



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 038 DE 2024

(13 ABR. 2024)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1308 del 13 de abril de 2024, aprobó someter a consulta pública, durante el término previsto en el numeral 11.4 del artículo 4 del Decreto 2696 de 2004, el presente proyecto de resolución. Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Se invita a las empresas, los usuarios, las autoridades y demás partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias dentro del plazo establecido, mediante comunicaciones electrónicas dirigidas al Director Ejecutivo de la CREG, al correo electrónico creg@creg.gov.co.

Al vencimiento de la consulta pública, la CREG determinará si el proyecto debe ser informado a la Superintendencia de Industria y Comercio, para el ejercicio de la Abogacía de la Competencia, con fundamento en las disposiciones del Decreto 1074 de 2015, artículo 2.2.2.30.5.

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, 2253 de 1994 y 1260 de 2013 y,

CONSIDERANDO QUE:

Le corresponde a la CREG señalar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, en los términos de la Constitución Nacional y la Ley, y definir el régimen tarifario con fundamento en los criterios establecidos para garantizar el cumplimiento de los fines de la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos y conforme a la política pública del Gobierno Nacional.



CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240421-141311-0c85e6-67055101
2024-04-21T21:47:46-05:00 - Página 1 de 36

De acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994 le corresponde a la Comisión ejercer la función de 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, para lo cual puede, entre otras, proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado, conforme a los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1994.

En virtud de lo dispuesto en el Capítulo V de la Ley 142 de 1994, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años y continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas; no obstante, la Comisión deberá iniciar la actuación administrativa para fijar las nuevas tarifas, doce meses antes de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias y siguiendo el procedimiento establecido en el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004 sobre reglas de difusión para la adopción de fórmulas tarifarias.

Mediante el Decreto 387 de 2007, modificado por los Decretos 4977 de 2007 y 1937 de 2013, el Gobierno Nacional estableció políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica, incluyendo a los usuarios del STN como parte de los mercados de comercialización.

La regulación corresponde entonces a una actividad continua y permanente, la cual comprende el seguimiento de la evolución del sector y la actividad correspondiente y que implica la adopción de diversos tipos de decisiones y actos adecuados tanto para orientar la dinámica del sector hacia los fines que la justifican en cada caso, fines que están previstos en la Ley 142 de 1994, así como en los decretos mediante los cuales el Gobierno Nacional define los lineamientos de política para el sector regulado, y, también, para permitir el flujo de la actividad socio-económica respectiva.

De esto hace parte el seguimiento del comportamiento de los agentes, así como la evaluación y el análisis de la forma en que se remuneran estas actividades, a fin de orientar sus conductas y establecer mecanismos que garanticen la aplicación de los criterios previstos en materia tarifaria, dentro de los fines perseguidos en materia de servicios públicos de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994.

En este sentido, la aplicación de los criterios en materia tarifaria, así como su aplicación armónica con los principios constitucionales y legales en materia de servicios públicos, implica que debe existir una convergencia y equilibrio entre los intereses colectivos que persigue la prestación de los servicios públicos, como aquellos intereses de las empresas en relación con la competencia, la iniciativa privada y la libertad de empresa. Por lo tanto, esta convergencia y el equilibrio que se debe generar, entre otros, a través de los mecanismos regulatorios definidos por esta Comisión, los cuales deben garantizar el equilibrio entre la libertad económica (incentivo económico), la promoción de intereses colectivos concretos y la prestación de servicios públicos, es decir, la regulación ha de propender por hacer compatibles los intereses privados, que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas.



En la Resolución CREG 180 de 2014 se estableció la metodología de remuneración de la actividad de comercialización a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional que se encuentra vigente a la fecha de expedición de esta resolución.

En la Resolución CREG 191 de 2014 se modificó y complementó la Resolución CREG 119 de 2007, con el objetivo de incorporar las variables definidas en la Resolución CREG 180 de 2014.

En la Resolución 19 de 2018 se hicieron aclaraciones sobre la aplicación del artículo 18 de la Resolución CREG 180 de 2014 relacionado con los costos financieros asociados con el giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía.

En la Resolución CREG 101 003 de 2023 se complementan las resoluciones CREG 180 de 2014 y 015 de 2018 para tramitar las solicitudes de cargos de las empresas prestadoras del servicio que atienden mercados en ZNI que se conectan al SIN, entre otras.

Mediante la Resolución CREG 155 de 2019, la Comisión publicó las bases sobre las cuales se efectuaría el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas del siguiente periodo tarifario, para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Lo anterior en cumplimiento de lo previsto en los numerales 11.1 y 11.2 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004 cuya publicación se realizó en la página web de la CREG.

En la Circular 114 de 2019 se publicaron los formatos para el reporte, por parte de las empresas, de la información de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, separados por actividades, como parte del modelo de reporte de información con fines regulatorios, ICR.

En las Circulares CREG 074 de 2021, CREG 022 de 2023 y CREG 023 de 2023 se solicitó información general de los usuarios y la cartera a las empresas que desarrollan las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica de forma integrada en el SIN.

La Comisión adelantó un estudio relacionado con el proceso de liberalización gradual del mercado regulado y la revisión de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados del SIN con la Universidad Tecnológica de Pereira, UTP, el cuál fue publicado mediante la Circular CREG 087 de 2021.

Adicionalmente, se desarrolló el estudio de indicadores para evaluar la calidad en la atención a los usuarios por parte de las empresas comercializadoras con la firma Di-Avante, el cual fue publicado mediante la Circular CREG 092 de 2021.

En la Resolución CREG 101 001 de 2022 se establecieron condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN, en el artículo 10 se define lo siguiente:

Artículo 10. Responsabilidades del OR respecto de AMI. El OR tendrá la obligación de instalar, administrar, operar, mantener y reponer los equipos que hacen parte de AMI en el mercado que atiende, para lo cual deberá:



(...)

q) *Leer los medidores de todos los usuarios regulados en su mercado de comercialización sin reporte al ASIC, independientemente de que tengan solución AMI o no, y entregar los datos al GIDI, una vez éste entre en funcionamiento, a partir del mes siguiente al de actualización de los cargos aprobados para el mercado de comercialización, como consecuencia de la aplicación de la metodología que reemplace la establecida en la Resolución CREG 180 de 2014.*

El artículo 13 de la Resolución CREG 101 001 de 2022 establece que la responsabilidad del sistema de medida será del OR:

Artículo 13. Cambio del responsable del sistema de medida. Según lo descrito en el literal f) del artículo 10, a partir de la fecha de instalación del medidor avanzado a un usuario, el OR será responsable por el sistema de medición instalado en la frontera comercial.

Independientemente de lo anterior, el OR será responsable del sistema de medida instalado en todas las fronteras comerciales de los usuarios regulados sin reporte al ASIC en el mercado que atiende, con las obligaciones y responsabilidades definidas en el código de medida.

Los comercializadores deberán entregar al OR la hoja de vida de los sistemas de medición y los documentos anexos dentro de los cinco (5) meses siguientes al de inicio de la lectura de medidores de que trata el literal q) del artículo 10.

El artículo 43 de la Resolución CREG 101 001 de 2022 establece lo siguiente:

Artículo 43. Acceso a las mediciones de usuarios sin AMI. Acorde con lo establecido en el literal q) del artículo 10, mientras un usuario no disponga de medición avanzada, el OR será el responsable por la lectura de su medidor, y deberá enviar dicha información al comercializador que represente a dicho usuario en un término no superior a 24 horas posteriores al de recolección de la información, enviando toda la información leída necesaria para realizar la facturación.

El diseño de los formatos de suministro de información, reporte de las mediciones para los usuarios y para los comercializadores, así como la información adicional que permita al usuario gestionar su consumo, serán determinados por el Comité Asesor de Comercialización, dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución.

Los formatos e información adicional serán enviados a la Comisión para su aprobación y publicación vía circular.

Mediante la Resolución 40272 del 15 de septiembre de 2020, el Ministerio de Minas y Energía reglamentó lo establecido en el Decreto 1231 de 2020, determinando lo siguiente:

Artículo 1. Con independencia del número de prestadores del servicio público de energía eléctrica que atiendan el mercado que fuere operado por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. a la fecha de expedición de la Ley 1955 de 2019, los cargos de comercialización aplicables al prestador o los prestadores,



serán los correspondientes a los del mercado existente a la fecha de expedición de dicha ley, con las siguientes modificaciones transitorias:

1. El valor del Costo Base de Comercialización (Cfj) vigente en 2020 se incrementará en 20%. Este valor se actualizará de acuerdo con la normatividad vigente.

2. Al resultado mensual del cálculo del riesgo de cartera ($RC_{i,j,m}$), conforme la metodología actual, se le adicionarán 300 puntos básicos.

PARÁGRAFO PRIMERO. Lo dispuesto en los numerales primero y segundo del presente artículo aplicará de conformidad con las siguientes reglas:

(i) Como máximo, el 1 de diciembre de 2020 la Comisión de Regulación de energía y Gas – CREG, actualizará los cargos particulares de comercialización actualmente aplicables para el prestador o los prestadores que atiendan el mercado que fuere operado por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. a la fecha de expedición de la Ley 1955 de 2019, con el fin de que se incluya el resultado de la aplicación de lo dispuesto en el numeral 1.

(ii) El prestador o los prestadores actualizarán directamente lo dispuesto en el numeral 2.

(iii) La actualización de los cargos conforme a lo dispuesto en los anteriores numerales de este párrafo, aplicará a partir de la firmeza de la resolución a la que se refiere el numeral (i)

(...)

Artículo 2. En concordancia con lo dispuesto en el numeral 4, artículo 2.2.3.2.2.1.3 del Decreto número 1073 de 2015, modificado por el Decreto número 1231 de 2020, los cargos aplicables según lo dispuesto en esta resolución, y en desarrollo de lo previsto en el mencionado decreto, estarán vigentes por 5 años o hasta que se expida una nueva metodología de comercialización, lo que primero ocurra. En todo caso, lo dispuesto en la presente resolución y los cargos que actualice la CREG, continuarán rigiendo hasta que esta apruebe los nuevos cargos de acuerdo con la metodología de remuneración de la actividad de comercialización vigente en ese momento.

Con base en lo establecido en la Resolución 40272 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, La Comisión expidió la Resolución CREG 188 de 2020 que establece lo siguiente:

Artículo 1. Modificación del costo base de comercialización del mercado atendido por electrificadora del caribe S.A. E.S.P. Modificar el Artículo 1 de la Resolución CREG 036 de 2015, el cual quedará así:

Artículo 1. Costo base de comercialización. El costo base de comercialización para el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caribe S.A. E.SP., Electricaribe, conforme a lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 180 de 2014 y la Resolución MME 40272 de 2020 es:

(...)





CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240421-141311-0c85e6-67055101
2024-04-21T12:47:46-05:00 - Página 6 de 36

PARÁGRAFO. Los cargos aplicables según lo dispuesto en esta resolución estarán vigentes por 5 años, o hasta que se expida una nueva metodología de comercialización, lo que primero ocurra. En todo caso, los cargos calculados con base en la presente actualización continuarán rigiendo hasta que se aprueben los nuevos cargos, de acuerdo con la metodología de remuneración de la actividad de comercialización vigente en ese momento.

El artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 establece lo siguiente:

ARTÍCULO 235. Modifíquese los numerales 10 y 23 y adiciónense los numerales 25 y 26 al artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, así:

ARTÍCULO 5°. DEFINICIONES.

(...)

25. Comunidades Energéticas. Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

Las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas. En el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía. La infraestructura que se desarrolle con recursos públicos podrá cederse a título gratuito a las Comunidades Energéticas, en las condiciones que defina el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades competentes.

(...)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG definirá en el marco de sus competencias las condiciones asociadas a los términos de la prestación del servicio de la Comunidad Energética.

Mediante el Decreto 2236 de 2023, por el cual se adiciona al Decreto 1073 de 2015 el Gobierno Nacional reglamentó parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, el cual a su vez fue compilado mediante el Decreto 1078 de 2015, en relación con la obligación que tiene la Comisión de publicar los proyectos de metodologías y de fórmulas, los estudios respectivos y los textos de los proyectos de resoluciones para comentarios, se publica la 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.*



CRES
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240421-141311-Qc85e6-67055101
2024-04-21T21:47:46-05:00 - Página 7 de 36

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.

Las condiciones para la prestación del servicio por parte de las comunidades energéticas constituidas para comercializar energía eléctrica a usuarios regulados de acuerdo con lo establecido en la Ley 2294 de 2023 y el Decreto 2236 de 2023, se definirá en resolución aparte, incluidas las condiciones para la comercialización de energía.

Artículo 3.Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución, se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las leyes 142 y 143 de 1994, y en resoluciones vigentes que tratan los aspectos relativos a la actividad de comercialización, las siguientes:

Áreas especiales: corresponden a las áreas definidas en el artículo 2.2.3.1.2 del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía o aquel que lo modifique, complemente o sustituya.

Actividad de Comercialización Minorista: Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.

Cargos de comercialización. Corresponde al cálculo de las variables contenidas en la metodología de remuneración de comercialización establecida en esta resolución, relativas a Costo Base de Comercialización y el Costo Variable de Comercialización.

Comercialización Minorista: Para efectos de esta resolución, corresponde a la actividad que consiste 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. Incluye la celebración de los contratos de servicios públicos y la atención comercial de los usuarios.

Comercializador Minorista: Para efectos de esta resolución, corresponde la persona natural o jurídica que ejerce la actividad de comercialización minorista.

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, de acuerdo con lo establecido en el decreto 387 de 2007, o aquel que lo modifique, complemente o sustituya.

Costo unitario de prestación del servicio: es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, o aquella que la modifique, complemente o sustituya, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la prestación del servicio.

Valor(es) Atípico(s). Un valor atípico es extremo si se encuentra a más de 3fs del cuarto más cercano de acuerdo al siguiente procedimiento: Se ordenan las n observaciones de la más pequeña a la más grande y se separa la mitad más pequeña de la más grande; si n es impar se incluye la mediana en ambas mitades. En tal caso el cuarto inferior es la mediana de la mitad más pequeña (percentil 25) y el cuarto superior es la mediana de la mitad más grande (percentil 75). Una medida de dispersión resistente a los valores atípicos es la distancia entre cuartos fs, dada porfs = cuarto superior - cuarto inferior.

Información de Costos para la Regulación, ICR: Módulo del Sistema de Información de Costos para la Regulación, desarrollado por la CREG con fines regulatorios, con el propósito de capturar información de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, separados por actividades, conforme se indica en la Circular 114 de 2019.

Fecha base de la metodología: Es la fecha de referencia para realizar el cálculo de las variables descritas en la metodología, corresponde a la información del año anterior año de la publicación de la presente resolución expresada en pesos del 31 de diciembre de este año.

Mercado de comercialización: conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

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. Criterios generales. La metodología para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, tendrá en cuenta los siguientes criterios generales:

- En virtud del principio de integralidad de la tarifa establecido en la Ley, los ingresos de los comercializadores variarán según los índices de calidad del servicio prestado.
- El costo fijo refleja los costos económicos para garantizar la disponibilidad permanente del servicio independiente del nivel de consumo.



- c. El costo variable refleja los costos asociados con el nivel de consumo de cada usuario del mercado de comercialización.
- d. Los costos resultantes de la aplicación de esta metodología deben reflejar las eficiencias alcanzadas por los comercializadores durante el periodo tarifario anterior, con base en el esquema de remuneración previsto en la Resolución CREG 180 de 2014, así como, la mejor información disponible reportada por las empresas a la CREG en el sistema de información de cuentas para la regulación, ICR.
- e. La metodología propuesta a través de la presente resolución corresponde a un conjunto de variables y procedimientos de cálculo para determinar los cargos máximos que puede cobrar un comercializador de energía eléctrica por el desarrollo de esta actividad en un mercado de comercialización, y contiene las fórmulas que durante el periodo tarifario se deben aplicar para el cálculo de estos cargos por parte del comercializador. Por tanto, a esta metodología le aplican las reglas y principios que orientan el régimen tarifario definidos en la Ley 142 de 1994.
- f. Los cargos resultantes de las fórmulas tarifarias definidas en esta resolución y demás regulación relacionada son valores máximos, es decir, los comercializadores podrán cobrar a sus usuarios valores menores, siempre que cumplan con lo establecido en el artículo 98 de la Ley 142 de 1994.
- g. En la remuneración de la actividad de comercialización se consideran criterios de eficiencia y mecanismos para trasladar a los usuarios la reducción de los costos de las actividades relacionadas con la comercialización de energía eléctrica, con base en los artículos 87 y 92 de la Ley 142 de 1994.
- h. Se define un esquema de seguimiento de la calidad del servicio comercial, que deben ser aplicado por todos los comercializadores, así como mecanismos para incentivar la mejora de la calidad comercial.
- i. La información utilizada para aplicar la metodología definida en esta resolución en cada mercado de comercialización corresponde a la información histórica que fue reportada por los agentes al Sistema Único de Información SUI, y a la CREG en respuesta a las Circulares relacionadas.
- j. Una vez se expida la metodología definida en esta resolución, las empresas le darán aplicación para el periodo tarifario correspondiente, para lo cual calcularán los nuevos cargos empleando las fórmulas acá definidas y la información histórica reportada al SUI y a la CREG, tal como se señala en la presente resolución.
- k. La metodología general establecida y los cargos resultantes aplicarán al siguiente mes de entrada en vigencia de esta resolución.
- l. Durante el periodo tarifario, el reconocimiento de costos podrá ajustarse en función de cambios en las actividades reguladas realizadas por el comercializador en aplicación de nueva regulación de la Comisión asociada con la implementación de políticas públicas definidas en normas de carácter superior.



- m. El reporte de información es responsabilidad del comercializador, en caso de no realizar dicho reporte, la CREG establecerá los criterios para el cálculo de los cargos de acuerdo con lo previsto en la presente resolución.
- n. La modificación y revisión de la metodología, así como el reconocimiento de circunstancias particulares y específicas de los comercializadores en los mercados de comercialización estará sujeta a lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021.

Los comercializadores podrán ofrecer a los usuarios servicios diferentes a los relacionados con la prestación del servicio de energía eléctrica, el costo asociado con estos servicios no puede ser incluido en los costos reconocidos en esta metodología.

Artículo 5. Régimen de libertad regulada. Las empresas que desarrollan la actividad de comercialización, al fijar sus tarifas a los usuarios finales regulados, quedan sometidas 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 de energía eléctrica determinará con la fórmula tarifaria general aprobada en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan, y con la metodología establecida en esta resolución, las tarifas que aplicará a los usuarios finales regulados.

Artículo 6. Aplicación de los cargos de comercialización: Los agentes comercializadores aplicarán los cargos resultantes para el cobro de la actividad de comercialización siguiendo el procedimiento que se describe en el Anexo General de la presente resolución.

El costo base de comercialización, el costo variable de comercialización y demás variables 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 conforme a lo señalado en el anexo general de esta resolución.

Los cargos de comercialización establecidos con base en la metodología acá definida aplicarán a partir del siguiente mes al de entrada en vigencia de esta resolución. y reemplazarán los cargos regulados vigentes definidos en resoluciones particulares con base en la Resolución CREG 180 de 2014.

Parágrafo 1o. En aplicación de lo establecido en la Resolución MME 40272 de 2020, a partir del siguiente mes al de entrada en vigencia de esta resolución se dejarán de aplicar los cargos definidos en la Resolución CREG 188 de 2020, igualmente se finalizará la aplicación de 300 puntos básicos adicionales en el riesgo de cartera que fueron definidos en la Resolución 40272 de 2020 del MME.

Parágrafo 2o. A partir de la información a que hace referencia el artículo 10 de la presente resolución, la Comisión evaluará la pertinencia de establecer las medidas que permitan su aplicación para los cargos máximos de comercialización de las empresas prestadoras del servicio que atienden mercados en ZNI que se conectan al SIN, entre otras, en reemplazo de la Resolución CREG 101 003 de 2023 o aquellas que la complementen, modifiquen y/o sustituyan.



Artículo 7. Vigencia de las variables para calcular los cargos de comercialización. El costo base de comercialización, el riesgo de cartera, el margen de comercialización y demás variables establecidas con base en la metodología definida en esta resolución estarán vigentes por un periodo de cinco años contados desde la expedición y publicación en el Diario Oficial de la presente resolución, sin perjuicio de las actualizaciones a que haya lugar. Atendiendo lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021 vencido el periodo de vigencia, éstos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe una nueva metodología.

Artículo 8. Reportes de información. Los comercializadores deben reportar anualmente a la CREG la información que se definirá en Circular que se expedirá posterior a la expedición de esta resolución.

Artículo 9. Verificaciones de información. La Comisión podrá establecer procedimientos de verificación periódica de los sistemas de información de calidad comercial y de las variables de calidad reportadas por los comercializadores.

Artículo 10. Información para el cálculo de las variables. A partir de la información disponible mediante reporte a la CREG o a la SSPD, la Comisión expedirá mediante circular la información que se debe utilizar para el cálculo de las variables descritas en esta metodología, correspondiente a:

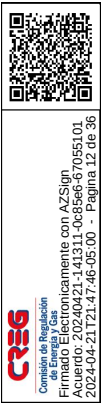
- a. Información de costos para la regulación ICR
- b. Cantidad de facturas para usuarios regulados
- c. Factor de eficiencia del mercado de comercialización
- d. Usuarios totales del comercializador
- e. Consumo total kWh en el mercado de comercialización
- f. Facturación total, \$ en el mercado de comercialización
- g. Usuarios rurales en el mercado de comercialización
- h. Longitud de redes rurales en el mercado de comercialización
- i. Usuarios urbanos en el mercado de comercialización
- j. Longitud de redes urbanas en el mercado de comercialización
- k. Costo Unitario de Prestación del Servicio
- l. Número de usuarios a los que se les cortó y continúan sin servicio por un periodo superior a 12 meses.
- m. Promedio de facturación total
- n. Valor total facturado
- o. Castigo de cartera áreas especiales

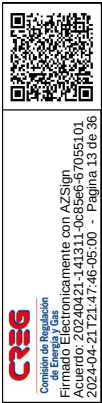


p. Facturación total áreas especiales

Artículo 11. Derogatorias. La presente resolución deroga las resoluciones CREG 036, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 187, 188, 189, 190, 199, 205, 206, 216, 217 de 2015, 013, 014, 015, 016, 017, 223, 229, 231 y 232 de 2016 y la Resolución CREG 188 de 2020. La Resolución CREG 180 de 2014 y sus modificaciones se mantendrán vigentes solo para los efectos de lo previsto en la Resolución 101 003 del 2023.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE





ANEXO GENERAL

CONTENIDO

CAPITULO 1. CÁLCULO DE COSTOS FIJOS..... 14

1.1 COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN 14

1.1.1 Costos y Gastos fijos reconocidos 14

1.1.2 Facturas expedidas 16

1.1.3 Factor de eficiencia..... 17

1.1.4 Costos y gastos reconocidos para comercializadores sin información. **¡Error! Marcador no definido.**

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL COSTO BASE 18

CAPITULO 2. COSTOS VARIABLES 19

2.1 MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN 19

2.2 RIESGO DE CARTERA RECONOCIDO 20

2.2.1 Riesgo de cartera reconocido para el mercado..... 21

2.3 COSTOS FINANCIEROS RECONOCIDOS..... 24

2.3.1 Costos financieros 25

CAPITULO 3. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL 30

3.1 INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO 30

3.1.1 Cantidad de quejas..... 31

3.1.2 Calidad en la respuesta a reclamaciones 31

3.1.3 Calidad en la atención de llamadas telefónicas 31

3.1.4 Gestión de abandono de llamada 31

3.1.5 Respuesta a medios electrónicos 31

3.1.6 Calidad de atención al cliente en medio digital . **¡Error! Marcador no definido.**

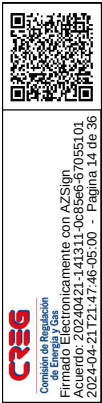
3.1.7 Calidad de la facturación 32

3.2 RESPONSABILIDAD POR LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL Y POR LA MEDICIÓN Y REPORTE DE INDICADORES. 33

3.3 REPORTE DE INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

3.4 LIMITE DE LOS INDICADORES **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

3.5 PUBLICIDAD DE LOS RESULTADOS DE MEDICIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL 33



CAPITULO 1. CÁLCULO DE COSTOS FIJOS

1.1 COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN

El costo base de comercialización aprobado para cada mercado será calculado de la siguiente manera:

$$Cf_{j,t} = \frac{GC_{i,j} + CL_{ij}}{Fact_{i,j}} * \eta_{j,t}$$

Donde:

Cf_{j,t}: Costo base de comercialización del mercado de comercialización *j*, para el año *t*, expresado en pesos por factura de diciembre del año anterior a la expedición de esta Resolución.

Para los comercializadores que no cuenten con la información para el cálculo del costo base de comercialización, o que esta información se considere un valor(es) atípico(s) con respecto a su histórico o la de otros comercializadores, el costo base de comercialización será igual al 90% del menor costo base de comercialización calculado con esta metodología.

GC_{i,j}: Gastos reconocidos en la actividad de comercialización del comercializador *i* integrado al OR que sirve el mercado de comercialización *j*, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.1.1.

CL_{i,j}: Gastos reconocidos en la actividad de comercialización del comercializador *i* integrado al OR que sirve el mercado de comercialización *j*, en el valor del concepto ICR 02150300 relacionado con la toma de lectura.

El valor de *CL_{i,j}* será cero una vez se aprueben los planes de implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada, AMI previstos en la Resolución CREG 101 001 de 2022, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Fact_{i,j}: Cantidad de facturas para usuarios regulados expedidas en el año anterior a la expedición de esta Resolución por el comercializador *i* integrado al OR que sirve al mercado de comercialización *j*, determinadas de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.1.2.

η_{j,t}: Factor de eficiencia del mercado de comercialización *j*, para el año *t* calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.1.3.

1.1.1 Costos y Gastos fijos reconocidos

Los gastos reconocidos para la actividad de comercialización se calcularán de acuerdo con lo establecido en la siguiente fórmula:

$$GC_j = \sum_{i=1}^q CR_{q,j}$$

Donde:

GC_j : Gastos y costos reconocidos en la actividad de comercialización del comercializador integrado al OR que sirve el mercado de comercialización j de la fecha base de la metodología.

CR_{qj} : Valor del concepto q reconocido para la actividad de comercialización de energía eléctrica del comercializador j . Corresponde al valor de la fecha base reportado por el comercializador j a la Comisión en los formatos definidos en la Circular CREG 114 de 2019.

La información corresponde a la reportada a la Comisión antes del 31 de abril de 2024.

q : Cantidad de conceptos reconocidos para la actividad de comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el listado de conceptos definidos en el numeral 1.1.1.1.

1.1.1.1 Conceptos reconocidos

Los conceptos de los formatos del sistema de Información de Costos para la Regulación – ICR reconocidos como parte de los costos y gastos fijos de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados son los siguientes:

Tabla 1 Conceptos ICR reconocidos actividad de Comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados.

Item	Código Concepto	Descripción Concepto
1	01010100	Sueldos y salarios
2	01010201	Primas y prestaciones sociales - Establecidas en el CST o el REP
3	01010301	Aportes a seguridad social y aportes a la nómina - Establecidas en el CST o el REP
4	01010600	Terminación del vínculo laboral
5	01011000	Gastos de personal sin vínculo laboral
6	01020100	Gastos de organización y puesta en marcha
7	01020200	Estudios y proyectos
8	01020500	Gastos de administración y funcionamiento
9	01020600	Arrendamiento operativo
10	01030100	Impuestos municipales y de operación
11	01030200	Impuesto predial unificado
12	01030300	Impuesto de industria y comercio
13	01030400	Impuesto sobre vehículos automotores
14	01030500	Impuesto a las ventas, IVA no descontable
15	01030600	Gravamen a los movimientos financieros
16	01031000	Impuesto de alumbrado público
17	01060100	Depreciación
18	02010100	Sueldos y salarios
19	02010201	Primas y prestaciones sociales - Establecidas en el CST o el REP
20	02010301	Aportes a seguridad social y aportes a la nómina - Establecidas en el CST o el REP
21	02010600	Terminación del vínculo laboral
22	02011000	Gastos de personal sin vínculo laboral

Item	Código Concepto	Descripción Concepto
23	02020100	Estudios y proyectos
24	02020300	Promoción y divulgación
25	02020400	Transporte, fletes y acarreos
26	02020500	Gastos de operación
27	02030100	Impuestos municipales y de operación
28	02030200	Impuesto predial unificado
29	02030300	Impuesto sobre vehículos automotores
30	02030400	Otros Impuestos
31	02040100	Terrenos
32	02040200	Construcciones y edificaciones
33	02040300	Otros arrendamientos
34	02050000	Depreciaciones
35	02090400	Comité de estratificación - Ley 505 De 1999
36	02110100	Mantenimiento de otros activos
37	02110200	Mantenimiento de activos asociados a la actividad
38	02110300	Reparación de otros activos
39	02110400	Reparación de activos asociados a la actividad
40	02110500	Otros contratos de mantenimiento y reparaciones
41	02120000	Servicios públicos
42	02130100	Repuestos para vehículos
43	02130200	Combustibles y lubricantes
44	02130300	Materiales
45	02140100	De terrorismo
46	02140200	Otros Seguros Generales
47	02150100	Servicio de aseo y vigilancia
48	02150200	Casino y cafetería
49	02150400	Entrega de facturas
50	02150600	Servicios informáticos

1.1.2 Facturas expedidas

Corresponde a las facturas del año la fecha base de la metodología, expedidas por el comercializador integrado al Operador de Red que sirve el mercado de comercialización *j*. Serán determinadas a partir de la información disponible en el Sistema Único de Información, SUI, en el formato “*TC1. Caracterización de Usuarios*” de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

En la cantidad de facturas utilizadas para determinar la variable *Fact_j* no se incluyen las facturas asociadas a errores en la facturación o refacturaciones.

El valor de esta variable será publicado en la circular de la que trata el Artículo 10 de la presente resolución.



CSG
Comisión de Regulación
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240421-141311-0c85e6-67055101
2024-04-21T17:46:05:00 - Página 16 de 36

1.1.3 Factor de eficiencia

El factor de eficiencia de cada mercado de comercialización se calcula de acuerdo con el modelo de frontera estocástica del numeral 1.1.3.1.

1.1.3.1 Modelo de frontera estocástica

El modelo de frontera para determinar la variable $\eta_{mfe,j}$ es el siguiente:

$$\ln(C_{it} + G_{it}) \cong \alpha_o + \alpha_1 \ln(Ut_{it}) + \alpha_2 \ln(Co_{it}) + \alpha_3 \ln(Fa_{it}) + \alpha_4 \ln\left(\frac{Ur_{it}}{lr_{it}}\right) + \alpha_5 \ln\left(\frac{Uu_{it}}{lu_{it}}\right) + v_i + u_i$$

Con $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$

Donde:

- Ut_i : Usuarios totales del comercializador i en el mercado de comercialización j .
- Co_i : Consumo total kWh en el mercado de comercialización j .
- Fs_i : Facturación total, \$ en el mercado de comercialización j .
- Ur_i : Usuarios rurales en el mercado de comercialización j .
- lr_i : Longitud de redes rurales en el mercado de comercialización j . km
- Uu_i : Usuarios urbanos en el mercado de comercialización j .
- lu_i : Longitud de redes urbanas en el mercado de comercialización j . km

Los datos de las variables son los correspondientes al año de la fecha base de la metodología y serán publicados en la circular de la que trata el Artículo 10 de la presente resolución. ,

1.1.3.2 Parámetros del modelo

Los valores de los parámetros del modelo de frontera estocástica son los siguientes:

1.1.3.3 Estimación de la eficiencia

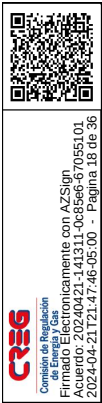
La eficiencia técnica se calcula de la siguiente manera:

$$EfTec_i = e^{(-\mu_i^* + 0.5\sigma_i^{*2})} \left[\frac{1 - \Phi\left(\sigma^* - \frac{\mu_i^*}{\sigma^*}\right)}{1 - \Phi\left(-\frac{\mu_i^*}{\sigma^*}\right)} \right]$$

Donde:

$$\mu_i^* = \frac{\sigma_u^2 \bar{\epsilon}_l}{\sigma_u^2 + \frac{\sigma_u^2}{T_i}}$$





$$\sigma_*^2 = \frac{\sigma_u^2 \sigma_v^2}{\sigma_v^2 + (T_i \sigma_u^2)}$$

Donde:

1.1.3.4 Límite del nivel de confianza

El límite superior para un intervalo de confianza del 90%, que corresponde al factor de eficiencia f_{ej} , se calcula con las siguientes formulas:

Los parámetros del modelo son:

$$\mu_i^* = \frac{\sigma_u^2 \bar{\epsilon}_i}{\sigma_u^2 + \frac{\sigma_u^2}{T_i}}$$

$$\sigma_*^2 = \frac{\sigma_u^2 \sigma_v^2}{\sigma_v^2 + (T_i \sigma_u^2)}$$

En caso de que no sea posible estimar el factor de eficiencia de un mercado, este corresponderá al promedio aritmético de los restantes mercados para los cuales fue posible su predicción.

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL COSTO BASE

El costo base de comercialización aprobado para cada mercado de comercialización j , se actualizará mensualmente utilizando la siguiente fórmula:

$$Cf_{m,j} = Cf_{j,t} * \frac{IPCEE_{m-1}}{IPCEE_0}$$

Donde:

- $Cf_{j,m}$: Costo base de comercialización para cada mercado de comercialización j , expresado en pesos por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.
- $Cf_{j,t}$: Costo base de comercialización del mercado de comercialización j , para el año t , expresado en pesos por factura de diciembre del año anterior al año de expedición de esta Resolución, calculado conforme al numeral 1.1.
- $IPCEE_{m-1}$: Índice de precios aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica para el mes $m-1$, de acuerdo con la Resolución que expida la CREG, o aquella que la modifique, complementa o sustituya.

Mientras la Comisión indica el índice de precios aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica se usará el Índice de Precios al Consumidor publicado por el DANE.
- $IPCEE_0$: Índice de precios aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica para la fecha base de la metodología, de acuerdo con la Resolución que expida la CREG, o la que lo modifique, complementa o sustituya.



Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240421-141311-0c85e6-67055101
2024-04-21T12:47:46-05:00 - Página 19 de 36

Mientras la Comisión indica el índice de precios aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica se usará el Índice de Precios al Consumidor publicado por el DANE.

CAPITULO 2. COSTOS VARIABLES

Los costos reconocidos asociados con el riesgo de cartera, ciclo de efectivo de la actividad de comercialización y el margen por desarrollar la actividad de comercialización se determinarán con base en la siguiente expresión:

$$C_{i,j,m}^* = MO_{i,j,m} + RC_{i,j,m} + CF_{i,j,m}$$

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 . Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

Esta variable corresponde al $C_{i,j,m}^*$ definida en el Artículo 11 de la resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

$MO_{i,j,m}$: Margen para remunerar la actividad de comercialización del comercializador i , en el mercado de comercialización j , en el mes m , calculado de conformidad con lo establecido en el numeral 2.1. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$RC_{i,j,m}$ Valor que remunera el riesgo de cartera reconocido para la actividad de comercialización del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m , calculado de conformidad con lo establecido en el numeral 2.2. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$CF_{i,j,m}$ Valor que remunera los costos financieros asociados al ciclo de efectivo reconocidos para la actividad de comercialización del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m , calculado de conformidad con lo establecido en el numeral 2.32.2. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

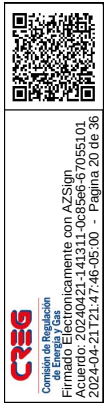
2.1 MARGEN OPERACIONAL DE COMERCIALIZACIÓN

El margen para remunerar la actividad de comercialización se define de la siguiente manera:

$$MO_{i,j,m} = CUC_{i,j} * \frac{IPCEE_{m-1}}{IPCEE_0} * mo * ACS_{i,j,t}$$

$MO_{i,j,m}$: Margen para remunerar la actividad de comercialización del comercializador i , en el mercado de comercialización j , en el mes m , calculado de conformidad con lo establecido en el numeral 2.1. Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

mo : El margen operacional de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados, mo , será como máximo igual a 3,18%.



$CUC_{i,j}$: Promedio simple del Costo Unitario de Prestación del Servicio menos el componente de Comercialización para el comercializador i , en el mercado de comercialización j , en el nivel de tensión 1, durante los 60 meses anteriores a la fecha base de la metodología, en \$/kWh constantes de la fecha base de la metodología.

La fuente de información de esta variable será el SUI, y el valor será publicado por la CREG en circular de la que trata el Artículo 10 de esta Resolución.

$ACS_{i,j,t}$: Factor de ajuste al margen operacional, mo , por la calidad del servicio comercial del año t , para el comercializador i , en el mercado j , calculado de acuerdo con lo establecido en el CAPITULO 3. Este valor es igual a uno (1), hasta que se implementen los valores de referencia mediante circular emitida por la CREG.

$IPCEE_{m-1}$: Índice de precios aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica para el mes $m-1$, de acuerdo con la Resolución que emita la CREG, o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

Mientras la Comisión indica el índice de precios aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica se usará el Índice de Precios al Consumidor publicado por el DANE.

$IPCEE_0$: Índice de precios aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica para diciembre del año anterior a la expedición de la Resolución, de acuerdo con la Resolución que emita la Comisión, o la que lo modifique, complemente o sustituya.

Mientras la Comisión indica el índice de precios aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica se usará el Índice de Precios al Consumidor publicado por el DANE.

2.2 RIESGO DE CARTERA RECONOCIDO

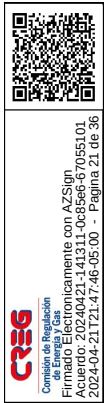
Los costos reconocidos asociados con el riesgo de cartera de la actividad de comercialización se determinarán con base en la siguiente expresión:

$$RC_{i,j,m} = (G_{i,j,m-1} + T_{m-1} + D_{1,j,m-1} + PR_{1,j,m-1} + R_{i,m-1}) * FRC_{i,j,m}$$

Donde:

$RC_{i,j,m}$ Factor que remunera el riesgo de cartera reconocido para la actividad de comercialización del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m . Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

$G_{i,j,m-1}$: 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, complemente o sustituya. Expresado en \$/kWh.



- T_{m-1} : Costo por el 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, complemente o sustituya. Expresado en \$/kWh.
- $D_{1,j,m-1}$: Costo por el uso de los sistemas de distribución en el 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, complemente o sustituya. Expresado en \$/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 establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique, complemente o sustituya. Expresado en \$/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, complemente o sustituya. Expresado en \$/kWh.
- $FRC_{i,j,m}$: Factor correspondiente al riesgo de cartera reconocido al comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m , calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.2.1.

Para los comercializadores que no cuenten con la información para el cálculo del $FRC_{i,j,m}$ o que esta información se considere un valor (es) atípico (s) con respecto a su histórico o la de otros comercializadores, el riesgo de cartera será igual cero.

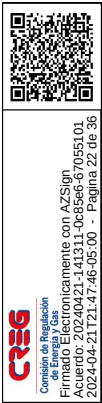
2.2.1 Factor correspondiente al riesgo de cartera reconocido

El riesgo de cartera total reconocido a los comercializadores de energía eléctrica por atender usuarios regulados se establecerá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FRC_{i,j,m} = \frac{RCT_j * FTTr_{i,j,m-1} + RCAE_{j,t} * FTAE_{i,j,m-1}}{FTR_{i,j,m-1}}$$

Donde:

- $FRC_{i,j,m}$: Factor correspondiente al riesgo de cartera reconocido al 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 .
- $FTTr_{i,j,m-1}$: Facturación Total en pesos a usuarios regulados del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m-1$, descontando el valor de la variable $FTAE_{i,j,m-1}$.
- $RCAE_{j,t}$: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red o al prestador de última instancia, por la



atención de usuarios en áreas especiales, en el mercado de comercialización j , para el año t .

$FTAE_{ij,m-1}$: Facturación total en pesos a los usuarios ubicados en áreas especiales atendidos por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m-1$.

$FTR_{ij,m-1}$: Facturación total en pesos a usuarios regulados realizadas por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , en el mes $m-1$.

La suma de las variables $FTTr_{ij,m-1}$ y $FTAE_{ij,m-1}$ debe ser igual a la variable $FTR_{ij,m-1}$.

2.2.1.1 Prima de riesgo de cartera usuarios tradicionales

El valor de la variable RCT_j será calculado para cada mercado de comercialización j , conforme a la siguiente ecuación:

$$RCT_j = \frac{\sum_{e=1}^{11} \left(\frac{N_{j,e}}{P} \times nrm \times PFT_{e,j} \right)}{VTF_j}$$

Donde:

e : Se refiere al estrato o sector asociado a la estructura tarifaria aplicada. Toma los siguientes valores:

1=Bajo-Bajo; 2=Bajo; 3=Medio-Bajo; 4=Medio; 5=Medio-Alto; 6=Alto; 7=Industrial; 8=Comercial; 9=Oficial; 10=Provisional; 11=Alumbrado Público.

Estratos según los dispuesto en la en el formato TC2 de la Resolución SSPD No. 20192200020155 y las disposiciones que lo modifican.

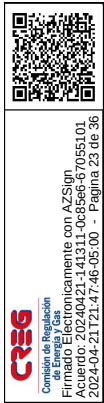
RCT_j : Prima por el riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales del mercado de comercialización j .

$N_{j,e}$: Número de usuarios a los que se les cortó y continúan sin servicio por un periodo superior a 12 meses, el servicio por incumplimiento de pago de la factura, en el estrato e , del mercado de comercialización j , por el comercializador i , durante los 5 años anteriores a la fecha base de la metodología.

En caso de que no se tenga la información de esta variable para el periodo, se utilizarán los datos disponibles por el comercializador desde su entrada en operación.

El valor de esta variable será publicado en la circular de la que trata el Artículo 10 de la presente resolución.

P : Tamaño de la ventana de observación para la variable $N_{j,e}$ expresada en número de años.



- Nrm*: Número de periodos de facturación mensual reconocidos por el incumplimiento en el pago de la factura de energía eléctrica de los de usuarios a los que se les cortó y continúan sin servicio por un periodo superior a 12 meses, el cual corresponde a 1,5 meses.
- PFT_{i,j,e}*: Promedio de facturación total expresado en pesos por suscriptor, en el mercado de comercialización *j*, en el estrato o sector de consumo *e* en el año anterior a la fecha base de la metodología, en pesos de la misma fecha.
- El valor de esta variable será publicado en la circular de la que trata el Artículo 10 de la presente resolución.
- VTF_{i,j}*: Valor total facturado en pesos (\$) a usuarios regulados en el mercado de comercialización *j* por el comercializador *i*, en el año anterior a la expedición de esta resolución. Este valor debe ser equivalente a la sumatoria de los conceptos inherentes a la prestación del servicio de energía que se encuentran en el formato TC2, tales como, facturación por consumo de Energía Eléctrica, subsidios y contribuciones, refacturaciones, entre otros.
- El valor de esta variable será publicado en la circular de la que trata el Artículo 10 de la presente resolución.

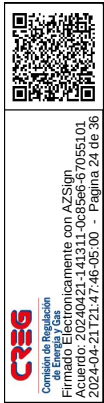
2.2.1.2Prima de riesgo de cartera usuarios áreas especiales

La variable *RCAE_{j,t}* será calculada para cada mercado de comercialización *j*, conforme a las siguientes ecuaciones:

$$RCAE_j = \frac{1}{4} * \sum_{T=A-4}^{T=A} f_T$$
$$f_T = \frac{1}{\sum_k F_{T,k}} * \sum_k (f_{T,k} * F_{T,k})$$
$$f_{T,k} = \frac{Cast_{T,k}}{F_{T,k}}$$

Donde:

- A*: Año de la fecha base de la metodología.
- T*: Año de cálculo de la variable.
- RCAE_j*: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador *i* en el mercado de comercialización *j*, por la atención de usuarios en áreas especiales.



- $F_{T,k}$: Fracción de la facturación anual total reportada en cartera con más de un año al final de año contable T , para la categoría k .
- $Cast_{T,k}$: Castigo de cartera proveniente de cuentas morosas en el año contable T , para la categoría k . En pesos corrientes.
- El valor de esta variable será publicado en la circular de la que trata el Artículo 10 de la presente resolución.
- $F_{T,k}$: Facturación total en el año contable T , para la categoría k . En pesos corrientes. En caso de que esta variable sea cero (0) no será considerada dicha categoría.
- El valor de esta variable será publicado en la circular de la que trata el Artículo 10 de la presente resolución.
- K Tipo de usuario, corresponderá a usuarios ubicados en: barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo y zonas de difícil gestión.

A partir del segundo año calendario de entrada en vigor de la presente metodología, en los mercados de comercialización para los cuales el valor de la variable $RCAE_{j,t}$ sea mayor o igual a 10,0% se deberá aplicar la siguiente ecuación:

$$RCAE_{j,t} = RCAE_j * (1 - 0,05)^{t-1}$$

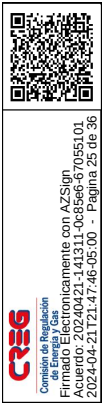
2.3 COSTOS FINANCIEROS RECONOCIDOS

Los costos financieros asociados con el ciclo de efectivo de la actividad de comercialización reconocidos, se determinarán con base en la siguiente expresión:

$$CF_{i,j,m} = (G_{i,j,m-1} + T_{m-1} + D_{1,j,m-1} + PR_{1,j,m-1} + R_{i,m-1}) * CFE_{i,j,m,t}$$

Donde:

- $CF_{i,j,m}$ Costos financieros asociados al ciclo de efectivo reconocidos al comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m . Esta variable se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- $G_{i,j,m-1}$: 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, complemente o sustituya. Expresado en \$/kWh.
- T_{m-1} : Costo por el 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, complemente o sustituya. Expresado en \$/kWh.

$D_{1,j,m-1}$: Costo por el uso de los sistemas de distribución en el 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, complemente o sustituya. Expresado en \$/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 establece en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique, complemente o sustituya. Expresado en \$/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, complemente o sustituya. Expresado en \$/kWh.

$CFE_{ij,m}$: Factor asociado con los costos financieros de la actividad de comercialización, del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m , en el año t . calculado acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3.1.

2.3.1 Costos financieros

El factor $CFE_{ij,m}$ será calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CFE_{ij,m,t} = CFF_{ij,t} + CFS_{ij,m}$$

Donde:

$CFF_{ij,t}$ Costo financiero reconocido para el comercializador i , en el mercado de comercialización j , aplicable al año t , asociados a las diferencias en tiempo entre el ciclo de facturación, el momento de recaudo a los usuarios regulados, el día de publicación de tarifas por parte del comercializador y el momento del pago de los costos a otros agentes, calculado de acuerdo con el numeral 2.3.1.1.

$CFS_{ij,m}$: Costo financiero reconocido al comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j , aplicable en el mes m , asociado a la diferencia en tiempo entre el momento del giro de los subsidios y el momento del pago a los costos a otros agentes, calculado de acuerdo con el numeral 2.3.1.2.

Este factor será igual a cero cuando en la última validación trimestral realizada por el Ministerio de Minas y Energía, el comercializador i , en el mercado de comercialización j , sea superavitario.

2.3.1.1 Costos ciclo de efectivo

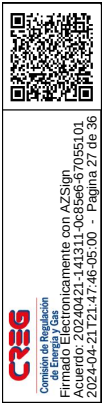
El componente $CFF_{i,j,t}$ corresponderá a la remuneración por los costos financieros asociados a las diferencias en tiempo entre el ciclo de facturación, el momento de recaudo a los usuarios regulados, el día de publicación de tarifas por parte del comercializador y el momento del pago de los costos facturados por el ASIC y el LAC, de conformidad con la siguiente expresión:

$$CFF_{i,j,t} = \frac{BP}{30} \sum_{ecf=1}^{30} 0,89 - dT1_{ecf} \frac{0,36 \times (1 + nm1 \times DIP_t) + 0,53}{(1 + TT1_{t,ecf})^{dr1_{ecf}}} - dT2_{ecf} \frac{0,36 \times (1 + nm2 \times DIP_t) + 0,53}{(1 + TT2_{t,ecf})^{dr2_{ecf}}}$$

Donde:

- $CFF_{i,j,t}$: Costo financiero reconocido para el comercializador i , en el mercado de comercialización j , aplicable al año t , asociados a las diferencias en tiempo entre el ciclo de facturación, el momento de recaudo a los usuarios regulados, el día de publicación de tarifas por parte del comercializador y el momento del pago de los costos facturados por el ASIC y el LAC.
- BP : Promedio del impacto en el costo financiero por la publicación anticipada de tarifas, corresponde a 0,85.
- Ecf : Escenario de ciclo de facturación de 30 días que inicia el día $d1$ del mes $m1$ y finaliza en el día $d2$ del mes $m2$.
- $dT1_{ecf}$: Relación entre los días de consumo en el mes $m1$ y el total de días del ciclo de facturación en el escenario ecf , correspondiente a 30 días.
- $Nm1_{ecf}$: Número de meses transcurridos, entre el mes con el que se calcula la tarifa aplicada al usuario en el escenario ecf , y el mes de pago de los costos facturados por el ASIC y el LAC por el consumo en el mes $m1$.
- DIP_t : Promedio de la variación mensual del índice de precios aplicable a las actividades de distribución y transmisión en el año $t-1$.
- $Dr1_{ecf}$: Diferencia entre el día del recaudo a los usuarios regulados y el día de pago de los costos facturados por el ASIC y el LAC por el consumo en el mes $m1$ en el escenario ecf .
- $TT1_{t,ecf}$: Costo de oportunidad día vencido correspondiente a la variable $dr1_{ecf}$, calculado como el promedio de las tasas de captación o colocación publicadas por el Banco de la República de acuerdo con el formato 441 de la Superintendencia Financiera de Colombia vigentes en el año $t-1$. En el caso de las tasas de captación se utilizan las Tasas de captación diarias – CDT y CDAT para el total de establecimientos numeral 1.2.1.1.2. Para las tasas de colocación se utilizan las Tasas de colocación por modalidad de créditos comerciales (Tesorería) para el total de





establecimientos en el numeral 1.2.2. Histórico para un tipo de cuenta_periodicidad semanal.

Valor de la variable $dr1_{ecf}$	Tipo de Tasa $TT1t,ecf$
1 a 14	Tasa CDAT 2 -14 días
15 a 29	Tasa CDAT 15-29 días
30	Tasa CDAT a 30 días
31 a 90	Tasa CDAT 31-90 días
-1 a -5	Tesorería 1-5 días
-6 a -14	Tesorería 6-14 días
-15 a - 30	Tesorería 15-30 días

La tasa efectiva anual publicada deberá actualizarse para su aplicación utilizando la siguiente expresión:

$$r_{ED} = (1 + r_{EA})^{\frac{1}{365}} - 1$$

Donde:

r_{ED} Tasa efectiva diaria

r_{EA} Tasa efectiva anual

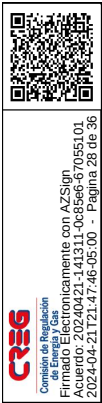
$dT2_{ecf}$ Relación entre los días de consumo en el mes $m2$ y el total de días del ciclo de facturación en el escenario ecf , correspondiente a 30 días.

$Nm2_{ecf}$ Número de meses transcurridos, entre el mes con el que se calcula la tarifa aplicada al usuario en el escenario ecf , y el mes de pago de los costos facturados por el ASIC y el LAC por el consumo en el mes $m2$.

$Dr2_{ecf}$ Diferencia entre el día del recaudo a los usuarios regulados y el día de pago de los costos facturados por el ASIC y el LAC por el consumo en el mes $m2$ en el escenario ecf .

$TT2_{t,ecf}$ Costo de oportunidad día vencido correspondiente a la variable $dr2_{ecf}$, calculado como el promedio de las tasas de captación o colocación publicadas por el Banco de la República de acuerdo con el formato 441 de la Superintendencia Financiera de Colombia vigentes en el año $t-1$. En el caso de las tasas de captación se utilizan las Tasas de captación diarias – CDT y CDAT para el total de establecimientos numeral 1.2.1.1.2. Para las tasas de colocación se utilizan las Tasas de colocación por modalidad de créditos comerciales (Tesorería) para el total de establecimientos en el numeral 1.2.2. Histórico para un tipo de cuenta_periodicidad semanal.

Valor de la variable (dr_2)	Tipo de Tasa ($TT2_e$)
1 a 14	Tasa CDAT 2 -14 días
15 a 29	Tasa CDAT 15-29 días
30	Tasa CDAT a 30 días



Valor de la variable (dr_2)	Tipo de Tasa ($TT2_e$)
31 a 90	Tasa CDAT 31-90 días
-1 a -5	Tesorería 1-5 días
-6 a -14	Tesorería 6-14 días
-15 a - 30	Tesorería 15-30 días

La tasa efectiva anual publicada deberá actualizarse para su aplicación utilizando la siguiente expresión:

$$r_{ED} = (1 + r_{EA})^{\frac{1}{365}-1}$$

Con:

r_{ED} Tasa efectiva diaria

r_{EA} Tasa efectiva anual

2.3.1.2 Costos financieros por el giro de subsidios

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:

$$CFS_{i,j,m} = \frac{Sub1_{i,j,T} \times [(1 + r_1)^N - 1] - Sub2_{i,j,T} \times [(1 + r_2)^M - 1]}{Facturación_{i,j,T}}$$

Donde:

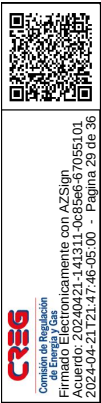
$CFS_{i,j,m}$: Costo financiero asociado al giro de los subsidios al comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j , aplicable en el mes m . Este factor será igual a cero cuando en la última validación trimestral realizada por el Ministerio de Minas y Energía, el comercializador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

N : Promedio del número de meses transcurridos a partir de la fecha en que culmine el proceso de conciliación con el Ministerio de Minas y Energía hasta el giro de los subsidios en todos los mercados relevantes de comercialización atendidos por el comercializador deficitario j .

En el caso de que para un trimestre T se presente más de un giro, se deberá calcular el promedio ponderado del tiempo transcurrido a partir de la fecha en que culmine el proceso de conciliación con el Ministerio de Minas y Energía hasta los giros empleando el valor de los giros realizados.

R_i 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 441 de la Superintendencia Financiera de Colombia. La tasa efectiva anual publicada deberá mensualizarse para su aplicación utilizando la siguiente expresión:

$$r_{EM} = (1 + r_{EA})^{\frac{1}{12}} - 1$$

Con:

r_{EM} Tasa efectiva mensual

r_{EA} Tasa efectiva anual

$Sub1_{i,j,T}$: Valor promedio del déficit de subsidios causados y no pagados una vez finalizado cada trimestre, de acuerdo con 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, complementa o sustituya, para el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para los trimestres T .

M : Promedio del número de meses de pago anticipado respecto de la finalización de los trimestres T para el comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j .

r_2 Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio semanal de las tasas de los Certificados de Ahorro a Término, 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 441, Circular 100 de 1995 de la Superintendencia Financiera de Colombia. La tasa efectiva anual publicada en la columna “Total establecimientos” deberá mensualizarse para su aplicación utilizando la siguiente expresión:

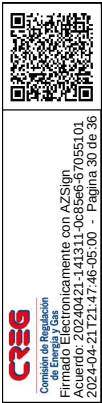
$$r_{EM} = (1 + r_{EA})^{\frac{1}{12}} - 1$$

Con:

r_{EM} Tasa efectiva mensual

r_{EA} Tasa efectiva anual

$Sub2_{i,j,T}$: Valor promedio del déficit de subsidios pagados antes de finalizar cada trimestre, de acuerdo con 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, complemente o sustituya, para el 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 20212200012515 de 2021 o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

CAPITULO 3.CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

3.1 FACTOR DE AJUSTE AL MARGEN OPERACIONAL

La evaluación de la calidad del servicio comercial será considerada a partir de un valor mínimo de cumplimiento de los indicadores definidos en el numeral 3.2 del presente anexo y se verá reflejado en una variable calculada anualmente que afectará el margen operacional, de conformidad con la siguiente fórmula:

$$ACS_{i,j,t} = 1 - 0,02 inc_{i,j,t-1}$$

Donde:

- $ACS_{i,j,t}$

Factor de ajuste al margen operacional mo , aplicable en el año t , que refleja el nivel de cumplimiento de la calidad del servicio comercial del año $t - 1$, en el mercado j , del comercializador i .
- $inc_{i,j,t-1}$

Número de indicadores no cumplidos, que corresponde a aquellos indicadores sobre los cuales el comercializador i , en el mercado j , para el año $t - 1$, no alcanzó un nivel de cumplimiento definido por la CREG.

3.2 INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO

Los indicadores de referencia para evaluar la calidad del servicio comercial, que serán calculados y reportados por cada comercializador, son los siguientes:

CATEGORÍA	INDICADOR
Quejas y reclamos	Cantidad de quejas por usuario
	Calidad en la respuesta a quejas y reclamos
Atención al usuario	Calidad en la atención de llamadas telefónicas
	Gestión de abandono de llamada
	Respuesta a medios electrónicos
Facturación	Calidad de la facturación

3.2.1 Indicadores asociados a quejas y reclamos

Bajo esta categoría de indicadores será evaluado el volumen y calidad de la gestión de quejas y reclamos que formulan los usuarios a cada comercializador.

3.2.1.1 Cantidad de quejas por usuario

Descripción: Porcentaje que corresponde al total de quejas y reclamos recibidas por el comercializador respecto del total de usuarios en cada mercado, en cualquiera de los medios de atención al usuario, discriminando si estas corresponden a peticiones, quejas, reclamos o recursos, para las siguientes tipologías correspondientes a la causal de prestación del servicio:

- Cambio de medidor o equipo de medida
- Negación de la solicitud de suspensión
- Quejas Administrativas
- Suspensión o corte del servicio
- Terminación del contrato

3.2.1.2 Calidad en la respuesta a quejas y reclamos

Descripción: Corresponde al número de quejas y reclamos que llegaron a la instancia de apelación ante la SSPD y que su decisión final fue favorable a las pretensiones del usuario, respecto del total de quejas y reclamos que llegaron a esta instancia.

3.2.2 Indicadores asociados a calidad de la atención al usuario

Bajo esta categoría de indicadores será evaluada la calidad de la atención que reciben los usuarios por parte del comercializador en los distintos canales de atención.

3.2.2.1 Calidad en la atención de llamadas telefónicas

Descripción: Corresponde al número de llamadas contestadas dentro del tiempo establecido, respecto del total de llamadas recibidas por el comercializador.

- Tiempo de atención para llamada atendida por contestador o mecanismo automatizado: 20 segundos.
- Tiempo de atención para llamada atendida por operador: 30 segundos.

3.2.2.2 Gestión de abandono de llamada

Descripción: Corresponde al número de llamadas abandonadas que fueron devueltas respecto del total de llamadas recibidas por el comercializador.

3.2.2.3 Respuesta a medios electrónicos

Descripción: Corresponde al tiempo promedio que tarda el comercializador en dar respuesta a reclamaciones realizadas por los usuarios en medios digitales. Este indicador debe tener en cuenta la siguiente desagregación por medio de atención:

- Correo electrónico
- Redes sociales



CRES
Comisión de Regulación
Energía y Servicios Públicos
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240421-141311-Qc8566-67055101
2024-04-21T21:47:46-05:00 - Página 31 de 36

- Otro, distinto a llamada telefónica

3.2.3 Indicadores asociados a calidad de la facturación

Bajo esta categoría de indicadores será evaluada la calidad de la facturación expedida al usuario.

3.2.3.1 Calidad de la facturación

Descripción: Corresponde al número de quejas y reclamos por concepto de facturación, resueltos a favor del usuario, sobre el total de facturas expedidas por el comercializador.

3.3 EVALUACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.

3.3.1 Metas de cumplimiento de los indicadores de calidad comercial.

3.3.1.1 Indicadores con meta de cumplimiento de aplicación inmediata

Para los indicadores “Cantidad de quejas por usuario” y “Calidad de la facturación”, la meta de cumplimiento consistirá en reflejar una reducción anual de 5% respecto del porcentaje observado para estos indicadores en el año base de la metodología. Esto se aplicará el siguiente año después de aplicar la metodología aprobada en esta resolución.

3.3.1.2 Indicadores con meta de cumplimiento por definir mediante circular expedida por la CREG

Para los indicadores restantes, listados a continuación, la meta de cumplimiento será definida por la CREG mediante circular:

- Calidad en la respuesta a quejas y reclamos
- Calidad en la atención de llamadas telefónicas
- Gestión de abandono de llamada
- Respuesta a medios electrónicos

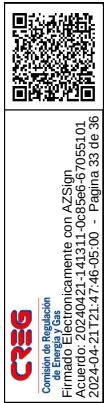
3.3.1.3 Evaluación de los indicadores anuales frente a las metas de cumplimiento

Para efectuar la evaluación de cumplimiento de la meta en cada indicador, se aplicará el procedimiento de cálculo a partir de la descripción señalada en el artículo 3.2 pero considerando el total anual.

CATEGORÍA	INDICADOR	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA LA EVALUACIÓN
Quejas y reclamos	Cantidad de quejas por usuario	Corresponde al número total de quejas y reclamos recibidas por el comercializador en el periodo $t - 1$, respecto del total de usuarios en cada mercado en el mes 12 del periodo $t - 1$, en cualquiera de los medios de atención al usuario, discriminando según las tipologías de quejas, definidas para este indicador en la descripción de la sección 3.2.
	Calidad en la respuesta a quejas y reclamos	Corresponde al número de quejas y reclamos en el año $t - 1$ que llegaron a la instancia de apelación ante la SSPD y que su decisión final fue favorable a las pretensiones del usuario,



CREG
Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240421-141311-0c85e6-67055101
2024-04-21T17:46:05.00 - Página 32 de 36



		respecto del total de quejas y reclamos que llegaron a esta instancia en el año $t - 1$.
Atención al usuario	Calidad en la atención de llamadas telefónicas	Corresponde al número de llamadas contestadas dentro del tiempo establecido en el año $t - 1$, respecto del total de llamadas recibidas por el comercializador en el año $t - 1$.
	Gestión de abandono de llamada	Corresponde al número de llamadas abandonadas que fueron devueltas, en el año $t - 1$, respecto del total de llamadas recibidas por el comercializador en el mismo periodo.
	Respuesta a medios electrónicos	Corresponde al tiempo promedio anual que tarda el comercializador en dar respuesta a reclamaciones realizadas por los usuarios en medios digitales
Facturación	Calidad de la facturación	Corresponde al número de quejas y reclamos por concepto de facturación en el año $t - 1$, resueltos a favor del usuario, sobre el total de facturas expedidas por el comercializador en el año $t - 1$.

El resultado de la aplicación del procedimiento anterior se comparará con la meta definida para estos indicadores en los términos definidos en la sección 3.3.1.1.

Para los indicadores que no se les pueda realizar la evaluación por no contar con la información a que hace referencia el presente capítulo o que esta información se considere un valor (es) atípico (s) con respecto a los indicadores en el año base de la metodología, se considerará como indicador que no cumple con la meta.

3.3.2 Número de indicadores que no cumplen con la meta, $ic_{i,j,t-1}$.

La evaluación del cumplimiento de los indicadores de calidad comercial se realizará anualmente y será considerado para el Factor de ajuste al margen operacional, mo , que hace parte del costo variable de comercialización y se aplicará desde el mes de febrero de cada año y permanecerá vigente por doce (12) meses.

La evaluación consistirá en una revisión del número de indicadores que no cumplen con la meta definida en el numeral 3.3.1. con el fin de determinar el componente $ic_{i,j,t-1}$ descrito en la sección 3.1.

3.4 RESPONSABILIDAD POR LA MEDICIÓN Y REPORTE DE INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.

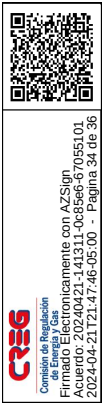
Los comercializadores de energía eléctrica que atienden usuarios regulados, serán responsables de la medición, cálculo, reporte y publicidad de los indicadores de calidad comercial definidos en la sección 3.2 del presente anexo.

El reporte de la medición de estos indicadores se deberá realizar trimestralmente al SUI, con información mensual. Este reporte debe efectuarse hasta diez (10) días después de finalizado el trimestre a reportar.

3.5 PUBLICIDAD DE LOS RESULTADOS DE MEDICIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL

Los comercializadores de energía eléctrica deben publicar en su página web los resultados de la medición de los indicadores de calidad comercial para el trimestre inmediatamente anterior, desagregados por mes y para cada mercado,

conservando publicados los resultados históricos de medición de al menos los últimos dos (2) años.



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_038_2024

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo:20240421-141311-0c85e6-67055101

Creación:2024-04-21 14:13:11

Estado:Finalizado

Finalización:2024-04-21 21:47:45



Escanee el código
para verificación

Firma: Firmante

Omar Fredy Prias Caicedo
9522900

oprias@creg.gov.co

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Revisión: Revisión

Juan Carlos Bedoya
18519566

jcbedoya@minenergia.gov.co

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía



REPORTE DE TRAZABILIDAD			 Escanee el código para verificación
Proyecto_Resolución_CREG_701_038_2024			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo:20240421-141311-0c85e6-67055101 Creación:2024-04-21 14:13:11			
Estado:Finalizado Finalización:2024-04-21 21:47:45			
TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Revisión	Juan Carlos Bedoya jcbedoya@minenergia.gov.co Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatori Ministerio de Minas y Energia	Aprobado	Env.: 2024-04-21 14:13:11 Lec.: 2024-04-21 14:13:21 Res.: 2024-04-21 15:02:42 IP Res.: 181.142.79.102
Firma	Omar Fredy Prias Caicedo oprias@creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2024-04-21 15:02:42 Lec.: 2024-04-21 21:17:28 Res.: 2024-04-21 21:47:45 IP Res.: 186.102.25.211