



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN N° 044 DE 2012

(24 ABR. 2012)

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional"

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO QUE:

Mediante Resolución CREG 068 de 2002, publicada en el *Diario Oficial* No. 44.984 del 1 de noviembre del mismo año, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se definiría el costo regulado de comercialización de electricidad a aplicar a usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario.

Según lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución CREG 068 de 2002, con dicho acto se dio inicio al trámite tendiente a establecer la fórmula tarifaria para determinar el costo regulado de comercialización.

Con fundamento en las observaciones recibidas a la propuesta contenida en la Resolución CREG 068 de 2002, y teniendo en cuenta las diversas acciones adelantadas por la Comisión desde el año 2002, así como las diferentes disposiciones de política pública adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía, se define el proyecto que contiene la nueva metodología para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica.

Conforme a lo dispuesto por el numeral 11.4 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004, "*tres (3) meses antes de la fecha prevista para que inicie el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, se deberán hacer públicos en la página Web*

Oce

Gaud CPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

de la Comisión los proyectos de metodologías y de fórmulas, los estudios respectivos y los textos de los proyectos de resoluciones."

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 517 del 24 de abril de 2012, aprobó hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. Hágase público el proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

Artículo 2. Presentación de comentarios, observaciones y sugerencias. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las Autoridades Municipales y Departamentales competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a los demás interesados, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta en el término de los dos (2) meses siguientes a la fecha de publicación de la presente resolución en la página web de la CREG.

Artículo 3. Información. Infórmese en la página web de la CREG la identificación de la dependencia administrativa y de las personas a quienes se podrá solicitar información sobre el proyecto y hacer llegar las observaciones, reparos o sugerencias, y los demás aspectos previstos en el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

Artículo 4. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a los 24 ABR. 2012



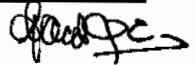
TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA

Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y
Energía
Presidente



GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo



Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO QUE:

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, es función de la Comisión regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible y en los demás casos la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 atribuyó a las Comisiones de Regulación la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

El artículo 23 de la Ley 143 de 1994 asignó a la Comisión la función de aprobar las fórmulas tarifarias y las metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados.

Los artículos 87 de la Ley 142 de 1994 y 44 de la Ley 143 del mismo año establecen que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

En virtud del principio de eficiencia económica, definido en el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, "(...) se deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo."

Ces

Alvaro Gómez

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

En virtud de este mismo principio de eficiencia económica establecido en el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley, "(...) el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo (...)", (...) que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia (...)".

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en numeral 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable.

El numeral 87.7 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 dispone que "(...) si llegare a existir contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que, para una empresa eficiente, las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera".

De conformidad con el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994 "(...) toda tarifa tendrá un carácter integral en el sentido que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras (...)".

Según lo dispuesto por el numeral 88.1 del artículo 88 de la Ley 142 de 1994, "(...) la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas (...)".

De conformidad con lo establecido en el numeral 90.2 del artículo 90 de la Ley 142 de 1994, podrá incluirse dentro de las fórmulas tarifarias un cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso.

El artículo 91 de la Ley 142 de 1994 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

El artículo 125 de la Ley 142 de 1994 establece los criterios para la actualización de las tarifas.

De conformidad con lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas.

Mediante Resolución CREG 068 de 2002, publicada en el *Diario Oficial* No. 44.984 del 1 de noviembre del mismo año, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros

dey

DRG/CPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

interesados las bases sobre las cuales se definiría el costo regulado de comercialización de electricidad a aplicar a usuarios regulados del SIN para el siguiente período tarifario.

Según lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución CREG 068 de 2002, con dicho acto se dio inicio al trámite tendiente a establecer la fórmula tarifaria para determinar el costo regulado de comercialización.

En el año 2003 se expidió la Ley 812, Ley del Plan Nacional de Desarrollo del periodo 2002 – 2006, que en sus artículos 64 y 65 introdujo políticas de universalización del servicio.

En el año 2003 el Gobierno Nacional expidió los Decretos 3734 y 3735, mediante los cuales se reglamentaron los artículos 64 y 65 de la Ley 812 de 2003.

En el año 2004 la Comisión inició un estudio para identificar cada uno de los componentes de costos que se deben considerar para determinar la remuneración de la actividad de comercialización. Dicho estudio se presentó a la industria en el año 2005 y sirvió como base para los análisis de costos fijo y variable.

En el año 2005 la Comisión contrató el estudio "Aspectos Fundamentales de la Introducción de Competencia en el Mercado Minorista Eléctrico", desarrollado por NERA Economic Consulting, en el que se identificaron alternativas de comercialización bajo un esquema de competencia.

La Comisión contrató con la empresa Desarrolladora de Proyectos de Ingeniería, DEPI Ltda., en el año 2006, una asesoría para el seguimiento de los estándares de la calidad comercial del servicio de energía eléctrica, cuyo objetivo era la determinación de los indicadores y metas de calidad de comercialización del servicio de energía eléctrica.

Para el establecimiento del factor riesgo de cartera la Comisión contrató el estudio "Metodología para la Determinación del Riesgo de Cartera en la Actividad de Comercialización de Electricidad" con el consultor Rafael de Jesús Bautista y el documento final fue publicado mediante circular CREG 026 de 2006.

En el año 2007 se sancionó la Ley 1151, Por la cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2006 – 2010. Esta Ley prorrogó la vigencia del artículo 64 de la Ley 812 de 2003.

El Gobierno Nacional expidió el Decreto 387 de 2007, por medio del cual se establecieron las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica.

.../...

.../... Cpc

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

El Decreto 4978 de 2007 reitera lo dispuesto en el Decreto 3735 de 2003 por medio del cual se reglamentan los artículos 63 y 64 de la Ley 812 de 2003, en relación con el programa de normalización de redes eléctricas y los esquemas diferenciales de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

El Decreto 4977 de 2007 modificó el Decreto 387 de 2007, particularmente en lo relativo al cobro de los costos fijos de comercialización a usuarios de estratos 1 y 2.

La Comisión sometió a consideración de agentes, usuarios y terceros interesados el Documento CREG 044 de 2007, *"Esquema de Comercialización Minorista para el Sector Eléctrico"*.

En el mes de diciembre de 2007, la CREG expidió la Resolución 119, mediante la cual se estableció la fórmula tarifaria para determinar el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios regulados.

En el año 2009 el Gobierno Nacional expidió el Decreto 3414, el cual condicionó la aplicación del cargo fijo por factura, dispuesto en el Decreto 387 de 2007, a que el Ministerio de Minas y Energía establezca que dispone de los recursos suficientes para sufragar los costos adicionales en materia de subsidios.

En el año 2011 se sancionó la Ley 1450, por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014. El artículo 276 de esta ley prorrogó la vigencia del artículo 64 de la Ley 812 de 2003.

Con fundamento en lo dispuesto en la Ley 1450 de 2011 el Gobierno Nacional expidió el Decreto 0111 de 2012, el cual desarrolló entre otros aspectos lo relativo a los esquemas diferenciales de prestación del servicio.

Para definir el factor de productividad de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia, la Comisión contrató un estudio con la Universidad Colegio Mayor Nuestra Señora del Rosario. El informe final de la consultoría se publicó mediante circular CREG 038 de 2011.

Con la expedición de la Resolución CREG 158 de 2011 se modificaron algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista.

Algunos agentes, en los comentarios presentados a la Resolución CREG 143 de 2010, solicitaron la revisión del costo reconocido por la constitución de garantías ante el Mercado Mayorista de Energía, regulado a través de la Resolución CREG 036 de 2006, con ocasión de las modificaciones al reglamento de dichas garantías.

ew

Paul CPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

En el Documento CREG 123 de 2011 se señaló que las consecuencias de la modificación del ciclo de efectivo de la actividad de comercialización de energía eléctrica, derivada de la aplicación de las resoluciones CREG 156, 157, 158 y 159 de 2011, se analizarían en el marco de la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización.

Con fundamento en las observaciones recibidas a la propuesta contenida en la Resolución CREG 068 de 2002, y teniendo en cuenta las diversas acciones adelantadas por la Comisión desde el año 2002, así como las diferentes disposiciones de política pública adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía, se define el proyecto que contiene la nueva metodología para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica.

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. La presente Resolución tiene por objeto establecer los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de Comercialización de energía eléctrica a Usuarios regulados en el sistema interconectado nacional, SIN.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta Resolución se aplica a todas las personas que, estando organizadas en alguna de las formas dispuestas por el Título I de la Ley 142 de 1994, desarrollan la actividad de Comercialización de energía eléctrica a Usuarios regulados en el SIN.

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y ASPECTOS GENERALES

Artículo 3. Definiciones. Para efectos de la presente Resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, y en resoluciones vigentes que tratan los aspectos relativos a la actividad de Comercialización, las siguientes:

Comercialización: actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los Usuarios finales, conforme a lo señalado en el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1994.

Costo Base de Comercialización: Componente de la fórmula tarifaria que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los Comercializadores de energía eléctrica que actúan en el mercado regulado y que se causan por Usuario atendido en un Mercado de Comercialización.

QEL

Gloria CPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

Costo Unitario de Prestación del Servicio: Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al Usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura (\$/factura) que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, o aquella que la modifique o sustituya, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

Margen de Comercialización: Margen a reconocer a comercializadores que atienden Usuarios regulados, que refleja los costos variables de la actividad.

Mercado de Comercialización: Conjunto de Usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local, servido por un mismo operador de red, y los conectados al sistema de transmisión nacional del área de influencia del respectivo operador de red.

Prestador de Última Instancia: agente seleccionado para realizar la actividad de Comercialización de energía eléctrica cuando el prestador que ha sido escogido por un Usuario no puede prestar el servicio por las causas definidas en la regulación.

Usuario: persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

Artículo 4. Régimen de libertad regulada. Las empresas que desarrollan la actividad de Comercialización, al fijar sus tarifas a los Usuarios finales regulados, quedan sujetas al régimen de libertad regulada previsto en los artículos 14.10 y 88.1 de la Ley 142 de 1994.

Toda empresa que preste el servicio público de Comercialización determinará con la fórmula tarifaria general aprobada en la Resolución CREG 119 de 2007 y con la metodología establecida en esta resolución, las tarifas que aplicará a los Usuarios finales regulados.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LOS COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS

Artículo 5. Metodología para el cálculo de los costos de Comercialización. El Costo Base de Comercialización y el Margen de Comercialización de que trata la fórmula tarifaria general establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, se determinarán con base en lo contenido en esta resolución.

cuy

Gloria CPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

Artículo 6. Costo Base de Comercialización, Cf. El valor del Costo Base de Comercialización será calculado, para cada Mercado de Comercialización, conforme a la siguiente ecuación:

$$Cf_{0,j} = 13280 - 1654 \ln|USU_j| + 1431 \ln[RED_j] + V_j$$

Donde:

$Cf_{0,j}$: Costo Base de Comercialización del Mercado de Comercialización j , expresado en pesos de mayo de 2011.

USU_j : Número de Usuarios regulados del Mercado de Comercialización j atendidos por el comercializador integrado con el operador de red del Mercado de Comercialización j , de dos meses anteriores a la fecha de cálculo. La fuente de esta información corresponderá al número total de usuarios reportados en los formatos 2 y 3 de la Resolución SSPD 20102400008055.

RED_j : Longitud de la red de distribución de nivel II y III del Mercado de Comercialización j , expresada en kilómetros.

V_j : Parámetro de ajuste por variables no observadas correspondientes al Mercado de Comercialización j , expresado en pesos de mayo de 2011.

Los valores de la variable V_j para cada Mercado de Comercialización se encuentran en el ANEXO 1 de esta Resolución.

Parágrafo 1: En el caso de nuevos mercados, o de mercados que se dividan, la variable V_j se considerará igual a cero.

Parágrafo 2: En el caso de que dos o más mercados de comercialización se unifiquen, el valor de la variable V_j será igual a un promedio ponderado, por número de Usuarios, de los valores V_j de los respectivos mercados.

Artículo 7. Actualización del Costo Base de Comercialización. El Costo Base de Comercialización se actualizará mensualmente utilizando la siguiente fórmula:

$$Cf_{m,j} = Cf_{0,j} \times (1 - X) \times \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

$Cf_{m,j}$: Costo Base de Comercialización para cada Mercado de Comercialización j , expresado en pesos por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.

Cuy

Gaud SPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

- $Cf_{0,j}$: Costo Base de Comercialización para cada Mercado de Comercialización j , expresado en pesos por factura, calculado conforme al Artículo 6 de esta Resolución.
- IPC_{m-1} : Índice de precios al consumidor reportado por el DANE para el mes $m - 1$.
- IPC_0 : Índice de Precios al Consumidor reportado por el DANE para mayo de 2011.
- X : Factor de productividad acumulado para la actividad de Comercialización de energía eléctrica. Durante el primer año calendario de vigencia de la metodología esta variable tendrá un valor igual a cero, el cual se incrementará 0,71% cada año calendario.

Artículo 8. Costo variable de Comercialización, $C_{i,j,m}^*$. El costo variable de Comercialización se determinará con base en la siguiente expresión:

$$C_{i,j,m}^* = (G_{i,j,m-1} + T_{m-1} + D_{1,j,m-1} + PR_{1,j,m-1} + R_{i,m-1}) \times (mo + RC_{i,j,m} + CFE_{i,j,m})$$

Donde:

- $C_{i,j,m}^*$: Costo variable de la actividad de Comercialización para el Comercializador i , del Mercado de Comercialización j , en el mes m .
- $G_{i,j,m-1}$: Costo de compra de energía para los Usuarios regulados del comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , en el mes $m - 1$, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- T_{m-1} : Costo por uso del sistema de transmisión nacional para el mes $m - 1$, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- $D_{1,j,m-1}$: Costo por uso de sistemas de distribución correspondiente al nivel de tensión 1, en el Mercado de Comercialización j , para el mes $m - 1$, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- $PR_{1,j,m-1}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión 1, en el Mercado de Comercialización j , para el mes $m - 1$, determinado conforme se

044

044

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

- $R_{i,m-1}$: Costo de restricciones y de servicios asociados con generación, asignados al comercializador i , en el mes $m - 1$, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- mo : Margen operacional definido por la CREG de acuerdo con el Artículo 9 de esta Resolución.
- $RC_{i,j,m}$: Riesgo de cartera del comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el mes m , calculado de conformidad con lo establecido en el Artículo 10 de esta Resolución.
- $CFE_{i,j,m}$: Factor que compensa por los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la actividad de Comercialización, del comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el mes m . Este factor deberá ser calculado de conformidad con lo establecido en el Artículo 14 de esta Resolución

Artículo 9. Margen operacional, mo . El margen operacional de la actividad de Comercialización de energía eléctrica a Usuarios regulados, mo , será como máximo igual a 2,37%.

Artículo 10. Riesgo de cartera, $RC_{i,j,m}$. El riesgo de cartera que se reconocerá a los comercializadores de energía eléctrica al atender Usuarios regulados se establecerá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RC_{i,j,m} = \frac{(RCT_j \times VUTr_{i,j,m-1}) + (RCSNOR \times VSNOR_{i,j,m-1}) + (RCSNE_{i,j,t} \times VSNE_{i,j,m-1})}{VRC_{i,j,m-1}}$$

Donde:

- $RC_{i,j,m}$: Riesgo de cartera del comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el mes m .
- RCT_j : Prima por el riesgo de cartera no gestionable de los Usuarios tradicionales del Mercado de Comercialización j .
- $VUTr_{i,j,m-1}$: Ventas totales a Usuarios regulados del comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el mes $m - 1$, excluyendo las ventas de ese comercializador a Usuarios en barrios subnormales de dicho mercado para el mes $m - 1$. Esta variable se expresa en kilovatios hora (kWh).

06

Alvaro CPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

RCSNOR: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red, por atender Usuarios de barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por él..

VSNOR_{i,j,m-1}: Ventas totales a los Usuarios de barrios subnormales que al 31 de diciembre de 2011 estaban siendo atendidos por el comercializador integrado al operador de red del mercado de comercialización j , realizadas por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$. Esta variable se expresa en kilovatios hora (kWh).

RCSNE_{i,j,t}: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el año t , por atender Usuarios que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del Mercado de Comercialización j .

VSNE_{i,j,m-1}: Ventas a los Usuarios de barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del Mercado de Comercialización j , realizadas por el comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el mes $m - 1$, expresadas en kilovatios hora (kWh).

VRC_{i,j,m-1}: Ventas totales a Usuarios regulados realizadas por el comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , en el mes $m - 1$, expresadas en kilovatios hora (kWh).

Las fronteras comerciales para agentes y Usuarios, registradas ante el ASIC, que sean declaradas por los comercializadores como puntos de medición de energía eléctrica de barrios subnormales y que vayan a ser utilizadas para determinar la energía de las variables $VSNOR_{i,j,m-1}$, y $VSNE_{i,j,m-1}$, serán verificadas por la Comisión para determinar, entre otros: i) que correspondan a barrios subnormales; ii) la fecha de registro de la frontera comercial; iii) el Comercializador que representaba la frontera al 31 de diciembre del año 2011; y iv) el nivel de tensión al que se encuentran conectados los Usuarios.

La suma de las variables $VUTR_{i,j,m-1}$, $VSNOR_{i,j,m-1}$, y $VSNE_{i,j,m-1}$, debe ser igual a la variable $VRC_{i,j,m-1}$.

1. Variable RCT_j

El valor máximo que tendrá la variable RCT_j en cada Mercado de Comercialización j se presenta en el Anexo 2. Para los Mercados de Comercialización para los que el comercializador integrado con el operador de

ccm

CCP

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

red no haya reportado la información de Usuarios desconectados, solicitada por la CREG mediante las circulares CREG 008 de 2009 y 053 de 2010, la variable RCT_j tendrá un valor máximo igual al 90% del mínimo riesgo calculado para los demás mercados de comercialización.

2. Variable $RCSNOR$

La variable $RCSNOR$ tendrá un valor máximo de 3,1%.

3. Variable $RCSNE_{i,j,t}$

El valor de la variable $RCSNE_{i,j,t}$ se estimará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RCSNE_{i,j,t} = \frac{1 - \text{Recaudo total}_{i,j,t}}{\text{Recaudo total}_{i,j,t}}$$

Donde:

$RCSNE_{i,j,t}$: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el año t , por atender Usuarios que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del Mercado de Comercialización j .

$\text{Recaudo total}_{i,j,t}$: Porcentaje de recaudo total estimado al comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el año t .

El porcentaje de recaudo total, del comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , se estimará para el año t de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Recaudo total}_{i,j,t} = IFSSRI_{i,j} + IFOES_{i,j} + [SR_{i,j,t} \times (1 - IFSSRI_{i,j} - IFOES_{i,j})] + 5\%$$

Donde:

$\text{Recaudo total}_{i,j,t}$: Porcentaje de recaudo total estimado al comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el año t .

$IFSSRI_{i,j}$: Porcentaje de recaudo a través de subsidios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, FSSI, respecto de la facturación total, estimado como un promedio de los valores reales de los años $t - 1$ y $t - 2$.

$IFOES_{i,j}$: Porcentaje de recaudo a través de recursos del Fondo de Energía Social, FOES, o cualquier otro fondo que se cree con

cel

Alfredo CPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

el objetivo de cubrir el pago del consumo de energía eléctrica de Usuarios de barrios subnormales, respecto de la facturación total, estimado como un promedio de los valores reales de los años $t - 1$ y $t - 2$.

$SR_{i,j,t}$:

Senda de recaudo sobre el puesto al cobro, estimada de acuerdo con lo establecido en los artículos 1, 2, 3 y 4 de la Resolución CREG 096 de 2011, del comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para el año t .

4. Variable $VSNOR_{i,j,m-1}$

La variable $VSNOR_{i,j,m-1}$ será calculada y publicada por el ASIC a más tardar el séptimo día calendario de cada mes. Para esto, el ASIC agregará la demanda comercial de las fronteras de comercialización del comercializador i , por Mercado de Comercialización j , que tienen por objeto la atención de Usuarios subnormales, que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por el comercializador integrado al operador de red del Mercado de Comercialización j .

5. Variable $VSNE_{i,j,m-1}$

La variable $VSNE_{i,j,m-1}$ será calculada y publicada por el ASIC a más tardar el séptimo día calendario de cada mes. Para esto el, ASIC agregará la demanda comercial de las fronteras de comercialización del comercializador i , por Mercado de Comercialización j , que tienen por objeto la atención de Usuarios subnormales, que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del Mercado de Comercialización j .

Artículo 11. Riesgo de cartera para Usuarios de nuevos barrios subnormales. El riesgo de cartera que se reconocerá a los comercializadores de energía eléctrica al atender Usuarios regulados de nuevos barrios subnormales será el correspondiente al reconocido por la atención de los Usuarios tradicionales RCT_j , que se presenta en el Anexo 2.

Artículo 12. Riesgo de cartera para Usuarios de barrios subnormales atendidos por un comercializador entrante. A partir del 1 de enero de 2015, el riesgo de cartera que se reconocerá a un comercializador diferente al integrado al operador de red del Mercado de Comercialización j por atender Usuarios regulados de barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2011 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red del Mercado de Comercialización j , será el correspondiente al reconocido por la atención de los Usuarios tradicionales RCT_j , que se presenta en el Anexo 2.

Artículo 13. Prestador de Última Instancia para Usuarios de barrios subnormales. Los Usuarios de barrios subnormales que no cuenten con

cw

Gloria CPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

prestador del servicio serán atendidos por el Prestador de Última Instancia, cuyas condiciones y características serán definidas en regulación posterior.

Artículo 14. Costos financieros. El factor $CFE_{i,j,m}$ será calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CFE_{i,j,m} = 0,071\% + CFS_{i,j,m}$$

Donde la variable $CFS_{i,j,m}$ corresponderá a la remuneración por el tiempo requerido para el giro de los subsidios cuando el comercializador es deficitario. Esta variable será estimada mensualmente por el comercializador de conformidad con la siguiente fórmula:

$$CFS_{i,j,m} = \frac{Subsidios_{i,j,T} \times [(1+r)^{N+0.63} - 1]}{Facturación_{i,j,T}}$$

Donde:

$CFS_{i,j,m}$: Costo financiero asociado al giro de los subsidios al comercializador deficitario i , en el Mercado de Comercialización j , aplicable en el mes m . Este factor será igual a cero cuando en la última validación trimestral realizada por el Ministerio de Minas y Energía, el comercializador i , del Mercado de Comercialización j , sea superavitario.

T : Últimos cuatro trimestres para los cuales el Ministerio de Minas y Energía ha realizado el giro de los subsidios al comercializador i del Mercado de Comercialización j .

N : Promedio del número de meses transcurridos desde la finalización de los trimestres T hasta el giro de los subsidios de esos trimestres para el comercializador deficitario del Mercado de Comercialización j .

En el caso de que un comercializador sea superavitario y se vuelva deficitario el valor de N deberá ser igual a 1,5.

r : Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio semanal de las tasas de interés *preferencial o corporativo*, de los créditos comerciales, vigentes a partir del segundo mes del último trimestre de T y hasta el mes anterior al mes de giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía. La fuente de información será la publicada por el Banco de la República de acuerdo con el formato 088 de la Superintendencia Financiera de Colombia.

044

Quesada CPE

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

Subsidios_{i,j,T}: Déficit de subsidios correspondientes a las validaciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía de conformidad con el artículo 5 del Decreto 847 de 2001 o aquel que lo modifique o sustituya, del comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para los trimestres T .

Facturación_{i,j,T}: Corresponde a la facturación por concepto de ventas de energía realizadas por el comercializador i , en el Mercado de Comercialización j , para los trimestres T . Esta facturación debe coincidir con lo reportado al Sistema Unificado de Información, SUI, para usuarios regulados en los formatos 2 y 3 de la Resolución SSPD 20102400008055.

Artículo 15. Costo de garantías financieras en el MEM, CG_{i,m-1}. El costo a reconocer por las garantías financieras constituidas ante el Mercado Mayorista en cumplimiento de la Resolución CREG 019 de 2006, o aquella que la modifique o sustituya, será el declarado por el Comercializador i a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$. La declaración de estos costos a la Superintendencia deberá realizarse a más tardar el último día hábil del mes $m - 1$, y deberá estar acompañada por una copia de las garantías constituidas por el comercializador para realizar la cobertura de las transacciones en el mes $m - 1$. Adicionalmente, dicha información deberá ser publicada en la página web de cada comercializador, en la misma fecha de reporte a la Superintendencia.

Artículo 16. Costo de garantías financieras para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL, CGCU_{i,m-1}. El costo a reconocer por las garantías financieras constituidas para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL en cumplimiento de la Resolución CREG 159 de 2011, o aquella que la modifique o sustituya, de Usuarios regulados, será el declarado por el Comercializador i a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para el mes $m - 1$. La declaración de estos costos a la Superintendencia deberá realizarse a más tardar el último día hábil del mes $m - 1$, y deberá estar acompañada por una copia de las garantías constituidas por el comercializador para realizar la cobertura de los cargos por uso del STR y/o del SDL, de Usuarios regulados, para el mes $m - 1$. Adicionalmente, dicha información deberá ser publicada en la página web de cada comercializador, en la misma fecha de reporte a la Superintendencia.

Artículo 17. Publicidad. Mensualmente, cada comercializador hará pública en forma simple y comprensible, por medio de un periódico de amplia circulación en los municipios donde preste el servicio o en uno de circulación nacional, antes de su aplicación, los costos de Comercialización ($Cf_{m,j}$ y $Cv_{m,i,j}$), que aplicará a los Usuarios.

044

Alvaro Ospina

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

Los nuevos valores deberán ser comunicados por el comercializador a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Artículo 18. Derogatorias. La presente Resolución deroga aquellas disposiciones que le sean contrarias y en especial las siguientes:

Resolución CREG 031 de 1997.

Resolución CREG 007 de 1999.

Resolución CREG 036 de 2006.

Resolución CREG 101 de 2006.

Artículo 19. Vigencia. Esta Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C. a los



TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA

Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y
Energía
es Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo



Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

ANEXO 1 VALOR DE LA VARIABLE V_j PARA EL CÁLCULO DEL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN

Mercado	V_j
M1	2237
M2	2237
M3	-2097
M4	2237
M5	2237
M6	2020
M7	-866
M8	2154
M9	-1445
M10	1198
M11	2237
M12	2237
M13	2237
M14	-192
M15	2237
M16	2237
M17	2237
M18	2237
M19	1065
M20	1416
M21	196
M22	2237
M23	860
M24	2237
M25	1650
M26	2237
Otros mercados	0

Elaboración y cálculo: CREG

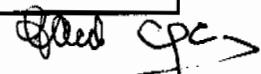


TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA

Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y
Energía
el Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo



Alfredo CPC

Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

ANEXO 2 RIESGO DE CARTERA NO GESTIONABLE RCT_j , POR MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN

Mercado de Comercialización	Riesgo de cartera no gestionable (RCT_j)
Antioquia	0,0986%
Arauca	0,0046%
Bajo Putumayo	0,0166%
Bogotá	0,0077%
Boyacá	0,0062%
Caldas	0,1043%
Cali	0,0046%
Caquetá	0,0144%
Cartago	0,0207%
Casanare	0,0384%
Cauca	0,0046%
Chocó	0,0046%
Costa Caribe	0,0046%
Cundinamarca	0,0795%
EPSAU	0,3458%
Huila	0,0075%
Meta	0,0046%
Nariño	0,0485%
Pereira	0,0046%
Putumayo	0,0052%
Quindío	0,1398%
Santander	0,0051%
Sibundoy	0,0297%
Tolima	0,0390%
Tuluá	0,0173%
Otros mercados	0,0046%

Elaboración y cálculo: CREG



TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA

Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y
Energía
o/s Presidente

GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo

