (...)

Como se observa, la ley establece que el regulador debe dar los incentivos a las empresas para ser más eficientes que el promedio, y también debe permitir la apropiación de los beneficios a las empresas que alcancen dichos niveles de eficiencia; estos incentivos dispuestos en la ley, claramente no son potestativos sino mandatorios.

Por último, recalamos que más allá de la legalidad de la disposición de la CREG, si el regulador captura el 100% de las eficiencias alcanzadas por las empresas en el período tarifario anterior, los agentes no podrán financiar las inversiones necesarias para alcanzar nuevos niveles de eficiencia; esto generará indefectiblemente que, en el mediano plazo, la frontera de eficiencia para las actividades de distribución y comercialización en los siguientes períodos tarifarios se desplace a un nivel superior, con el consecuente impacto negativo sobre la tarifa al usuario final.

De acuerdo con todo lo anterior, respetuosamente solicitamos a la Comisión modificar la Resolución CREG 202 de 2013, de manera que la diferencia entre la frontera y los gastos de AO&M ejecutados sean apropiados por la empresa, incentivando a los agentes para incrementar sus actuales niveles de eficiencia.

RESPUESTA

Con anterioridad a la aprobación de cargos se publicará para consulta el documento que contiene las funciones óptimas para la determinación de los gastos de AOM para las actividades de distribución y comercialización y el porcentaje de otros activos. Este se presentará con antelación a la fecha de entrega de solicitudes tarifarias.

De otro lado, se aclara que para la determinación de los AOM eficientes se está utilizando un modelo econométrico basado en la metodología de frontera estocástica en donde el término del error cuenta con dos componentes: uno aleatorio el cual contempla ineficiencias y aspectos exógenos que se presentan por factores no controlables por parte de las empresas y el otro es la ineficiencia técnica, producto de la inadecuada gestión de los recursos.

La frontera de eficiencia considera aspectos tanto de la ineficiencia como del azar que pueden ocurrir producto de factores no controlables por parte la empresa, que para el caso de las actividades de distribución y comercialización de gas natural, pueden darse por la topografía, el estado de las vías terrestres, factores ambientales entre otros, que aunque afectan los resultados son imposibles de medir adecuadamente.

Por lo anterior, al momento de realizar el cálculo de la frontera eficiente la comisión adopta una metodología que contempla el error tanto por ineficiencia como por factores aleatorios.

Dicha metodología adopta como frontera eficiente aquella en la cual el error aleatorio es sumado a la frontera obtenida con la información reportada por la empresa, por lo tanto la comisión al momento del cálculo ha contemplado estos factores que afectan la eficiencia de la compañía pero que no pueden ser registrados adecuadamente.

Es decir, el error trata de estimar de alguna manera las eficiencias agrupadas de las empresas en una función donde se define un límite a reconocer pero que no necesariamente implica que deba ser el valor real de la empresa.

Por lo anterior, en el caso de presentarse la CREG considera adecuado reconocer el mínimo valor entre el AOM reportado y el estimado.

10.8. COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

NATURGAS

No es exacto afirmar que las reglas atinentes para la comercialización minorista se conocen una vez se cuente con las reglas para calcular los costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M). Es importante considerar que este elemento únicamente define el componente de gastos de la actividad

de comercialización. Una regla completa de comercialización implica que se conozca la manera como se remunerara integralmente dicha actividad, lo cual, trasciende, el componente de AO&M y, de acuerdo con ello, entre otros, las empresas: i) valoran diversos escenarios de competitividad, sustitutos etc., para atender a sus mercados y ii) calculan la inversión que se hará en el siguiente quinquenio. Visto lo anterior, cordialmente le solicitamos a la CREG se expida para comentarios, la regulación para esta actividad de manera integral y coordinada con los tiempos para la presentación de cargos de distribución.

GAS NATURAL

Un aspecto final que vale la pena resaltar corresponde a la definición de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización. Si bien en el Documento 020 de 2014 la Comisión manifiesta que gran parte de la remuneración de la comercialización queda definida una vez se establezca la función óptima de gastos de AOM, es necesario que previo a la presentación de las solicitudes tarifarias se establezca de manera definitiva tanto el procedimiento como los plazos para obtener la aprobación de dicho cargo.

PROMIGAS, GASES DE OCCIDENTE, GASES DEL CARIBE, SURTIGAS, EFIGAS,

Con el fin de poder hacer un análisis global del negocio, para los distribuidores es esencial la expedición de la metodología de comercialización previa a la solicitud tarifaria.

RESPUESTA

Como se indicó la comisión con anterioridad a la aprobación de cargos publicará para consulta el documento que contiene las funciones óptimas para la determinación de los gastos de AOM para las actividades de distribución y comercialización. Además se han publicado las resoluciones 103 de 2010, 157 de 2012, 131 de 2013 y 132 de 2013 para consulta, de las cuales ya se tienen los comentarios. Por esto, una vez se cuente con los resultados de la definición de los gastos AOM se expedirá la metodología de comercialización de forma oportuna para que coincidan o sean muy cercanas las fechas para la presentación de las solicitudes tarifarias de distribución y comercialización.

10.9. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO (A.S.E)

NATURGAS E- 2014-003204

En el documento de soporte (Documento CREG - 020 de 2014) de la Resolución CREG 037 de 2014 se afirma que el régimen de regulación para las ASE no es un tema esencial dentro de la metodología de distribución para solicitar cargos. Con el debido respeto por lo afirmado por el regulador, a juicio de Naturgas, éste no es solo un asunto esencial sino central dentro de la metodología, lo cual se funda en que el mercado compuesto por las ASE, se infiere, pasará a integrarse y regirse por las disposiciones metodológicas de distribución, esto, implica que, el eje cafetero, parte de: Cundinamarca, Boyacá, Valle, Huila y Tolima estarían sin regulación si La metodología no incluye a estos mercados.

Pero adicionalmente de la importancia que reviste el número de usuarios inmersos en estos mercados, es menester que se considere que los contratos de concesión están por vencerse en aproximadamente dos meses y que, una vez esto ocurra, si no se disponen de las reglas de regulación, ni las empresas ni el Ministerio de Minas y Energía tienen Competencia para implementar un esquema que llene la ausencia de regulación. Lo anterior, unido al derecho de las empresas y de sus usuarios para contar con una regulación, no solo es un tema “esencial” sino que se constituye en una condición necesaria dentro de la metodología.

GAS NATURAL

En el mismo documento se manifiesta que la definición de los parámetros para la aplicación de la metodología en Áreas de Servicio Exclusivo puede realizarse con posterioridad a la presentación de las solicitudes tarifarias, criterio que no muestra vínculo con lo establecido en el literal b. del segundo numeral del artículo 24 de la Resolución CREG 202 de 2013, según el cual el distribuidor deberá indicar en las solicitudes tarifarias “el interés de una futura agregación con la zona geográfica que conforma el Área de Servicio Exclusivo”. A nuestro entender, la manifestación de dicho interés debe ser el resultado de un análisis integral que permita identificar el mercado relevante óptimo, análisis que no podrá ser ejecutado con la indefinición de parámetros para dichas áreas.

PROMIGAS, GASES DE OCCIDENTE, GASES DEL CARIBE, SURTIGAS, EFIGAS

Con el fin de establecer la intención de integración de mercados al momento de la radicación de los expedientes tarifarios por parte de los distribuidores que atienden ASE y ASME, se solicita precisar cómo serán reconocidas las inversiones realizadas durante el tiempo de la concesión del área de servicio exclusivo o permitir a las empresas que atiendan ambas áreas de servicio establecer intención de integración posterior al establecimiento de las reglas de remuneración de dichas inversiones.

RESPUESTA

Mediante la Resolución CREG 091 de 2014 se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen los parámetros para que los distribuidores que prestan el servicio de distribución de gas combustible por redes de tubería en zonas geográficas que dejan de ser áreas de servicio exclusivo presenten la solicitud de cargos de distribución bajo la metodología prevista en la Resolución CREG 202 de 2013”. En este se incluyen los aspectos que faltaban por definir para que las áreas que dejan de serlo puedan aplicar la metodología definida en la Resolución CREG 202 de 2013.

10.10. APLIGAS

GAS NATURAL

Otra condición previa a considerar corresponde con la definición del aplicativo “APLIGAS”, el cual, según lo anunciado mediante Circular CREG 010 de 2014,

deberá ser utilizado para el reporte de información correspondiente a las solicitudes tarifarias de aprobación de cargos de distribución conforme a la metodología definida en la Resolución CREG 202 de 2013. Si bien la concepción del aplicativo responde adecuadamente a las necesidades de procesamiento de la información de la Comisión, atentamente solicitamos que la disposición de su versión final se coordine con la firmeza de la resolución que apruebe el WACC de distribución de gas.

Para las empresas distribuidoras es de suma importancia tener completa claridad del procedimiento a ejecutar para la presentación de los expedientes tarifarios, incluyendo la definición de si se dispondrá o no de dicha herramienta dentro de los plazos previstos.

PROMIGAS, GASES DE OCCIDENTE, GASES DEL CARIBE, SURTIGAS,EFIGAS

Es de vital importancia para las distribuidoras tener el Apligas disponible y funcionando adecuadamente con tiempo suficiente para hacer las respectivas validaciones previo a la radicación de expedientes tarifarios; siempre y cuando la CREG determine este medio de información como el mecanismo de presentación obligatoria según el artículo 6.1 literal b de la resolución 202 de 2013.

RESPUESTA

La Comisión indicará oportunamente la herramienta a utilizar para hacer las solicitudes tarifarias.

10.11. UNIDADES CONSTRUCTIVAS GEOREFERENCIACION

GASES DEL CARIBE, EFIGAS

Las unidades constructivas del periodo tarifario concluido no se encuentran georreferenciadas, salvo las estaciones de regulación y medición. Cabe anotar que como distribuidora si tenemos georreferenciadas las redes, entiéndase como tubería, pero no las unidades constructivas. Si la intención de la CREG es solicitar georreferenciación de todas las unidades constructivas, tal y como lo establece el Artículo 13.3 de la Resolución, deben ser remuneradas a las empresas. Por otro lado, en el anexo 18, se solicitan las coordenadas pero no indican el tipo de coordenada. Adicionalmente, deberían indicar la precisión de la georreferenciación así mismo como el procedimiento para tomar las coordenadas.

RESPUESTA

Mediante Circular se indicará de forma detallada como se debe reportar esta información.

10.12. GNCV- TRATAMIENTO ESPECIAL

PROMIGAS

Las disposiciones establecidas por medio de la resolución 018 de 2004 en relación con el cargo de distribución para el sector vehicular, facilitaron el desarrollo de la industria del GNGV en Colombia en la medida que (1) obligaban un tratamiento equitativo para todos los puntos de abastecimiento de GNGV independientemente de su nivel de madurez ,reflejado en el volumen de venta y (2) permitió disponer a la industria de los recursos requeridos para contribuir con el sostenimiento de una demanda que, como se ha mencionado anteriormente, se caracteriza por frecuentes períodos de reposición de usuarios (principalmente vehículos de servicio público).

De esta manera, el marco regulatorio vigente no solo creó el contexto adecuado para el desarrollo consistente de una red de estaciones de servicio en el país, sino que viabilizó la implementación de los mecanismos de promoción necesarios para alcanzar penetraciones importantes en los segmentos intensivos en consumo de combustible vehicular, principalmente orientados a reducir las inversiones en la conversión de los vehículos (bonos de descuento en conversiones y transformaciones, publicidad, homologaciones de vehículos 0 km, etc).

Teniendo en cuenta que dichas disposiciones solo serán aplicables durante el periodo de vigencia de la Resolución GREG 011 de 2003, resulta preocupante suponer que este mecanismo dejará de estar vigente con la definición tarifaria del siguiente periodo, máxime considerando que nos enfrentamos a una metodología que aplica corte transversal de demanda para calcular los ingresos regulados del negocio de distribución y que, el resultado del mecanismo vigente favorece las tarifas de distribución que hoy están en proceso de determinación, por cuenta de la demanda alcanzada en el sector vehicular.

Aunque la metodología de corte transversal supone que los mercados se encuentran en un estado de madurez avanzado, y que difícilmente sus demandas mostrarán volatilidad en el tiempo, es necesario anotar que el proceso chatarrización característico del segmento vehicular marca una diferencia importante frente a otros. El nivel estable de demanda observado en los últimos años, que podría ser característico de un mercado maduro, para este sector en particular ha estado acompañado de un intenso proceso de gestión de clientes necesario para reemplazar los cerca de 40,000 vehículos a gas natural que anualmente salen de circulación en el país.

En este orden de ideas, con el propósito de hacer coherente un corte transversal en la demanda vehicular, solicitamos establecer un nuevo tratamiento especial para el sector que equipare las condiciones futuras a las que en el pasado permitieron alcanzar los volúmenes actuales de gas natural, permitiendo disponer al sector de los recursos necesarios para garantizar las tasas de conversión requeridas para propiciar la sostenibilidad de la demanda.

RESPUESTA

Estos aspectos fueron consultados mediante la Resolución CREG 090 de 2012. De otro lado y conforme las elasticidades tan disímiles de la demanda que enfrentan los distribuidores, llevó a permitir una canasta de tarifas estructurada por tipo de usuario. Lo anterior, conduce a los mismos resultados que se tenían anteriormente, como era aplicar una tarifa para GNV diferente así estuviera en un rango de consumo igual al de otro usuario. La comisión considera que esta medida puede ofrecer las herramientas para atender al sector del GNV acorde a los riesgos de demanda que se enfrentan en este sector en particular.

10.13. SOLICITUD DE CARGOS TRANSITORIOS

GASES DEL CARIBE

“... solicitamos a la CREG la aprobación de un Cargo de Distribución y un Cargo de Comercialización transitorios, con base en la Resolución CREG-202 de 2013, con el fin de prestarle el servicio de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería a los municipios de San Zenón, San Sebastián de Buenavista, Santa Bárbara de Pinto, Pijiño del Carmen y Guamal, ubicados en el departamento del Magdalena, aún cuando se encuentren por definir algunos aspectos en la regulación para fijar los cargos de distribución. Esta solicitud la hacemos atendiendo que los usuarios de los municipios antes citados han solicitado el acceso al servicio público de gas natural, derecho que está protegido constitucionalmente, y que solo por causas establecidas en la ley en la regulación, podrá negarse su prestación. Lo anterior teniendo en cuenta las siguientes disposiciones legales:

Artículo 365 Constitución Política de Colombia

Artículo 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares.

En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de Interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita.

Artículo 2 de la Ley 142 de 1994:

"Intervención del Estado en los servicios públicos. El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley,

en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:

2.8. Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación". (Subrayado Fuera de Texto).

Artículo 134 de la Ley 142 de 1994:

"Del derecho a los servicios públicos domiciliarios. Cualquier persona capaz de contratar que habite o utilice de modo permanente un inmueble, a cualquier título, tendrá derecho a recibir los servicios públicos domiciliarios al hacerse parte de un contrato de servicios públicos. (Subrayado Fuera de Texto).

Artículo 3 de la Resolución CREG-108 de 1997:

"Criterios Generales. Las relaciones que surgen del contrato de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y de distribución de gas combustible por red de ductos, se desarrollarán dentro de los principios consagrados en las Leyes 142 y 143 de 1994, y el Decreto 1842 de 1991. Siempre que no contradigan tales leyes, con sujeción a los siguientes criterios generales sobre protección de los derechos de los suscriptores o usuarios de los servicios:

2) De acceso al servicio. Quienes de conformidad con las disposiciones legales puedan celebrar el contrato de servicios públicos, y se sujeten a las condiciones técnicas exigibles para la conexión a cada uno de estos, tendrán derecho a recibir tales servicios, sin perjuicio de que la empresa pueda acordar estipulaciones especiales con uno o algunos usuarios. (Subrayado Fuera de Texto).

Artículo 3 del Decreto 1842 de 1991:

"Del derecho a los servicios públicos domiciliarios. Toda persona o grupo de personas tienen derecho a solicitar y obtener los servicios públicos domiciliarios. Bastará la prueba de la habitación de personas para ser titular

Del derecho. La prueba de la habitación podrá efectuarse mediante cualquiera de los medios previstos en el artículo 175 del Código de Procedimiento Civil.

Las empresas de servicios públicos a las que se refiere el inciso anterior, sólo podrán negar las solicitudes de servicios por razones de carácter técnico y/o por no encontrarse dentro del programa de inversiones de la empresa, el cual deberá estar acorde con el plan de desarrollo del municipio o distrito respectivo.

En todo caso, las empresas de servicios públicos domiciliarios atenderán preferiblemente las solicitudes de los ocupantes de viviendas de interés social, mediante la conexión efectiva del servicio o la legalización del mismo". (Subrayado Fuera de Texto).

Una vez la CREG defina la "Tasa de Retorno" y las funciones de Frontera Estocástica que determinarán los "Gastos de Administración Operación y Mantenimiento - AOM" a reconocer y los porcentajes de "Otros Activos" a aplicar, la empresa solicitará Cargos de Distribución para todos los Mercados Relevantes actualmente servidos y por servir, Incluyendo los municipios de San Zenón, San Sebastián de Buenavista, Santa Bárbara de Pinto, Pijiño del Carmen y Guamal, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 5.2, Literal iii) de la Resolución CREG-202 de 2013...."

RESPUESTA

Es claro que el proceso que se ha llevado a cabo con los actores interesados para la definición de la metodología del WACC ha sido necesario analizar otras variables que afectan el cronograma inicialmente previsto para su determinación.

Sin embargo, aunque la metodología no prevé la posibilidad de utilizar parámetros transitorios para aprobar cargos de distribución y comercialización de gas combustible por redes de tubería, es necesario que los mercados relevantes que se conformen con municipios nuevos, los cuales no tienen cargos aprobados se les definan para el inicio de la prestación del servicio.

Adicionalmente, se tiene conocimiento que algunos distribuidores recibirán prontamente recursos estatales provenientes del Fondo Especial Cuota de Fomento o Sistema General de Regalías, implicando la necesidad de tener cargos aprobados para iniciar sus inversiones y la prestación del servicio.

Por lo tanto, se considera pertinente generar medidas que permitan sólo a los mercados relevantes que se conformen con municipios nuevos solicitar cargos conforme a los criterios definidos en la Resolución CREG 202 de 2013 pero utilizando la tasa de retorno WACC establecida en la Resolución CREG 069 de 2006 y la metodología para la definición de gastos de AOM eficientes considerada en la Resolución CREG 011 de 2003. Estos parámetros serán transitorios hasta tanto se establezcan el WACC y los gastos AOM eficientes conforme se establece en la resolución CREG 202 de 2013.

De acuerdo con lo anterior se incluirá en la Resolución que para los Nuevos Mercados de Distribución que presenten solicitudes tarifarias con anterioridad a la fecha de la firmeza de la Resolución que apruebe la Tasa de Retorno (WACC) para la actividad de Distribución de Gas, se les aprobará los Cargos de Distribución conforme a los siguientes parámetros.

1. Tasa de Retorno: El valor de Tasa de Retorno o WACC a utilizar para el Cálculo de los Cargos de Distribución corresponderá a la definida en la Resolución CREG 069 de 2006.

2. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM): La metodología a utilizar para la definición de los gastos de AOM eficientes corresponderá a la establecida en el numeral 7.4 de la Resolución CREG 011 de 2003.

Los distribuidores que solicitaron y se les aprobaron cargos de Distribución para los Nuevos Mercados de Distribución utilizando los parámetros transitorios, dentro de los (30) treinta días siguientes contados a partir de la firmeza de la Resolución que apruebe la Tasa de Retorno (WACC) para la actividad de Distribución de Gas por redes de tubería, podrán hacer nuevamente solicitud de aprobación de cargos a la Comisión, como Nuevo Mercado de Distribución o anexándose a Mercados Existentes de distribución, calculados con la tasa de retorno para la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y los gastos eficientes AOM determinados conforme a la Resolución 202 de 2013.

10.14. FECHA DE CORTE

Se ha considerado procedente establecer la fecha de corte para las solicitudes tarifarias de períodos tarifarios concluidos o de solicitudes de cargos promedios de distribución que no hayan estado vigentes durante cinco (5) años pero que deciden acogerse a la metodología establecida en la Resolución CREG 202 de 2013 como el 30 de junio de 2014. Esto con el fin de reconocer las inversiones de los activos realizadas hasta esa fecha.

11. ANEXO 3 – VERIFICACION DE ACTIVOS

La Resolución CREG 202 de 2013, por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones, establece en el Anexo 3 el procedimiento para la verificación sobre los activos reportados por las empresas distribuidoras de gas combustible por redes, para determinar los cargos por uso de los sistemas de distribución.

En este anexo se establecen dos instancias de verificación. La Tipo 1, con una confiabilidad mayor del 90% y un error relativo del 5%, define los criterios de aceptación o inconsistencia de la información y cuando estas no sean debidamente justificadas en los plazos definidos, se determina un criterio económico superior al 0.5% del costo total de los activos de la muestra estimadas con las cantidades correctas, como criterio de rechazo de la información reportada. Ante el eventual rechazo de la información de la empresa distribuidora, ésta debe presentar nuevamente la misma, corregir aquella que presenta inconsistencias y solicitar una nueva verificación Tipo 2.

La verificación Tipo 2 exige una confiabilidad mayor del 95% y un error relativo del 5%. Los criterios de aceptación o rechazo de la información son los mismos que los establecidos para la verificación tipo 1. El distribuidor deberá solicitar una vez más los cargos de distribución y la verificación sobre el total de la información reportada.

CAMBIOS EN LA METODOLOGÍA

La CREG decide la adaptación y aplicación de la Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 2859-1, *Procedimiento de muestreo para inspección por atributos*. La misma

permite disminuir el número de la muestra, a través de una inspección normal, con una confiabilidad del 96% y un Nivel Aceptable de Calidad del 4%, tanto para la verificación Tipo 1 como para la verificación Tipo 2.

1. Verificación Tipo 1

Se mantienen los criterios de aceptación de la información y se acepta un desfase en longitud de red hasta de máximo un 10% con relación a la longitud reportada. Los de rechazo, o no conforme, adiciona desfases en longitud de red superiores a un 10% con relación a la longitud reportada. Se mantiene el criterio económico superior al 0.5% del costo total de los activos de la muestra rechazada, estimadas con relación a las cantidades correctas, como criterio de rechazo la información reportada.

La CREG podrá decretar recolección de pruebas o analizar la información en su contexto, que le permita reconsiderar o ratificar los hallazgos y resultados de la verificación.

Los demás criterios se mantienen igual.

2. Verificación Tipo 2

La verificación Tipo 2 tiene los mismos criterios de aceptación o rechazo de la información que los establecidos para la verificación Tipo1. Se diseña el tamaño de la muestra para una inspección estricta que garantice una confiabilidad global mayor del 96% y un nivel aceptable de calidad o porcentaje de ítems no conformes menor al 4%. La CREG podrá decretar recolección de pruebas o analizar la información en su contexto, que le permita reconsiderar o ratificar los hallazgos y resultados de la verificación.

Si en este caso se rechaza nuevamente la información, la Comisión informará a la Superintendencia de Servicios Públicos para que adelante las acciones de su competencia, y el distribuidor deberá solicitar una vez más la aprobación de los cargos de distribución y la verificación sobre el total de la información reportada.

Los costos de las Verificaciones Tipo 2 serán cubiertos por la empresa distribuidora y la CREG en partes iguales.

Se define las consecuencias de un segundo rechazo de la información verificada con una muestra ampliada, cuando a una empresa distribuidora le sea rechazada la información en segunda verificación, la Comisión fijará los Cargos Máximos de distribución con un valor equivalente al 90% del cargo más bajo aprobado a las empresas según la presente metodología, sin perjuicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar.

12. ANEXO 9 – OTROS ACTIVOS

En la resolución de modificación se aclara que los porcentajes de Otros Activos eficientes que se reconocerán durante el próximo periodo tarifario por concepto de

Otros Activos, se determinarán a través de un modelo estadístico. Esto dado a que se cometió un error de transcripción al indicar que era de frontera estocástica.

De igual manera, se señala que el Director Ejecutivo podrá solicitar a las empresas información adicional a la descrita en el anexo 9, independientemente de si esta se encuentra en actuaciones administrativas que se surtieron o se surtan al interior de la Comisión y que en el documento que será sometido a comentarios y que se describe en el procedimiento anterior se detallará la información utilizada para establecer la función óptima con la cual se determinará el porcentaje máximo a reconocer por concepto de otros activos para el siguiente periodo tarifario.

Adicionalmente, en la resolución se aclara que el porcentaje resultante de otros activos se aplicará solo al monto de la inversión en Activos Inherentes a la operación

13. CUESTIONARIO DE LA SIC

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS

OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN: "Por la cual se modifica y adiciona la Resolución CREG 202 de 2013."

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:

COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS, CREG

RADICACIÓN:

Bogotá, D.C. _____

No.	Preguntas afectación a la competencia	Sí	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros		X		En ningún momento de parte de la propuesta que se está presentando, se está trasgrediendo el principio de igualdad, dejando la posibilidad para que

	eventos, cuando el proyecto de acto:				<p>cualquier empresa que cumpla con las condiciones establecidas en la Ley 142 de 1994 pueda prestar el servicio de Gas Natural.</p> <p>De igual manera no se establecen barreras de entradas a través de la necesidad de contar con permisos o licencias para poder operar y actuar dentro del mercado.</p> <p>De igual forma no se observa que limite la capacidad para ofrecer bienes o servicios.</p> <p>Y no se observa que genere barreras geográficas o elevar los costos de entrada o salida de las empresas en el mercado.</p> <p>Finalmente no incrementa los costos de manera significativa, pues ha de dejarse en claro que se cumplen con los criterios dentro de los cuales se deben establecer los regímenes tarifarios.</p>
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		

1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X			
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X			
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:					
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X			
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X			
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X			
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X			
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X			
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X			

2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		En relación con este punto debemos observar que la propuesta en ningún momento se encuadra dentro de las preguntas que se relaciona con el aspecto referente a la reducción de incentivos para competir entre ellas.
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		

3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X			
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X			
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X			
4.0	CONCLUSIÓN FINAL		X			<p>El acto administrativo pretende aclarar algunos aspectos relacionados con la metodología de remuneración de la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería definida mediante la Resolución CREG 202 de 2013.</p> <p>Las aclaraciones surgen de la solicitud por parte de los agentes realizadas mediante comunicaciones y con el propósito de que sean incluidas antes de que inicie su aplicación la mencionada norma.</p>

