

**REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS**

**DOCUMENTO CREG- 901 060**

**13 DE ABRIL DE 2024**

|  |
| --- |
| **CIRCULACIÓN:** |
| **MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE** |
| **REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS.** |

[1. INFORMACIÓN GENERAL 4](#_Toc165037312)

[2. ANTECEDENTES 4](#_Toc165037313)

[3. INFORMACIÓN GENERAL 6](#_Toc165037314)

[3.1. Componente fijo de comercialización 7](#_Toc165037315)

[3.1.1. Costo Base de comercialización 7](#_Toc165037316)

[3.1.2. Factor de eficiencia 7](#_Toc165037317)

[3.2. Componente variable del costo de comercialización 8](#_Toc165037318)

[3.2.1. Margen operacional 8](#_Toc165037319)

[3.2.2. Riesgo de cartera 9](#_Toc165037320)

[3.2.3. Costos financieros 14](#_Toc165037321)

[3.3. Estructura de los componentes de comercialización 15](#_Toc165037322)

[4. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA 16](#_Toc165037323)

[5. CAUSAS 16](#_Toc165037324)

[6. CONSECUENCIAS 16](#_Toc165037325)

[7. OBJETIVOS 16](#_Toc165037326)

[8. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN. 17](#_Toc165037327)

[8.1. Alternativa 1: Mantener la metodología vigente 17](#_Toc165037328)

[8.2 Alternativa 2: Ajustar algunos aspectos de la metodología de comercialización vigente 17](#_Toc165037329)

[8.3. Alternativa 3: Modificar totalmente el esquema de remuneración que se tiene actualmente. 17](#_Toc165037330)

[9. EVALUACIÓN DE IMPACTO DE LAS ALTERNATIVAS 17](#_Toc165037331)

[10. ANÁLISIS Y PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA REMUNERAR LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS 19](#_Toc165037332)

[10.1. Componente fijo del costo de comercialización 19](#_Toc165037333)

[10.1.1. Costo base de comercialización 19](#_Toc165037334)

[10.1.2. Modelo de eficiencia 22](#_Toc165037335)

[10.2. Componente variable del costo de comercialización 26](#_Toc165037336)

[10.2.1. Margen para remunerar la actividad de comercialización. 26](#_Toc165037337)

[10.2.2. Riesgo de cartera reconocido 30](#_Toc165037338)

[10.2.3. Costos Financieros Reconocidos 38](#_Toc165037339)

[10.3. Calidad comercial 46](#_Toc165037340)

[10.3.1. Antecedentes y generalidades 47](#_Toc165037341)

[10.3.2. Metodología de evaluación de la calidad comercial 50](#_Toc165037342)

[11. APLICACIÓN DE LA PROPUESTA REGULATORIA. 54](#_Toc165037343)

[12. IMPACTOS DE LA METODOLOGIA 57](#_Toc165037344)

[12.1. Impacto en el componente fijo del costo de Comercialización 57](#_Toc165037345)

[12.2. Impacto en el componente variable del costo de comercialización 58](#_Toc165037346)

[12.3. Impactos total de la metodología 59](#_Toc165037347)

[13. INDICADORES DE SEGUIMIENTO 60](#_Toc165037348)

[14. CRONOGRAMA PARA LA EXPEDICION DEFINITIVA DE LA METODOLOGÍA Y SU APLICACIÓN 61](#_Toc165037349)

# INFORMACIÓN GENERAL

Mediante la Resolución CREG 180 de 2014 se encuentra definida la metodología de remuneración de la actividad de comercialización a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional que actualmente deben aplicar los comercializadores de energía eléctrica que atienden usuarios finales.

Luego de más de cinco años de su aplicación en el año 2019 se inició el proceso para fijar una nueva metodología y en ese sentido expidió las bases sobre las cuales se efectuaría el estudio para determinar la metodología del siguiente periodo tarifario, las cuales se presentaron mediante la Resolución CREG 155 de 2019.

De acuerdo con esto y luego de todos los análisis realizados por la Comisión se presenta en este documento la propuesta de la nueva metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados y los fundamentos de esta.

En la primera parte del documento se hace una descripción general de la situación actual, la definición del problema que se quiere solucionar, los objetivos y las alternativas de solución y posteriormente se señala el detalle de la propuesta de metodología y sus impactos, así como los pasos a seguir, todo esto cubriendo el análisis de impacto normativo – AIN.

Se espera finalmente recibir retroalimentación de todos los interesados como son los usuarios, empresas, gremios, entidades de control y otros, a través de los comentarios y sugerencias posterior al proceso respectivo de divulgación para finalmente expedir la resolución definitiva que contenga la metodología a aplicar en el próximo periodo tarifario.

# ANTECEDENTES

De acuerdo con 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.

En ese contexto, la CREG mediante la Resolución CREG 155 de 2019, 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 - SIN.

Asimismo, 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. Estos, y otros estudios adelantados por la Comisión y los demás agentes del sector, se convierten en insumo fundamental para la propuesta de actualización de la metodología para remunerar la actividad de comercialización descrita en este documento.

A continuación, se realiza un breve recuento de los antecedentes normativos referentes a la comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el país.

* 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.
* 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.
* 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 CREG 019 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 Zonas No Interconectadas 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 Resolución CREG 101 001 de 2022 se establecieron condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN, determinando que un mes posterior a la expedición de la metodología que actualice la Resolución CREG 180 de 2014 la responsabilidad de medición a los usuarios regulados será del Operador de Red.
* 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, para las empresas que atendieran el mercado de Electricaribe E.S.P., disponiendo que el valor del Costo Base de Comercialización (*Cfj*) vigente en 2020 se incrementará en 20% y al resultado mensual del cálculo del riesgo de cartera (*RCi,j,m*), se le adicionarán 300 puntos básicos, para estos comercializadores.
* El artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 “por el cual se expide el plan nacional de desarrollo 2022- 2026” habilitó a los usuarios o potenciales usuarios a constituir comunidades energéticas para comercializar energía eléctrica. 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.
* Así mismo, el artículo 2 del decreto MME 0929 del 7 de junio de 2023 por el cual se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica, estableció los criterios para reglamentar el Prestador de Ultima Instancia, como considerar esquemas competitivos para su selección, considerar de manera diferencial el riesgo de cartera para los agentes que atienden usuarios en áreas especiales e incorporar incentivos que promuevan la gestión eficiente en la prestación del servicio a los usuarios atendidos por el PUI.
* 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. Asimismo, en las Circulares CREG 074 de 2021, CREG 022 de 2023 y CREG 023 de 2023 se solicitó información general de los usuarios y cartera a las empresas que desarrollan las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica de forma integrada en el SIN.

# INFORMACIÓN GENERAL

La resolución CREG 024 de 1994 define la comercialización como la 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.

Es el comercializador el agente de cara al usuario que tiene entre sus obligaciones la continuidad del servicio y están entre sus tareas la contratación de la prestación del servicio, la lectura de medidores, la liquidación y facturación, la atención de peticiones, quejas y reclamos (Resolución CREG108/97), el recaudo y pago a los otros agentes de la cadena, la compra Excedentes de energía (Resolución CREG174/21) y la gestión de compra de energía, entre otras actividades.

La metodología actual o contenida en la Resolución CREG 180 de 2014 indica que la comercialización se remunera a través de un cargo fijo y cargo variable. No obstante, el componente de comercialización en la fórmula tarifaria que define el costo de prestación del servicio variabiliza este costo fijo y permite la inclusión de otros costos en que incurre el comercializador y que son definidos en otras resoluciones.



***Figura 1 Regulación relacionada con la remuneración de comercialización a usuarios regulados
Fuente: Elaboración Propia***

A continuación, se describe de forma resumida como se determina cada componente de remuneración con la metodología vigente y que es objeto del presente análisis:

## Componente fijo de comercialización

La remuneración del componente fijo de la actividad de comercialización está dividido en la remuneración del costo base de comercialización y el factor de eficiencia.

### Costo Base de Comercialización

El costo base de comercialización remunera el costo eficiente de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados por cada usuario atendido y obedece a las actividades realizadas por el comercializador, considerando las obligaciones y responsabilidades asignadas en la regulación.

Este costo es calculado para cada mercado de comercialización, teniendo en cuenta los gastos de la unidad de negocio de comercialización de energía eléctrica, del sistema de costeo por actividades ABC reportado al Sistema Único de Información, SUI, de la SSPD, para el año 2013 a los cuales se les resta unos conceptos específicos que no corresponden directamente a la actividad. Este valor de costos es afectado por un factor de eficiencia que se obtiene mediante un modelo de frontera estocástica y que luego se divide por el número de facturas expedidas en el año 2013 para obtener un valor de pesos por factura.

La fórmula de cálculo es la siguiente:



Donde:

|  |  |
| --- | --- |
| *Cfj:* | Costo base de comercialización del mercado de comercialización j, expresado en pesos por factura de diciembre de 2013.   |
| *GCj:* | Gastos en la actividad de comercialización, para el año 2013, del comercializador integrado al OR que sirve el mercado de comercialización j.   |
| *ηj:* | Factor de eficiencia del mercado de comercialización j |
| *Factj:* | Cantidad de facturas expedidas, en el año 2013, por el comercializador integrado al OR que sirve al mercado de comercialización j. |

### Factor de eficiencia

En el artículo 6 de la Resolución CREG 180 del 2014 se indica la forma en que se debe evaluar la eficiencia de los costos del comercializador con los cuales se calcula el costo base de comercialización, esto debido a que no se reconocen dentro de la remuneración sobrecostos asociados a una gestión ineficiente del comercializador

Para esto se utiliza un modelo de frontera estocástica (SFA por sus siglas en inglés) el cual requiere de una función de producción en la cual los ponderadores se encuentran mediante el método de máxima verosimilitud y que ajustan una variable dependiente a un conjunto de variables independientes explicativas.

En este modelo se consideraron variables explicativas de tamaño físico y económico como son los usuarios totales, red rural / usuarios rurales, red urbana / usuarios urbanos, facturación total y gastos de la actividad.

Es de anotar que la metodología vigente preveía, para los mercados de comercialización que obtuvieran un factor de eficiencia inferior al 94%, que el factor a aplicar en primer año calendario de aprobación del costo base de comercialización correspondería al 94 % y para los 4 años siguientes se reducirá en un porcentaje anual equivalente la diferencia entre el 94 % y el valor real de eficiencia divido por 4.

## Componente variable del costo de comercialización

En este numeral se describe la remuneración de los costos variables de la actividad de comercialización a usuarios regulados.

### Margen operacional

De acuerdo con lo establecido en el artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994, para establecer el margen que remunera la actividad de comercialización se emplea como referencia una actividad económica con características similares y que enfrenten riesgos comparables, como lo establece el artículo mencionado:

*“Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.”*

La metodología adoptada por resolución CREG 180 de 2014, reconoció la actividad de comercialización de energía eléctrica como un negocio esencialmente de intermediación económica, similar a la comercialización de bienes y servicios que se producen en otros sectores de la economía. Adicionalmente, la comercialización de energía eléctrica es una actividad poco intensiva en activos fijos que tiene como objetivo suministrar electricidad a los usuarios finales del servicio, para lo cual quienes la desarrollan deben, entre otros, comprar energía en el mercado mayorista, pagar por el uso de las redes de transmisión y distribución, facturar y recaudar los cargos por los consumos de los usuarios, gestionar la cartera, suspender, cortar, reconectar, reinstalar el servicio cuando haya lugar, y atender las peticiones, quejas y recursos de los usuarios.

Al considerarse la comercialización de energía eléctrica como una actividad poco intensiva en activos fijos, se utiliza el margen operacional como referencia para establecer la rentabilidad para el comercializador, de acuerdo con la siguiente expresión.

De esta manera y al no contar con información histórica desagregada para las empresas de comercialización de energía eléctrica en el país, la metodología buscó identificar sectores con características similares y que enfrenten riesgos comparables para estimar el margen a ser remunerado, de acuerdo con lo establecido en el artículo 87.4 de la Ley 142 de 1994.

Los sectores escogidos mediante técnicas de agrupamiento fueron:

* G5151: Comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos y productos conexos.
* G5219: Comercio al por menor de productos diferentes de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco en establecimientos no especializados.

El margen operacional de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados, *mo*, se definió como máximo igual a 2,73%. Este se obtuvo para una serie de 2009 a 2013, una vez eliminados datos atípicos.

De acuerdo con esto, el margen reconocido en el año 2022 fue en promedio 15,53 $/kWh, con un mínimo de 13,8 $/kWh y máximo de 19,6 $/kWh. Lo cual representó entre el 9,7% y el 34,6% del total de los costos reconocidos al comercializador como se muestra en la Figura 2.



**Figura 2 Participación del margen al comercializador en C para el año 2022.**

**Fuente: Elaboración propia a partir del SUI.**

### Riesgo de cartera

El concepto de riesgo de cartera fue introducido en el documento CREG D-020-2012 debido a que, al caracterizar la actividad de comercialización de energía eléctrica se encontró que uno de los riesgos a los que están expuestos los agentes, es la no recuperación de la cartera vencida, a pesar de gestionar su recaudo. Por consiguiente, el riesgo de cartera fue definido como la probabilidad de incumplimiento en el pago de las obligaciones de los usuarios que no es gestionable por el comercializador. En el caso de que se pudieran realizar estrategias de recaudo, planes de refinanciamiento o acuerdos de pagos, se estaría hablando de un riesgo gestionable que no hace parte del riesgo de cartera a remunerar a los comercializadores de energía eléctrica.

Debido a que los comercializadores de energía se encuentran expuestos al riesgo de cartera, por responsabilidades dadas por la regulación, este se incorporó en la metodología de remuneración de la actividad de comercialización establecida en la resolución CREG 180 de 2014, donde se reconocen cuatro componentes en el riesgo de cartera: El Riesgo de Cartera de usuarios Tradicionales (*RCT*), el Riesgo de Cartera de usuarios en Áreas Especiales (*RCAE*), el Riesgo de Cartera de usuarios ubicados en barrios Subnormales atendidos por un comercializador diferente al incumbente (*RCSNE*) el Riesgo de Cartera de Nuevos Usuarios regulados incorporados al SIN por planes de expansión de cobertura (*RCNU*).

En la Resolución CREG 180 de 2014 se estableció que el riesgo de cartera que se reconoce a los comercializadores de energía eléctrica se calcula con la siguiente expresión:

Donde:

*RCi,j,m*: Riesgo de cartera del comercializador *i*, en el mercado *j*, para el mes *m*.

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

*VUTri,j,m-1*: Ventas totales a usuarios regulados del comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j*, para el mes *m-1*, descontando los valores de las variables *VAEi,j,m-1*, *VSNEi,j,m-1* y *VNUi,j,m-1*. Esta variable se expresa en kilovatios hora (kWh).

*RCAEj,t:* Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red, por la atención de usuarios en áreas especiales, que, al 31 de diciembre del año 2013, estaban siendo atendidos por dicho comercializador, en el mercado de comercialización *j*, para el año *t*.

*VAEi,j,m-1*: Ventas totales a los usuarios ubicados en áreas especiales que al 31 de diciembre de 2013 estaban siendo atendidos por el comercializador *i*, en el mercado *j*, para el mes *m-1*. Esta variable se expresa en kilovatios hora (kWh).

*RCSNEi,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 ubicados en barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2013 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red.

*VSNEi,j,m-1:* Ventas realizadas por el comercializador *i*, en el mercado *j*, a usuarios ubicados en barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2013 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red, para el mes *m-1*. Esta variable se expresa en kilovatios hora (kWh).

*RCNU*: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador por atender nuevos usuarios regulados incorporados al SIN mediante planes de expansión de cobertura, de conformidad con la política pública definida por el Ministerio de Minas y Energía.

*VNUi,j,m-1*: Ventas a los nuevos usuarios regulados incorporados al SIN, atendidos por el comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j*, en el mes *m-1*. Esta variable se expresa en kilovatios hora (kWh).

*VRCi,j,m-1*: Ventas totales a usuarios regulados realizadas por el comercializador *i*, en el mercado *j*, en el mes *m-1*, expresadas en kilovatios hora (kWh).

**Riesgo de Cartera a Usuarios Tradicionales**

En la resolución 180 de 2014 se estableció que el valor de la variable *RCTj* será calculado para cada mercado de comercialización *j*, conforme a la siguiente ecuación:

Donde:

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

*Nj,e*: Número de usuarios a los que se les cortó y no se les restableció el servicio en el estrato o sector de consumo *e*, del mercado de comercialización *j*, para el periodo 2009 a 2013.

*CFMe,j,t-1*: Consumo facturado medio para el estrato o sector de consumo *e*, en el mercado de comercialización *j*. Calculado como las ventas totales en kWh divididas entre el total de facturas, para el año *t-1*.

*Sube,j,t-1*: Relación entre los subsidios y el total facturado en el estrato o sector de consumo *e*, del mercado de comercialización *j*, para el año *t-1*.

*VRj,t-1*: Ventas totales a usuarios regulados en el mercado de comercialización *j*, para el año *t-1*, expresadas en kWh.

*t - 1*: Corresponde al año 2013.

Una vez se estableció la metodología de cálculo del *RCTj*, cada uno de los agentes comercializadores suministraron la información requerida para realizar el cálculo del *RCTj* con base la ecuación anteriormente presentada. El resultado final del *RCTj* calculado y aprobado por la CREG para cada comercializador fue publicado en diferentes resoluciones particulares entre los años 2015 y 2016. La resolución, el mercado y el *RCTj* que se aprobó para cada mercado se presenta a continuación en la Tabla 1.

**Tabla 1 RCTj actual aprobado para cada mercado de comercialización**

**Fuente: Elaboración Propia.**

| **Resolución particular** | **Comercializador incumbente** | **Valor del *RCTj* Aprobado** |
| --- | --- | --- |
| [Creg017-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0017_2016.htm) | DISPAC | 1.17% |
| [Creg122-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0122_2015.htm) | CEDENAR | 0.62% |
| [Creg119-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0119_2015.htm) | CEO | 0.51% |
| [Creg216-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0216_2015.htm) | HUILA | 0.49% |
| [Creg015-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2016.htm) | ESSA | 0.38% |
| [Creg016-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0016_2016.htm) | EBSA | 0.33% |
| [Creg120-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0120_2015.htm) | CODENSA | 0.19% |
| [Creg118-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0118_2015.htm) | PUTUMAYO | 0.18% |
| [Creg229-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0229_2016.htm) | CELSIA | 0.11% |
| [Creg205-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0205_2015.htm) | EEBP | 0.09% |
| [Creg188-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0188_2015.htm) | EMSA | 0.08% |
| [Creg117-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0117_2015.htm) | EDEQ | 0.08% |
| [Creg231-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0231_2016.htm) | EMEE | 0.08% |
| [Creg121-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0121_2015.htm) | ENERCA | 0.07% |
| [Creg187-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0187_2015.htm) | TOLIMA | 0.07% |
| [Creg217-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0217_2015.htm) | CHEC | 0.07% |
| [Creg036-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0036_2015.htm) | ELECTRICARIBE | 0.06% |
| [Creg036-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0036_2015.htm) | CARIBEMAR\* | 0.06% |
| [Creg036-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0036_2015.htm) | AIRE\* | 0.06% |
| [Creg123-2015](http://www.cac.org.co/actividad_regulatoria/metodol_comercial/doc_creg/resol_particulares/Creg123-2015_ARAUCA.pdf) | ENELAR | 0.06% |
| [Creg189-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0189_2015.htm) | EPM | 0.05% |
| [Creg190-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0190_2015.htm) | EMCALI | 0.04% |
| [Creg223-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0233_2016.htm) | CETSA | 0.04% |
| [Creg199-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0199_2015.htm) | CENS | 0.03% |
| [Creg206-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0206_2015.htm) | GUAVIARE | 0.01% |
| [Creg230-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0230_2016.htm) | CARTAGO | 0.01% |
| [Creg124-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0124_2015.htm) | EEP | 0.00% |
| [Creg014-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0014_2016.htm) | CAQUETA | 0.00% |
| [Creg232-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0232_2016.htm) | RUITOQUE | 0.00% |
| [Creg013-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0013_2016.htm) | EMEVASI | 0.00% |

Nota: CARIBEMAR y AIRE marcados con asterisco\*, entraron en operación en el segundo semestre de 2020 y tienen asignado el riesgo de cartera que fue aprobado para ELECTRICARIBE en la resolución CREG 036 de 2015.

##### **Riesgo de Cartera en Áreas Especiales**

La fórmula de cálculo para los usuarios de áreas especiales es diferente a la de usuarios tradicionales, debido a que en algunas áreas especiales no existen elementos técnicos para la desconexión o no es posible que el operador de red desconecte los usuarios. Ante esta situación en la Resolución CREG 180 de 2014 se definió una expresión que involucra los cambios en las cuentas por cobrar mayores a año, el castigo de cartera y la facturación total en este tipo de áreas. La variable *RCAEj,t* fue calculada para cada mercado de comercialización *j*, conforme a las siguientes ecuaciones:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1) |
|  | (2) |
|  | (3) |

Donde

*RCAEj,t:* Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red, por la atención de usuarios en áreas especiales, que, al 31 de diciembre del año 2013, estaban siendo atendidos por dicho comercializador, en el mercado de comercialización *j*, para el año *t*.

*:* Fracción de la facturación anual total reportada en cartera con más de un año al final de año contable *T,* para la categoría *k*.

*:* Valorde las cuentas por cobrar, en mora por un año o más, al final del año contable *T*, para la categoría *k*. En pesos corrientes.

*:* Castigo de cartera proveniente de cuentas morosas en el año contable *T*, para la categoría *k.* En pesos corrientes.

 *:* 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.

*T:*  Corresponden los años 2010 a 2013.

*K:* Categoría de tipo de usuario. Esta variable corresponderá a usuarios ubicados en: barrios subnormales, SN, áreas rurales de menor desarrollo, MD, y zonas de difícil gestión, DF.

A partir del segundo año calendario de entrada en vigor de la presente metodología, en los mercados de comercialización para los cuales se apruebe un valor de la variable *RCAEj,t* mayor o igual a 10,0% se deberá aplicar la siguiente ecuación:

Donde:

*RCAEj,t*: Prima de riesgo de cartera por atender usuarios de áreas especiales correspondiente al mercado de comercialización *j*, para el año *t-1*.

*t*: Año calendario de vigencia de la metodología de comercialización.

Cumplido el quinto año calendario de vigencia de la resolución, los comercializadores continuarán aplicando el porcentaje de *RCAEj,t* del año 5, hasta tanto la Comisión establezca una nueva metodología.

Una vez se estableció la metodología de cálculo del *RCAEj,t* cada uno de los agentes comercializadores incumbentes suministraron la información requerida para realizar el cálculo de cálculo del *RCAEj,t* con base la ecuación anteriormente presentada. El resultado final del *RCAEj,t* calculado y aprobado por la CREG para cada comercializador fue publicado en diferentes resoluciones particulares entre los años 2015 y 2016. La resolución, el mercado y el *RCAEj,t* que se aprobó para cada mercado se presenta a continuación en la **Tabla 2**.

**Tabla 2 RCAEj,t aprobado por comercializador incumbente**

**Fuente: Elaboración propia**

| **Resolución****particular** | **Mercado de comercialización** | **Valor del *RCAEj,t*****Aprobado** |
| --- | --- | --- |
| [Creg229-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0229_2016.htm) | CELSIA | 63.43% |
| [Creg017-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0017_2016.htm) | DISPAC | 34.46% |
| [Creg119-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0119_2015.htm) | CEO | 26.26% |
| [Creg036-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0036_2015.htm) | CARIBEMAR | 17.82% |
| [Creg036-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0036_2015.htm) | AIRE | 17.82% |
| [Creg122-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0122_2015.htm) | CEDENAR | 7.63% |
| [Creg123-2015](http://www.cac.org.co/actividad_regulatoria/metodol_comercial/doc_creg/resol_particulares/Creg123-2015_ARAUCA.pdf) | ENELAR | 6.16% |
| [Creg187-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0187_2015.htm) | TOLIMA | 6.06% |
| [Creg080-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0080_2016.htm) | EMSA | 5.23% |
| [Creg190-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0190_2015.htm) | EMCALI | 4.38% |
| [Creg015-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2016.htm) | ESSA | 4.05% |
| [Creg121-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0121_2015.htm) | ENERCA | 2.34% |
| [Creg189-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0189_2015.htm) | EPM | 1.45% |
| [Creg216-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0216_2015.htm) | HUILA | 1.14% |
| [Creg016-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0016_2016.htm) | EBSA | 1.00% |
| [Creg118-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0118_2015.htm) | PUTUMAYO | 0.33% |
| [Creg231-2016](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0231_2016.htm) | EMEE | 0.21% |
| [Creg199-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0199_2015.htm) | CENS | 0.12% |
| [Creg217-2015](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0217_2015.htm) | CHEC | 0.00% |

Notas: Debido a que en DISPAC, CARIBEMAR, AIRE y CEO el valor aprobado fue mayor o igual a 10,0%, el *RCAE* disminuyo 0,05 hasta el año 5, luego de entrar en vigor la metodología.​ Por otro lado, en la información entregada por CELSIA y EMCALI relacionada con la circular 023 de 2023, estos comercializadores manifestaron no contar con áreas especiales.

### Costos financieros

La actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados se enfrenta a costos y beneficios financieros derivados de la tenencia o no de los recursos financieros para cumplir con las obligaciones a otros agentes, y cubrir los propios costos de realizar la actividad. La metodología de la Resolución CREG 180 de 2014, contiene la variable de costo financieros (CFE). Esta variable remunera los costos financieros asociados a los ciclos de facturación de la actividad, así como los ocasionados por el tiempo transcurrido desde el vencimiento de la factura hasta la fecha del giro de los déficits de subsidios a las empresas comercializadoras.

De acuerdo con la regulación vigente el CFE se compone de una parte fija y una variable. El componente fijo (CFC) fue establecido a través de la metodología de modelación contenida en el Documento D-020-12 y remunera los costos financieros asociados al ciclo de efectivo. Mientras que el componente variable (CFS) corresponde al costo financiero en el que los comercializadores de energía eléctrica incurren para cubrir los subsidios de energía en los mercados deficitarios hasta que se realiza el giro de los recursos.

* + - 1. **Costo financiero del ciclo efectivo**

En el Anexo 6 del documento D-020-12 se presentó el análisis de los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados, en especial los costos derivados de la publicación, aplicación y el cobro de tarifas de acuerdo con los posibles ciclos de facturación. De este análisis se concluyó que los comercializadores se enfrentaban, en promedio, a un costo financiero de 0,071%. Dicho costo financiero fue actualizado a 0,042% en el Documento D-100-14 teniendo en cuenta los valores de las tasas de captación y colocación publicados por el Banco de la Republica.

* + - 1. **Costo financiero del giro de subsidios**

Una parte del flujo de caja de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados proviene del giro de subsidios por parte del Gobierno Nacional, por tanto, existe un costo o beneficio financiero, generado por el retraso o adelanto en los giros causados por déficits en los saldos conciliados de subsidios y contribuciones.

El Costo financiero asociado al giro de subsidios CFS, se compone de dos partes, la primera parte corresponde al costo de financiación reconocido para aquellos giros de subsidios que se pagan después de terminar el trimestre en el cual los subsidios fueron causados. El costo de oportunidad (r1) reconocido para esta primera parte es el promedio ponderado de las tasas de interés preferencial o corporativo de los créditos comerciales, vigente desde el segundo mes del último trimestre y hasta el mes anterior al mes de giro del subsidio por parte del Ministerio de Minas.

Mientras que la segunda parte del CFS reconoce el costo de financiación de aquellos giros de subsidios para los mercados deficitarios que se realizan antes de finalizar el trimestre en el cual se causa el subsidio. El costo de oportunidad (r2) reconocido para estos casos es calculado como el promedio ponderado de las tasas de interés de los certificados de ahorro a término (CDAT), vigentes desde el segundo mes del último trimestre y hasta el mes anterior al mes de giro del subsidio por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Con respecto a los subsidios para los cuales se les ha reconocido un costo de financiación se estableció que entre el 1 de enero de 2016 y el 2 de junio de 2022 el MME ha girado subsidios por valor de $13,4 billones de pesos[[1]](#footnote-2). El 77% de este valor corresponde a subsidios reconocidos una vez finaliza el trimestre, mientras que el 23% restante corresponde a subsidios reconocidos durante el trimestre.

Igualmente, se estableció que en promedio[[2]](#footnote-3) los giros de subsidios toman cuatro meses en ser autorizados por el MME una vez finaliza el trimestre. Al desagregar la duración en el pago de subsidios entre aquellos reconocidos antes de finalizar el trimestre y una vez finalizado el trimestre y realizar un promedio ponderado para cada segmento, se encontró que los giros de subsidios pagados antes de finalizar el trimestre se realizan con un mes de antelación. Mientras que los giros realizados después de finalizar el trimestre tomaron en promedio 2,7 meses.

En cuanto al porcentaje de destinación de subsidios de acuerdo con el mercado de comercialización, se encontró que aproximadamente el 38% de los giros de subsidios autorizados por el MME con recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación fueron destinados para el mercado de Electricaribe, actualmente Afinia y Air-e. El 10% de los giros fue destinado al mercado de Antioquia. Mientras que para los mercados de Codensa y Norte de Santander, se destinó un 6% para cada uno de estos mercados.

## Estructura de los componentes de comercialización

En la Figura 3 se presenta la estructura de los diferentes componentes de comercialización y su peso dentro de la remuneración del C.

De esta se observa que el costo base de comercialización pesa alrededor del 70% del C, mientras que el margen operacional, el riesgo de cartera y el ciclo deflujo efectivo el 30% restante.



**Figura 3 Estructura del componente de comercialización.**

**Fuente: Elaboración propia con información del SUI**

# DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El documento CREG D-110-2019, publicado en la Resolución CREG 155 de 2019, identificó que la metodología para la remuneración de la comercialización a usuarios regulados no responde a las nuevas dinámicas del sector y que, dadas las barreras de entrada existentes en la actividad de comercialización, los comercializadores no tienen incentivos suficientes para realizar una adecuada gestión de los intereses del usuario.

# CAUSAS

Se pueden identificar como causas de la problemática las siguientes:

* Regulación desactualizada que no contemplaba la posibilidad de avances tecnológicos en el sector.
* Limitado acceso a la información por parte del usuario.
* Bajo interés del comercializador por las necesidades del usuario.
* Falta de claridad en las obligaciones de calidad comercial por parte del comercializador.
* Reconocimiento de costos externos a los definidos en la metodología general.

# CONSECUENCIAS

* Mayores costos pagados por el usuario.
* Usuarios insatisfechos con su servicio y el costo de su factura.
* Empresas distantes de los usuarios.
* Usuarios poco informados.
* Reconocimiento de costos adicionales a la actividad de comercialización.

# OBJETIVOS

Así mismo, el Documento D-110-2019 planteó el objetivo de la actualización de la metodología para la remuneración de la comercialización a usuarios regulados como alinear el concepto de comercialización a las dinámicas actuales del sector y lograr que los comercializadores hagan una gestión adecuada de los intereses de sus usuarios.

De cara al usuario, la metodología debe llevar a que los beneficios de los avances tecnológicos sean compartidos entre las empresas y los consumidores y a un traslado de costos eficientes por la prestación del servicio. Se requiere, además, que el usuario tenga mejor y mayor acceso a información para tomar decisiones, que reduzcan o eliminen las restricciones de cambio de prestador para los usuarios y logren una mejor atención de sus necesidades.

De cara al comercializador, es necesario promover la competencia entre los agentes de este eslabón de la cadena de prestación del servicio, con el propósito de darle liquidez al mercado y generar incentivos a la mejora en la calidad de la prestación del servicio.

# ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.

De acuerdo con lo anterior se identifican tres alternativas de solución:

## 8.1. Alternativa 1: Mantener la metodología vigente

Esta alternativa considera no actualizar la metodología que se viene aplicando y que se encuentra consignada en la Resolución CREG 180 de 2014. En este caso se seguirían aplicando los cargos aprobados mediante actos administrativos particulares.

## 8.2 Alternativa 2: Ajustar algunos aspectos de la metodología de comercialización vigente

Esta contempla ajustar algunos aspectos de la metodología vigente y que implican mejorar eficiencias en la remuneración de la actividad. Esta considera actualizar los costos y gastos, la eficiencia, el margen operacional, el costo de cartera y revisar la base sobre la que se aplican estas variables. Así mismo, la posibilidad de una aplicación inmediata de la metodología para la determinación de los cargos.

## 8.3. Alternativa 3: Modificar totalmente el esquema de remuneración que se tiene actualmente.

Esta alternativa buscaría plantear un nuevo modelo de remuneración para los comercializadores tal como una liberalización total del mercado y sin llevar a cabo una transición de régimen.

# EVALUACIÓN DE IMPACTO DE LAS ALTERNATIVAS

El análisis de impactos comprende una comparación entre las tres alternativas propuestas a través de un análisis multicriterio. Para el análisis se identificaron unos posibles impactos de las alternativas y se les da un peso teniendo en cuenta los objetivos que se quieren conseguir. Posteriormente, se procede a dar una calificación entre 1 y 5 para cada impacto en cada una de las alternativas y se establece un valor ponderado entre el peso y la calificación.

Los posibles impactos por valorar y sus criterios son:

1. Efecto en costos de los usuarios.
2. Mejora en la calidad del servicio.
3. Acceso a la información.
4. Costos para los agentes y
5. Simplicidad en la aplicación.

En la **Tabla 3** se presenta el peso y la escala de calificación elegida.

**Tabla 3 Criterios de Evaluación**

**Fuente: Elaboración propia**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Listado de criterios**  | **Peso** | **Puntaje: 1** | **Puntaje: 2** | **Puntaje: 3** | **Puntaje: 4** | **Puntaje: 5** |
| 1. Efecto en costos de los usuarios | 50% | Cuando no hay beneficio en costo para los usuarios | Cuando hay un poco de beneficio en costo para el usuario  | Cuando hay un beneficio en costo para el usuario | Cuando se tiene un buen beneficio en costo para el usuario | Cuando se tiene un alto beneficio en costo para el usuario |
| 2. Mejora en la calidad del servicio comercial | 20% | Cuando no hay mejora en la calidad comercial | Cuando se tiene un poco de mejora en la calidad comercial  | Cuando se tiene una mejora en la calidad comercial | Cuando se tiene una buena mejora en la calidad comercial  | Cuando se tiene una alta mejora en la calidad comercial |
| 3.    Acceso a la información | 10% | Cuando no hay mejora al acceso a la información | Cuando es indiferente la mejora al acceso de la información | Cuando se tiene un poco de mejora en el acceso a la información | Cuando se tiene una buena mejora al acceso de la información | Cuando se tiene una alta mejora en el acceso de la información |
| 4. Costos para los agentes | 15% | Cuando hay un alto incremento en los costos y gastos en que deben incurrir las empresas  | Cuando hay un buen incremento en los costos y gastos en que deben incurrir las empresas.  | Cuando hay un incremento en los costos y gastos en que deben incurrir las empresas  | Cuando se tiene un bajo incremento en los costos y gastos en que deben incurrir las empresas | Cuando se tiene nada de incremento en los costos y gastos que deben incurrir las empresas |
| 5. Simplicidad en la aplicación | 5% | Cuando es altamente compleja la aplicación de la metodología  | Cuando es compleja la aplicación de la metodología  | Cuando es medianamente compleja la aplicación de la metodología  | Cuando es poco compleja la aplicación de la metodología  | Cuando no es nada compleja la aplicación de la metodología  |
| TOTAL | 100% |   |   |   |   |   |

Finalmente se suma y de acuerdo con el mayor puntaje se determina la más beneficiosa.

**Tabla 4 Resultados de Evaluación**

**Fuente: Elaboración propia**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **MPACTO** | **Peso** | **Alternativa 1** | **Alternativa 2** | **Alternativa 3** |
| puntaje | ponderado | puntaje | ponderado | puntaje | ponderado |
| 1. Efecto en costos de los usuarios | 50% | 1 | 0,5 | 4 | 2 | 3 | 1,5 |
| 2. Mejora en la calidad del servicio comercial | 20% | 1 | 0,2 | 4 | 0,8 | 4 | 0,8 |
| 3. Acceso a la información | 10% | 2 | 0,2 | 4 | 0,4 | 3 | 0,3 |
| 4. Costos para los agentes | 15% | 5 | 0,75 | 5 | 0,75 | 2 | 0,3 |
| 5. Simplicidad en la aplicación | 5% | 2 | 0,1 | 5 | 0,25 | 1 | 0,05 |
| **CALIFICACIÓN TOTAL** |   |   | **1,75** |   | **4,2** |   | **2,95** |

De acuerdo con esta evaluación se tiene que la alternativa más beneficiosa corresponde al número dos, dado que consigue el mayor puntaje. Esta contempla ajustar algunos aspectos de la metodología vigente que implican mejorar eficiencias en la remuneración de la actividad y simplicidad en su aplicación.

# ANÁLISIS Y PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA REMUNERAR LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS

La alternativa seleccionada considera la estructura de la metodología de la resolución CREG 180 de 2014, realizando ajustes en algunos aspectos en la metodología de remuneración con el objetivo de capturar los beneficios producto de la actualización tecnológica y mejorar la información de cara al usuario, que deriven en una mayor competencia en el sector, de acuerdo con los objetivos planteados en el documento CREG D-110-2019.

La propuesta metodológica para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados se describe a continuación, partiendo del componente fijo del costo de comercialización, costo base y modelo de eficiencia, para continuar con el componente variable del costo, con el margen operacional, riesgo de cartera y costo del flujo de efectivo.

## Componente fijo del costo de comercialización

En este numeral se describe la propuesta para renumerar el componente fijo del costo base de comercialización, partiendo de la determinación del costo base para realizar la actividad y el modelo de eficiencia asociado.

### Costo base de comercialización

Para determinar los costos y gastos a ser reconocidos, la comisión en el marco del estudio realizado por la Universidad Tecnológica de Pereira y publicado en la Circular CREG 087 de 2021, adelantó el análisis de los conceptos que deberían ser reconocidos, considerando la normatividad contable vigente en el país y los cambios en la actividad derivadas de la dinámica del mercado, integración de nuevas alternativas tecnológicas y la interacción con los usuarios, cada vez más activos en la toma de decisiones del sistema energético.

Adicionalmente, la Comisión ha venido trabajando en mejorar la disponibilidad y calidad de información para la regulación, en ese sentido se introduce el concepto de la Información de Costos para Regulación (ICR) con el fin obtener, para fines regulatorios, información desagregada de costos y gastos de las diferentes actividades de la cadena de prestación de los servicios públicos que están sujetas a la regulación. El enfoque ICR permite capturar información de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, separados por actividades.

En comparación con la metodología vigente, establecida en la resolución CREG 180 de 2014, para remunerar el Costo Base de Comercialización, a partir de la información disponible en ICR, se pasa de un enfoque de información construida de arriba hacia abajo, en el que a un valor agregado se le descuentan algunos elementos contables para determinar un valor reconocido, a un enfoque de abajo hacia arriba en el que se suman los conceptos contables para establecer el valor reconocido.

En ese sentido, en la Circular CREG 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.

Con la implementación de nuevas fuentes se proporciona información relevante para la remuneración de las actividades regulatorias y garantiza la información separada por actividades, simplificando la información en 128 conceptos regulados, acordes con los nuevos marcos normativos contables NIIF. El análisis realizado por la Universidad sugiere reconocer 54 conceptos CREG que están asociadas a la actividad de comercialización de usuarios regulados, y sugiere no incluir 51 conceptos CREG (equivalente al 39.8%) que no están asociadas a la actividad.

La comisión actualizó el análisis realizado por la Universidad, así como el análisis de conceptos reconocidos en el marco de la integración de la Infraestructura de Medición Avanzada – AMI, arrojando como resultado un total de 50 conceptos a reconocer, más el concepto asociado al costo de lectura, los cuales se listan a continuación:

**Tabla 5 Conceptos ICR reconocidos**

**Fuente: Elaboración propia.**

| 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 |
| 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 |

Adicionalmente, de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 101 001 de 2022, la responsabilidad de la lectura de los medidores para todos los usuarios en un mercado determinado pasará a ser responsabilidad del Operador de Red, y en ese sentido esta actividad, incluida en el concepto ICR 02150300, no deberá ser remunerada al comercializador una vez se inicie con los planes de implementación de la infraestructura de medición avanzada.

En ese contexto, los gastos reconocidos para la actividad de comercialización se calcularán de acuerdo con lo establecido en la siguiente expresión:

Donde:

*Cfj,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.

*GCi,j:* Gastos reconocidos en la actividad de comercialización del comercializador *i* integrado al OR que sirve el mercado de comercialización *j*.

*CLi,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 *CLi,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, en el mercado de comercialización *j* o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

*Facti,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*.

*ηj,t*: Factor de eficiencia del mercado de comercialización *j*, para el año *t*.

En la Tabla 6 se resumen los cambios en la remuneración del componente del costo base de comercialización respecto a la metodología vigente.

**Tabla 6 Comparación metodología de remuneración Costo Base de Comercialización**

**Fuente: Elaboración propia.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Estructura | Actual | Propuesta |
| **Gastos reconocidos** | * Enfoque **Top-down.**
* Fuente: información histórica **PUC** (Plan Único de Cuentas - SUI)
* No se incluyen cuentas no relacionadas.
 | * Enfoque **Bottom-up.**
* Fuente: Información Cuentas para la Regulación - **ICR** (reporte a CREG-SSPD).
* Definición de conceptos relacionados y no relacionados.
 |
| **Actividades reconocidas** | Con base en **actividades del comercializador agregadas.** | **Estudio UTP conceptos relacionados directamente con la actividad de comercialización y análisis CREG-** Responsabilidad lectura del OR – Regulación AMI. |
| **Facturas** | Información **reportada por comercializador** en actuación administrativa particular. | Información reportada en el **SUI.** |
| **Actualización** | Se actualiza mensualmente con **Índice Precios al Consumidor** y factor de productividad. | Se actualiza mensualmente con **índice aprobado** por la CREG para sector (propuesta en discusión). |

### Modelo de eficiencia

En busca de actualizar la propuesta metodológica, en el estudio publicado en la circular 087 de 2021, se construyeron tres modelos para determinar el costo base de comercialización eficiente, dos modelos de Frontera Estocástica (SFA) y un modelo de Análisis de Envolvente de Datos (DEA), además de la comparación con la reconstrucción del modelo establecido por la metodología vigente.

Los modelos de SFA y DEA son dos herramientas de eficiencia comparada para establecer la eficiencia de un grupo de empresas. DEA es una técnica no paramétrica que usa optimización matemática para determinar una frontera con la cual se comparan las empresas. Por otro lado, SFA es una técnica paramétrica que realiza una hipótesis sobre una forma funcional de una frontera la cual es construida a través de la estimación de unos parámetros.

Una comparación de las ventajas y desventajas de cada enfoque para análisis de eficiencia se presenta en la Tabla 7.

**Tabla 7 Ventajas y desventajas SFA y DEA**

**Fuente: Circular 087 de 2021.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  Ventajas  |  Desventajas  |
| Análisis por frontera estocástica | · Permite cálculos de eficiencia a partir de paneles de datos desbalanceados, varias de las comercializadoras no reportan información completa en la ventana de análisis. | · El cálculo de la eficiencia tiene un enfoque generalista que no permite un análisis de sensibilidad y el manejo del detalle para los comercializadores. |
| · Los valores de ponderación en la función de producción son iguales para todas las comercializadoras facilitando el cálculo de los errores y las eficiencias a partir de la ecuación de la frontera. |
| Análisis envolvente de datos (modelo propuesto DEA-VRS-I-PCA) | · Permite calcular puntaje de eficiencia lo suficientemente altos como para no depender de metodologías complementarias, por ejemplo, la construcción de un intervalo de confianza del cual se toma el límite superior cómo eficiencia final reconocida. | Es altamente sensible frente a información faltante, ya sea que no se tenga el dato o que este haya sido reportado con un valor de 0. En cualquier caso, para posibilitar el análisis por DEA se deben desarrollar estimaciones o sustituciones. |
|  · Permite identificar acciones de mejora que llevarían a las comercializadoras a la frontera eficiente, esto mediante comparaciones con sus pares. | · Para cada año se podría tener un conjunto de pesos diferentes con los cuales se está evaluando a la comercializadora, lo cual incrementa la complejidad al desarrollar los cálculos |
| · El enfoque DEA se aplica para cada año, con lo que se obtienen eficiencias específicas en los distintos periodos posibilitando análisis transversales por año y para cada |

Las variables utilizadas para los modelos de SFA, correspondientes al año 2021, para caracterizar el sector son:

* Costos totales
* Gastos totales
* Longitud de red urbana
* Longitud de red rural
* Usuarios urbanos
* Usuarios rurales
* Usuarios totales
* Facturación total
* Consumo total (kWh)

Estas variables para el modelo de SFA se actualizarán para determinar el factor de eficiencia a aplicar en la metodología.

De acuerdo con los análisis realizados por la universidad, de los dos modelos de frontera estocástica, se recomienda el modelo de frontera estocástica con variable dependiente de los costos y gastos y cuyas variables explicativas corresponden a los usuarios y consumo totales (como proxy del tamaño físico), la facturación total (como proxy del tamaño económico) y los kilómetros de red por usuario rural y urbano (como proxy de la densidad del mercado).

Este enfoque es diferente al modelo de frontera estocástica planteado en 2014, en el que se emplean los costos como variable dependiente y los gastos como explicativa; pero por la alta correlación existente entre ambas variables es más apropiado reunir ambos rubros en un solo valor y emplearlo como dependiente en el modelo.

Así las cosas, la propuesta para la aplicación del modelo de eficiencia para la variable *ηj,t* es el siguiente:

Donde:

*Cit*: Costos totales en el mercado de comercialización *j, en el año t*.

*Git*: Gastos totales en el mercado de comercialización *j, en el año t*.

*Utit*: Usuarios totales en el mercado de comercialización *j, en el año t*.

*Coit*: Consumo total kWh en el mercado de comercialización *j, en el año t*.

*Fsit*: Facturación total, $ en el mercado de comercialización *j, en el año t.*

*Urit*: Usuarios rurales en el mercado de comercialización *j, en el año t.*

*lrit*: Longitud de redes rurales (km) en el mercado de comercialización *j, en el año t.*

 *Uuit*: Usuarios urbanos en el mercado de comercialización *j, en el año t.*

*luit*: Longitud de redes urbanas (km) en el mercado de comercialización *j, en el año t.*

La estimación de los parámetros del modelo es:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|   |  |  |  |   |
|  | Estimate | Std. Error | Z value | Pr(>|z|) |  |
| (Intercept) | 8.491 | 1.855 | 4.576 | 4.74E-06 | \*\*\* |
| I(log(total.usu)) | 0.416 | 0.165 | 2.529 | 0.011429 | \* |
| I(log(consum.tot)) | 0.371 | 0.13 | 2.854 | 0.004311 | \*\* |
| I(log(factur.tot)) | 0.192 | 0.089 | 2.156 | 0.031121 | \* |
| I(log(usu.rur/red.rur)) | -0.135 | 0.053 | -2.569 | 0.010212 | \* |
| I(log(usu.urb/red.urb)) | 0.054 | 0.089 | 0.607 | 0.543799 |   |
| sigmaSq | 0.099 | 0.03 | 3.233 | 0.001224 | \*\* |
| gamma | 0.618 | 0.137 | 4.524 | 6.06E-06 | \*\*\* |
| --- |  |  |  |  |  |
| Log likelihood value: | 6.217519 |   |  |  |  |
| Mean efficiency: | 0.8265558 |  |   |  |  |

A continuación, se presentan los resultados del modelo de frontera estocástica obtenidos en el estudio realizado con la UPT y publicado en la Circular 087 de 2021.

**Tabla 8 Resultados Factor de eficiencia**

**Fuente: Circular 087 de 2021.**

|  |  |
| --- | --- |
| **Empresa** | **Eficiencia** |
| **Comercializador 1** | 0,9462 |
| **Comercializador 2** | 0,9442 |
| **Comercializador 3** | 0,944 |
| **Comercializador 4** | 0,9321 |
| **Comercializador 5** | 0,9263 |
| **Comercializador 6** | 0,915 |
| **Comercializador 7** | 0,8789 |
| **Comercializador 8** | 0,8742 |
| **Comercializador 9** | 0,8641 |
| **Comercializador 10** | 0,8604 |
| **Comercializador 11** | 0,8587 |
| **Comercializador 12** | 0,8353 |
| **Comercializador 13** | 0,829 |
| **Comercializador 14** | 0,8214 |
| **Comercializador 15** | 0,8116 |
| **Comercializador 16** | 0,7874 |
| **Comercializador 17** | 0,7339 |
| **Comercializador 18** | 0,7231 |
| **Comercializador 19** | 0,7063 |
| **Comercializador 20** | 0,7038 |
| **Comercializador 21** | 0,6547 |
| **Comercializador 22** | 0,6336 |

La propuesta incluye la aplicación de la eficiencia desde el primer año de implementación de la metodología.

## Componente variable del costo de comercialización

Este numeral presenta una propuesta para la estimación y valoración de los componentes del costo variable de comercialización y en particular en lo referente con la estimación y valoración de los riesgos por la atención a usuarios regulados.

### Margen para remunerar la actividad de comercialización.

En el estudio publicado en la Circular 087 de 2021, se considera adecuada la estrategia empleada para determinar el margen, y realiza la estimación de los márgenes para los sectores equivalentes a G5151 y G5219, dado que la codificación de *Clasificación industrial internacional uniforme de todas las actividades económicas* cambio respecto a la contemplada en la metodología vigente, los nuevos códigos son:

* G4661: Comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y productos conexos.
* G4719: Comercio al por menor en establecimientos no especializados, con surtido compuesto principalmente por productos diferentes de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco.

Inicialmente, al analizar el comportamiento del margen reconocido a los comercializadores desde la aplicación de la metodología definida en la resolución CREG 180 de 2014 se ha identificado lo siguiente:

* Alta dependencia del margen que remunera la actividad de comercialización de energía eléctrica del precio del producto comercializado, que no refleja la gestión o el esfuerzo del agente.
* Volatilidad mensual del margen al estar asociado directamente al precio del producto del mes anterior, esto puede afectar o beneficiar tanto al agente como al usuario.
* Bajo incentivo en gestionar una reducción en el componente de generación, gestionado por el comercializador, ya que esta implica una reducción en el margen o rentabilidad.
* Bajo incentivo a mejorar la calidad en la atención a los usuarios, ya que la rentabilidad no depende de la calidad del servicio ofrecido por el comercializador.

Algunas de las causas identificadas de estos problemas u oportunidades de mejora son:

* La base para determinar la rentabilidad es el costo de prestación del servicio sin incluir el costo de comercialización, lo que no refleja el esfuerzo en realizar la actividad.
* Al considerar la remuneración con base en el volumen de ventas y no en los costos asociados con la actividad no se refleja el esfuerzo o la gestión en realizar la actividad.
* Dentro del precio del producto existen componentes que puede gestionar el comercializador de forma directa.
* Ausencia de incentivos para mejorar la calidad comercial
* El precio del producto se ve afectado por factores como cambio de metodologías, variaciones en el precio de bolsa, incremento de los índices de precios, entre otras, que tienen impacto en la volatilidad del margen.

En ese sentido, es necesaria la revisión de la metodología con el objetivo de que el agente obtenga una remuneración adecuada de acuerdo con las condiciones particulares de la actividad y el esfuerzo realizado, considerando los riesgos asociados, la calidad del servicio y el nivel de exposición o cubrimiento. Adicionalmente, el margen reconocido debe alinear los incentivos del comercializador respecto a su papel como representante del usuario ante el mercado.

La expresión matemática para determinar el margen del comercializador establecida en la metodología de la resolución CREG 180 de 2014, tienen dos componentes principales, el primero es la base conformada por los componentes del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica sin el componente de comercialización; el segundo corresponde al margen operacional aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica.

Para determinar el valor del margen operacional, *mo,* la metodología establecida en la resolución CREG 180 de 2014 realizó un *benchmarking* conformado por empresas de los sectores de comercialización al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos, y comercio al por menor de víveres en general, sectores G4661 y el G4719 respectivamente, sectores que fueron seleccionados producto de un análisis para determinar las compañías de referencia cuya actividad económica fuese comparable a las empresas del sector que se está regulando.

La información utilizada para el cálculo del margen operacional de dichas empresas corresponde a los estados de resultados y a la de los estados de situación financiera reportados por las empresas a la Superintendencia de Sociedades y disponible en el portal de Información Empresarial -PIE-. De los estados de resultados se utiliza la información de ingresos de actividades ordinarias y ganancia (pérdida) por actividades de operación. Dicha información, es sometida a un proceso de depuración que se describe a continuación:

* Solo se considera la información del periodo actual, es decir, se eliminan los registros del periodo anterior y de periodos trimestrales o semestrales.
* De igual forma, se eliminan los registros cuya fecha de corte sea diferente al 31 de diciembre del correspondiente año.
* Se eliminan los registros que no reportan información.
* Se eliminan los registros repetidos, es decir, en caso de haber dos o más registros iguales para un periodo, se mantiene solamente uno.

Se calculó el margen operacional de cada una de las empresas de los sectores y se eliminan los datos extremos de margen operacional de cada uno de los periodos. Un dato se considera extremo si es inferior a Q1−3×IQR o si es superior a Q3+3×IQR, donde:

Q1 Corresponde al primer cuartil. Por debajo de este valor se encuentra, como máximo, el 25% de las observaciones.

Q3 Corresponde al tercer cuartil. Por debajo de este valor se encuentra, como máximo, el 75% de las observaciones.

IQR Corresponde al rango intercuartil. Se calcula se acuerdo con la siguiente ecuación:

IQR=Q3−Q1

Como se mencionó anteriormente, este análisis se realiza por periodo. Es decir, se determinan cinco rangos intercuartiles, uno por cada año de análisis.

Se determina un margen operacional para cada año de análisis como un promedio ponderado por ingresos del margen operacional de las empresas de los sectores. Finalmente, se determina un único margen operacional, el cual se calcula como el promedio simple de los márgenes obtenidos en cada uno de los años analizados.

Inicialmente, al actualizar la metodología de la resolución CREG 180 de 2014, para los subsectores mencionados, usando la información reportada por las empresas a la Superintendencia de Sociedades para los años 2018 a 2022, se obtienen los márgenes operacionales mostrados en la Figura 4.



**Figura 4 Margen operacional para empresas de los sectores G4661 y G4719.**

Una vez realizado el procedimiento estadístico para depurar la información y eliminar los datos atípicos, para cada sector se obtiene que el valor promedio del margen de operación para el periodo descrito es de 3,18%.

| **Márgenes Operacionales Anuales** |
| --- |
| **2018** | 3,11% |
| **2019** | 3,00% |
| **2020** | 2,92% |
| **2021** | 3,99% |
| **2022** | 2,90% |
| **Promedio Simple** | 3,18% |

De acuerdo con lo anterior, se propone utilizar un único margen operacional igual a 3,18% para todas las empresas que realizan la actividad de comercialización.

Ahora bien, en el caso de la base para calcular la rentabilidad del comercializador, y con el ánimo de responder a las situaciones identificadas por la comisión, se propone usar los valores históricos de los componentes del costo unitario de prestación del servicio, asociado de forma directa a los ingresos operacionales de las empresas que desarrollan la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados y cuyo cálculo obedece al mismo periodo de tiempo con el cual es calculado el margen operacional para los sectores de referencia.

De otro lado, se propone incluir un incentivo para mejorar la calidad del servicio comercial en el reconocimiento del margen operacional, el cual se describe en el numeral 10.3 del documento.

En ese contexto, el margen para remunerar la actividad de comercialización se define de la siguiente manera:

*MOi,j,m*: Margen para remunerar la actividad de comercialización del comercializador *i*, en el mercado de comercialización j, en el mes *m*. 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%.

*CUCi,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.

*ACSi,j,t*: Factor de ajuste al margen operacional, *mo*, por la calidad del servicio comercial del año *t*, para el comercializador , en el mercado .

*IPCEEm-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.

*IPCEE0*: 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.

En la Tabla 9, se presenta la comparación de la metodología para determinar el margen del comercializador con la metodología vigente.

**Tabla 9 Comparación metodología de reconocimiento del margen.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Actual** | **Propuesta** |
| **Referencia de cálculo** | * Valor CU – C (aplica para todos los costos variables).
* Cambia mensualmente en función de las variaciones de otros componentes del CU.
 | * Valor CU – C (CUC) promedio en el periodo de 5 años para cada mercado. Actualizado mensualmente con índice aprobado por la CREG para sector (propuesta en discusión)
 |
| **Margen (rentabilidad)*mo*** | * Factor estimado con base en rentabilidad de empresas de sectores competitivos con actividades asimilables en últimos 5 años.
* Se aplica el mismo porcentaje, *mo*, a todos los comercializadores.
 | * Factor estimado con base en rentabilidad de empresas de sectores competitivos con actividades asimilables – actualizado.
* Se aplica el mismo porcentaje, *mo*, a todos los comercializadores.
 |
| **Calidad Comercial** | * No aplica
 | * Ajuste de remuneración por desempeño en calidad del servicio comercial.
* Indicadores de evaluación asociados a:
	+ Quejas y Reclamos
	+ Servicio al cliente
	+ Facturación
 |

### Riesgo de cartera reconocido

En el informe del estudio realizado por la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) a la CREG y que se encuentra en anexo de la Circular 087 de 2021, la Universidad consideró pertinente esta metodología de cálculo del RC, sin embargo, sugirió eliminar el componente *RCSNE* ya que es una tipología de riesgo que fue definida bajo un contexto económico y sectorial específico que ha cambiado a través del tiempo y no se encuentra vigente. Además, recomendó clasificar los nuevos usuarios de la categoría *RCNU* en alguna de las categorías existentes *RCT* o *RCAE*, y aplicar un factor de estímulo sobre la prima de riesgo que permita diferenciar la atención a estos nuevos usuarios.

Para la actualización de la formula general del caculo del *RCi,j,m* se proponen específicamente tres cambios:

1. Clasificar los nuevos usuarios regulados incorporados al SIN mediante planes de expansión de cobertura ya sea en la categoría de Riesgo de Cartera de usuarios Tradicionales (*RCT)* o en la categoría de Riesgo de Cartera de usuarios de Áreas Especiales (*RCAE*), según corresponda. Se propone este cambio dado que los nuevos usuarios se encuentran naturalmente en algunos de las tipologías ya definidas, ya sea en la categoría de usuarios Tradicionales o de Áreas Especiales y, por lo tanto, no resulta necesario tener la categoría *RCNU*.
2. Eliminar la tipología *RCSNE* que corresponde a la prima de riesgo de cartera por atender usuarios ubicados en barrios subnormales que al 31 de diciembre del año 2013 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red. Se sugiere eliminar esta tipología puesto que ya no existe, entendiendo que fue una clasificación especial y temporal realizada para algunos usuarios al momento de expedir la resolución CREG 180 de 2014<https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0180_2014.htm>.
3. Ponderar el Riesgo de Cartera de usuarios Tradicionales (*RCT)* utilizando la facturación total en pesos, en lugar de las ventas expresadas en kilovatios hora (kWh). La razón fundamental para plantear este cambio es que el riesgo de cartera se materializa por la imposibilidad de recuperar la facturación total en pesos de los usuarios en mora, esta facturación total ya incluye los conceptos de facturación por consumo de energía eléctrica, subsidios, contribuciones y refacturaciones. Como se encuentra actualmente plateado no se encuentran incluidas las contribuciones que también deben ser recaudadas por los comercializadores y por lo tanto deberían incluirse en el riesgo de cartera. Por otro lado, con este cambio todas las variables para expresar los porcentajes del riesgo de cartera estarían expresadas en pesos y se simplifica la expresión utilizada para el *RCT*. Por lo tanto, esta propuesta permitirá estimar una prima de riesgo de cartera acorde con la realidad de los comercializadores y aportará una mayor claridad y simplificación del cálculo de las variables contenidas en el *RC*.

Con la implementación de los tres cambios mencionados la nueva expresión general propuesta para el cálculo del riesgo de cartera (*RCi,j,m* )es la siguiente:

Donde:

*FRCi,j,m*: Factor correspondiente al riesgo de cartera reconocido al comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j*, para el mes *m*.

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

*FTTri,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 *FTAEi,j,m-1*.

*RCAEj,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*.

*FTAEi,j,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*.

*FTRi,j,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 *FTTri,j,m-1* y *FTAEi,j,m-1* debe ser igual a la variable *FTRi,j,m-1*.

En Tabla 10 se presenta la comparación de la metodología para determinar el riesgo de cartera reconocido respecto a la metodología vigente.

**Tabla 10 Comparación metodología de reconocimiento Riesgo de Cartera.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Componente** | **Actual** | **Propuesta** |
| **Referencia de cálculo** | * Valor CU – C (aplica para todos los costos variables)
 | * Se mantiene base, los costos asociados con la cartera están directamente relacionados con el valor mensual de la energía comercializada
 |
| **Riesgo de cartera – RC**  | * Valor de la facturación no recaudada (después de gestión comercial) y que el comercializador si debe pagar a los demás agentes de la cadena.
* 4 categorías de usuarios:
	+ - **Tradicional**
		- **Áreas especiales**
		- **Nuevo** (en el SIN)
		- **Barrios Subnormales** atendidos por otro comercializador (Energía Social de la Costa).
 | * No se considera valor diferencial para nuevos **usuarios en el SIN.**
* No se considera **Usuarios BS** atendidos por otro comercializador (previsto desde la CREG 180 de 2014).
* Ponderación de los riesgos en función de la facturación por categoría.
* Riesgo de cartera diferenciado para **Áreas Especiales de acuerdo con decreto del MME.**
 |

#### Riesgo de Cartera de usuarios Tradicionales (RCT)

El riesgo de cartera de la comercialización de energía eléctrica a usuarios tradicionales corresponde a la probabilidad de incumplimiento en el pago de las obligaciones de los usuarios que no es gestionable, es decir, que se sale del alcance de la gestión del comercializador. En este sentido, el riesgo de cartera para los usuarios tradicionales puede plantearse como el caso de un usuario que no paga la factura de energía eléctrica al prestador del servicio, por lo que este se ve obligado a suspender y posteriormente a cortar el servicio de forma definitiva, ocasionando que el usuario se retire del sistema manteniendo una deuda con el comercializador que no es gestionable por este.

En este contexto, la materialización del riesgo de cartera se presenta con el corte definitivo del servicio al usuario y/o con la terminación del contrato de condiciones uniformes. Por consiguiente, la magnitud del riesgo de cartera para el comercializador de energía eléctrica está dada por las facturas no pagadas de los usuarios a los que se les realizó el corte definitivo del servicio y/o terminación del contrato de condiciones uniformes por no tomar las acciones orientadas a solucionar las causales del corte, la suspensión del servicio puede realizarse de acuerdo con el periodo de facturación y la estrategia de la empresa, entre uno y tres meses, la propuesta incluye el reconocimiento de 1,5 meses de consumo de energía, asociado a los tiempos en que se realiza la lectura, facturación y recaudo al usuario.

No habrá riesgo de cartera a reconocer en aquellos casos en que a un usuario le sea reconectado o reinstalado el servicio, dado que el usuario debió cancelar todas sus obligaciones, o suscribir un acuerdo de pago para la reconexión o reinstalación. Tampoco se reconocerá energía consumida producto de conexiones fraudulentas, dado que la ley prevé el corte del servicio ante un evento de esa naturaleza.

En el informe UTP anexo de la Circular 087 de 2021, la UTP considero también pertinente esta metodología de cálculo del *RCT*, pero propuso modificar los valores constantes de la formulación actual (5 y 3) en términos de parámetros generales cuyos valores específicos se incluyan en la definición de las variables para cada periodo regulatorio. También sugirió la actualización de la base de cálculo cada dos años, precisar las definiciones de las variables y modificar la formulación a través del cálculo de promedios móviles.

La comisión propone expresar el riesgo de cartera en función de la facturación total en pesos y no en términos de consumos expresados en kWh a los cuales se les descuentan los subsidios. La razón fundamental de este cambio es debido que el riesgo de cartera se materializa por la imposibilidad de recuperar la facturación total en pesos de los usuarios en mora, esta facturación total ya incluye los conceptos de facturación por consumo de energía, subsidios, contribuciones y refacturaciones. En la expresión actual no se encuentran incluidas las contribuciones que también son recaudadas por los comercializadores y por lo tanto deberían incluirse en el riesgo de cartera. Por otro lado, se propone que la fuente de información de las variables para el cálculo del *RCT* sea lo reportado por los comercializadores en la hoja “F3\_Usuarios\_Tradicionales” del archivo en Excel solicitado en la circular 023 de 2023 o su actualización. No obstante, la comisión validará en la circular con los reportes comerciales definidos en la Resolución SSPD No. 20192200020155 del formato TC2 y que son cargados al SUI. Así las cosas, el valor de la variable *RCTj* para cada comercializador seria calculado con la siguiente ecuación:

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

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.

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

*Ni,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 el periodo P.

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.

*P*: Tamaño de la ventana de observación para la variable *Nj,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.

*VTFi,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.

Nota: Dado que la variable *Nj,e* no es directamente observableen el SUI, sino que debe calcularse, esta variable *Nj,e* podrá ser reportada por los comercializadores tendiendo presente que la Comisión tomará la información reportada y la validará con los siguientes filtros:

1. El último mes de no pago debe encontrarse dentro de los cinco años de tomados como referencia para el cálculo del RCT, que corresponden al periodo 2017 a 2021.
2. Cada NIU de usuario al que se le realizo un corte definitivo del servicio debe reportarse una sola vez.
3. La información de estrato y municipio debe coincidir con lo reportado en el SUI.
4. Debe incluirse la fecha de desconexión y ésta debe ser posterior al mes de no pago.
5. Para el mes de no pago reportado debe existir algún consumo en el maestro de facturación.
6. Una vez cortado el servicio, no debe aparecer en el maestro de facturación del SUI, información de consumos posteriores a la fecha de corte.

Si la información reportada por el comercializador sobre el número de usuarios a los que se les corto de forma definitiva el servicio no coincide con la información del SUI, no será considerada para el cálculo del *RCT* y se tomaran como referencia los valores reportados en el SUI, la información a utilizar para el cálculo de la variable será publicada por la CREG mediante circular.

En la Tabla 11 se presenta la comparación de la metodología para determinar el riesgo de cartera reconocido respecto a la metodología vigente.

**Tabla 11 Comparación metodología de reconocimiento riesgo de cartera a usuarios tradicionales.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Componente** | **Actual** | **Propuesta** |
| **RCT** **Usuarios Tradicionales** | * Relación entre consumo no recuperado (de usuarios con suspensión y corte del servicio no reconectados) y el **consumo total, en kWh.**
* Número de usuarios es reportada por comercializador en actuación administrativa (promedio de 5 años).
* Se estima consumo promedio y subsidio recibido por categoría de usuario (entregado por los agentes).
* Se reconocen **3 meses** de consumo para los usuarios con corte y sin reconexión
 | * Se mantiene el concepto, pero se emplea la relación entre la facturación no recuperada (asociada con usuarios con suspensión y corte del servicio no reconectados) y la **facturación total, en $.**
* Número de usuarios con información del comercializador**.**
* Se define limite al número de usuarios con información del SUI.
* Se reconoce **1,5 meses** de consumo para usuarios con corte y sin reconexión.
 |

#### Riesgo de Cartera de usuarios en Áreas Especiales (RCAE)

El riesgo de cartera de la comercialización de energía eléctrica a usuarios ubicados en especiales tradicionales corresponde a la probabilidad de incumplimiento en el pago de las obligaciones de los usuarios que no es gestionable en este tipo de áreas. Las Áreas especiales se toman tal como lo describe el decreto 111 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía, las disposiciones que lo modifican o complementan: 1=Barrio Subnormal; 2=Área Rural de Menor Desarrollo; 3=Zonas de Difícil Gestión. La definición de cada una de estas áreas que se encuentra en el decreto son las siguientes:

**Áreas Especiales:** Entiéndase por áreas Especiales a las áreas Rurales de Menor Desarrollo, Zonas de Difícil Gestión y Barrios Subnormales, respecto de las cuales los usuarios de los estratos 1 y 2 ubicados en las mismas, son beneficiarios del Fondo de Energía Social de que trata el artículo 103 de la Ley 1450 de 2011.

**Barrio Subnormal:** Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos que reúne los siguientes requisitos: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que este se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red; (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio, y iii) Certificación del Alcalde Municipal o Distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los Barrios Subnormales, la cual deberá ser expedida dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el Operador de Red.

**Área Rural de Menor Desarrollo:** Es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) presenta un índice superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme con el indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, y (ii) está conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica.

Corresponde al alcalde Municipal o Distrital o a la autoridad competente, conforme con la Ley 388 de 1997, clasificar y certificar la existencia de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo. Las áreas rurales que pertenezcan a municipios que no se encuentran clasificados en la metodología de las Necesidades Básicas Insatisfechas del Departamento Administrativo Nacional de Estadística, se considerarán Áreas Rurales de Menor Desarrollo.

**Zonas de Difícil Gestión:** Conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, delimitada eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características:

(i) Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o (ii) Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona. Para ambos eventos los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Así mismo el Comercializador de Energía Eléctrica, debe demostrar que los resultados de la gestión en cartera y pérdidas han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa.

Para acreditar lo anterior, la empresa deberá presentar ante la Superservicios, certificación suscrita por la Auditoría Externa de Gestión y Resultados o por el Representante Legal, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 51 de la Ley 142 de 1994 y demás normas que la modifiquen y/o adicionen. Dicha certificación debe ir acompañada con la memoria de cálculo respectiva para cada una de las Áreas reportadas al SUI.

Para el cálculo del Riesgo de Cartera de usuarios de Áreas Especiales (*RCAEj,t*) se propone eliminar la expresión ubicada en el numerador de la ecuación y que representa la variación de las cuentas por cobrar mayares a un año entre los años *T* y *T-1*. Para exponer las razones de esta propuesta.

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

Al analizar la información entregada por los comercializadores solicitada en la circular 075 de 2021 y en las circulares 022 y 023 de 2023, se encontró que para algunos comercializadores la expresión presentaba valores negativos, lo que finalmente produce valores negativos del *RCAEj,t*. Esta situación se presenta porque la variación de cuentas por cobrar mayores a un año es de una magnitud mayor al castigo de cartera . Esto está indicando que la recuperación de las cuentas por cobrar mayores un año (gestionable en algunos usuarios) fue mayor al castigo de cartera (no gestionable), en otras palabras, se están reconociendo algunos valores gestionables de cartera que están anulado el riesgo no gestionable por los comercializadores representado en el castigo de cartera.

Para ilustrar esta explicación traemos el siguiente caso hipotético. Para una categoría *k* de un área especial, el comercializador *j* reporto en el año 2019 una facturación total de $10.000, para el año 2019 reporto cuentas por cobrar mayores a un año por valor de $200, mientras que en el año 2018 reporto cuentas por cobrar mayores a un año por valor de $500. El castigo de cartera en el año 2019 fue de $80. Aplicando la ecuación 5 a esta información tendríamos:

Este resultado implica que el comercializador *j*, no reciba una prima por riesgo de cartera, sino que por el contrario tenga que pagarla, lo cual carece de sentido económico. El verdadero riesgo de cartera se materializa por el castigo de cartera definido como el gasto de cartera que se considera imposible de recuperar, cumpliendo con los procedimientos fiscales y por lo tanto es el valor que debería recocerse. Adicionalmente, los valores no recuperables de las cuentas por cobrar mayores a un año se les realiza una provisión y posteriormente se incluyen en el castigo de cartera, por lo cual la expresión referenciada es redundante y sobredimensiona el *RCAEj,t* cuando su variación es positiva. Así las cosas, la propuesta consiste en mantener en el numerador de la ecuación 5 solo el castigo de cartera. Para el ejemplo hipotético del comercializador *j*, el valor de sería el siguiente:

En este análisis se remarca lo que puede o no ser gestionado por el comercializador debido a que el riesgo de cartera fue definido como la probabilidad de incumplimiento en el pago de las obligaciones de los usuarios que no es gestionable, es decir, que se sale del alcance de la gestión del comercializador. Es importante recordar que cuando hay estrategias de recaudo, planes de refinanciamiento o acuerdos de pagos, se estaría hablando de un riesgo gestionable que no hace parte del riesgo de cartera a remunerar a los comercializadores.

En el documento CREG 020 de 2012 que fue parte del soporte de la metodología de comercialización definida en la CREG 180 de 2014, se aceptaba que al usar las cuentas por cobrar mayores a un año para estimar el *RCAEj,t* se reconocía una parte del riesgo gestionable, sin embargo, se mantuvo su uso considerando que esté reflejaba parte de los costos en los que incurren los comercializadores por realizar la gestión de cobro. En la actual metodología propuesta, los costos y gastos del personal requerido para la gestión de cartera serán reconocidos a través del costo base de comercialización y por lo tanto el costo de la gestión de la cartera ya estaría remunerado.

En el informe UTP anexo de la Circular 087 de 2021, la UTP considero pertinente esta metodología de cálculo del *RCAE*, sin embargo, propuso la actualización de la base de cálculo cada dos años, modificar la formulación a través del cálculo de promedios móviles y diseñar un estímulo para que los comercializadoras incrementen su gestión para disminuir el número de usuarios que se encuentran ubicados en diferentes edades de cartera (alturas de cartera).

De acuerdo con este análisis, la propuesta para el cálculo *RCAEj,t* es mantener las ecuaciones existentes, donde se elimina la expresión , de la siguiente manera:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |
|  |  |

Donde:

*A*: Año de la fecha base de la metodología.

*T*: Año de cálculo de la variable.

*RCAEj*: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador *i* en el mercado de comercialización *j*, por la atención de usuarios en áreas especiales.

*FT,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*.

*CastT,k:* Castigo de cartera proveniente de cuentas morosas en el año contable *T*, para la categoría *k.* En pesos corrientes.

*FT,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.

*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 *RCAEj,t* sea mayor o igual a 10,0% se deberá aplicar la siguiente ecuación:

En la Tabla 12 se presenta la comparación de la metodología para determinar el riesgo de cartera reconocido para los usuarios en áreas especiales respecto a la metodología vigente.

**Tabla 12 Comparación metodología de reconocimiento riesgo de cartera a usuarios en áreas especiales.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Componente | **Actual** | **Propuesta** |
| **RCAE - usuarios áreas especiales** | * El riesgo de cartera incluye dos componentes:
	+ **Variación anual** de cartera en mora de más de 365 días
	+ **Cartera castigada**
* Información de **5 años** reportada por comercializador
* Se estima porcentaje en función de facturación total a estos usuarios.
* RCAE se aprueba en resolución particular
* El riesgo de cartera reconocido se reduce anualmente en un 5% desde el año 2 hasta el año 5
 | * Se propone reconocer un solo componente: **cartera castigada**
* Se emplea información del periodo de tiempo con datos disponibles.
* Se estima porcentaje en función de facturación total a estos usuarios
* El riesgo de cartera reconocido se **reduce anualmente en un 5%**
 |

### Costos Financieros Reconocidos

La actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados se enfrenta a costos y beneficios financieros derivados de la tenencia o no de los recursos financieros para cumplir con las obligaciones a otros agentes, y cubrir los propios costos de realizar la actividad. La metodología de la Resolución CREG 180 de 2014, contiene la variable de costo financieros (CFE). Esta variable remunera los costos financieros asociados a los ciclos de facturación de la actividad, así como los ocasionados por el tiempo transcurrido desde el vencimiento de la factura hasta la fecha del giro de los déficits de subsidios a las empresas comercializadoras.

De acuerdo con la regulación vigente el CFE se compone de una parte fija y una variable. El componente fijo (CFF) fue establecido a través de la metodología de modelación contenida en el Documento D-020-12 y remunera los costos financieros asociados al ciclo de efectivo. Mientras que el componente variable (CFS) corresponde al costo financiero en el que los comercializadores de energía eléctrica incurren para cubrir los subsidios de energía en los mercados deficitarios hasta que se realiza el giro de los recursos.

#### Costo financiero del ciclo de efectivo

Los estudios realizados por la comisión señalan de manera general, que la metodología actual es consistente con las realidades de la actividad de comercialización de energía eléctrica para usuarios regulados en el país y con las técnicas de medición del riesgo de liquidez disponibles en la literatura y práctica financiera; no obstante, se identifican posibilidades de mejora, asociadas principalmente con la actualización de la base de cálculo para el componente fijo y la precisión en la definición de algunas variables de costo de oportunidad.

La variación de las tasas de captación y colocación, asi como la variación mensual del Índice de Precios al Productor, puede tener un impacto significativo en el costo financiero que enfrenta el comercializador, lo cual puede ocasionar que los costos reconocidos al comercializador difieran de los costos actuales, especialmente si se toma un periodo de tiempo fijo. En ese sentido, se propone actualizar el cálculo a través de una formulación que permita en un periodo más corto de actualización de los costos, con el objetivo de captar los cambios en las tasas del mercado financiero.

Para construir dicha formulación, de tal forma que refleje el beneficio o costo a los que se enfrenta el comercializador, se tiene en cuenta el marco jurídico presentado en el anexo 6 del documento D-020-12, con los atributos regulados y los atributos definidos por la empresa respecto al ciclo de efectivo en la comercialización.

Inicialmente, es necesario definir tanto las entradas como las salidas de caja que enfrenta el comercializador. Las entradas de caja del comercializador están representadas por el recaudo realizado al usuario, que obedece al costo unitario de prestación del servicio por el consumo en el periodo de facturación, descontando o sumando los subsidios y contribuciones según el caso. Mientras que las salidas de caja del comercializador obedecen a los pagos realizados a otros agentes, definida por el consumo de cada mes multiplicado por la tarifa aplicable.

Como se describió en el documento D-020-12, la operatividad de los comercializadoras supone que el ciclo de facturación se puede dar entre cualquier par de días de un mes a otro, suponiendo que todos los ciclos tienen una duración de 30 días, lo que equivale a suponer que todos los meses tienen esta misma duración. Esto hace que el consumo por parte del usuario se divida en dos meses consecutivos a excepción del ciclo de facturación entre el día 1 y el día 30 del primer mes; siendo así, el comercializador tendrá dos tarifas diferentes y dos diferentes fechas para realizar el pago por el consumo a otros agentes.

De esta forma, se pueden distinguir 3 componentes principales que debe contener la formulación para cada ciclo de facturación.

* *Recaudo:* corresponde a la entrada de efectivo producto del cobro al usuario, de los costos por la prestación del servicio sin tener en cuenta el componente de comercialización, y descontando o sumando los respectivos subsidios o contribuciones.

Para establecer el tiempo en el que se realiza el recaudo se debe tener en cuenta que, a partir de la expedición de la metodología que actualice la resolución CREG 180 de 2014 y de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 101 001 del 2022, la responsabilidad de realizar la lectura al usuario final es el Operador de Red, el cual deberá entregar la información de lectura al usuario 24 horas posteriores a la recolección de la información. Adicionalmente, se asume que el comercializador se demora 3 días en liquidar y enviar la factura, y de acuerdo con el artículo 46 de la Resolución CREG 108 de 1997 en el que se establece que las facturas deben entregarse por lo menos con cinco (5) días hábiles de antelación a la fecha límite de pago, es decir que, el recaudo se realiza hasta 12 días calendario después de finalizado el ciclo de facturación.

* *Pago del mes 1:* corresponde a la salida de efectivo producto del pago a otros agentes por el consumo en el mes en que inicia el ciclo de facturación. Lo cual corresponde al valor presente del pago realizado a otros agentes por la porción del consumo en el mes, multiplicado por la tarifa aplicable, la cual coincide inicialmente con la tarifa aplicada al usuario.

Para establecer el valor presente del pago realizado a otros agentes es necesario establecer el periodo de tenencia o no tenencia del efectivo, correspondiente a la diferencia entre el día de recaudo al usuario y el día en el cual el comercializador paga a por la facturación del consumo que realiza el ASIC y el LAC, que como se describió en el documento D-020-12 es el día 16 calendario del mes siguiente al que inicia el consumo en el ciclo de facturación.

Adicionalmente, se debe definir el costo o beneficio derivado de las tasas de descuento de acuerdo con el período de tenencia del recaudo por parte del comercializador conocidas como tasas de los CDAT (Certificados de Ahorro a Término) utilizadas para excedentes temporales. En los ciclos de facturación en los que hay que pagar antes de recaudar el consumo de los usuarios se emplea una tasa de captación de créditos comerciales de tesorería, para los egresos de capital.

* *Pago del mes 2:* corresponde a la salida de efectivo producto del pago a otros agentes por el consumo en el mes en que finaliza el ciclo de facturación. Lo cual corresponde al valor presente de la porción de consumo en el mes en que finaliza el ciclo de facturación por la tarifa en este mes, la cual difiere en algunos escenarios de la tarifa aplicada al usuario, en ese sentido se deben actualizar los componentes de T y D como se describe en el documento D-020-12, para actualizar estos componentes se utiliza el promedio de la variación mensual del IPP durante el año anterior.

Se supone que el pago se realiza el día 16 calendario del mes siguiente a la finalización del ciclo de facturación.

Adicionalmente, se debe definir el costo o beneficio derivado de las tasas de descuento de acuerdo con el período de tenencia del recaudo por parte del comercializador conocidas como tasas de los CDAT utilizadas para excedentes temporales. En los ciclos de facturación en los que hay que pagar antes de recaudar el consumo de los usuarios se emplea una tasa de captación de créditos comerciales de tesorería, para los egresos de capital.

Adicionalmente, es necesario establecer la diferencia entre el mes de la tarifa con la que se le liquida los consumos al usuario y el mes de la tarifa con la que se calculan los cargos del LAC y el ASIC, teniendo en cuentas las reglas definidas en la regulación. Además, es necesario calcular el peso del recaudo se determina la sumatoria del promedio ponderado del peso de los componentes del costo unitario sin incluir el costo de comercialización durante los últimos 5 años, el cual es igual a 0,89%, para determinar el pago a otros agentes que pueden tener variaciones mensuales positivas, en este caso el componente de transmisión y distribución es de 0,36 y de los componentes cuyas variaciones se suponen neutras de 0,53.

Así las cosas, el componente *CFFi,j,t* corresponderá a la remuneración por los costos financieros asociados con las diferencias entre el ciclo de facturación, el recaudo a los usuarios regulados, la publicación de tarifas por parte del comercializador y el pago de los costos a otros agentes, de conformidad con la siguiente fórmula:

Donde:

*CFFi,j,t:* Costo financiero reconocido para el comercializador *i,* en el mercado de comercialización *j,* aplicable alaño *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*.

*dT1ecf* 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.

*nm1ecf* 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*.

*DIPt* Promedio de la variación mensual del índice de precios aplicable a las actividades de distribución y transmisión en el año t-1.

*Dr1ecf* 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*.

*TT1t,ecf* Costo de oportunidad día vencido correspondiente a la variable *dr1ecf*, 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 *dr1ecf*  | 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:

Donde:

*rED* Tasa efectiva diaria

*rEA* Tasa efectiva anual

*dT2ecf* 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.

*Nm2ecf* 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*.

*Dr2ecf* 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*.

*TT2t,ecf* Costo de oportunidad día vencido correspondiente a la variable *dr2ecf*, 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  | Tipo de Tasa () |
| --- | --- |
| 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:

Con:

*rED* Tasa efectiva diaria

*rEA* Tasa efectiva anual

En la Tabla 12 se presenta la comparación de la metodología para determinar el reconocimiento por el costo del flujo de efectivo.

**Tabla 13 Comparación metodología de reconocimiento costos flujo de efectivo.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Componente | Actual | Propuesta |
| **Base o referencia** | * Valor CU – C (aplica para todos los costos variables)
 | * **Se mantiene base**, los costos asociados al efectivo están directamente relacionados con el valor mensual de la energía comercializada.
 |
| **Costo ciclo de efectivo** | * Costo fijo para toda la vigencia de la metodología 0,043%.
* **Simulación** del costo para 30 escenarios de ciclo de facturación.
* Tasas de captación y colocación promedio entre 2009 y 2014.
* CFE único para todos los mercados de comercialización (CU promedio país)
 | * **Costo calculado anualmente**.
* **Formula** del costo para 30 escenarios de ciclo de facturación, posible ajuste con normas de publicación y vigencia de tarifas.
* Tasas de captación y colocación promedio del año anterior.
 |

#### Costo financiero del giro de subsidios

De acuerdo con el estudio publicado en la circular 087 de 2021, la universidad considera que la metodología establecida para el cálculo de la variable CFE sigue las prácticas y lineamientos establecidos para reconocer los costos de financiación. En este sentido, propone conservar la metodología actual de CFS, haciendo una actualización a las tasas y el periodo que se reconoce, ya que refleja de manera dinámica: el efecto del valor del déficit de subsidios causados y no pagados, el efecto del déficit de subsidios pagados antes de finalizar cada trimestre y el efecto de los costos de oportunidad.

Adicionalmente, considera importante incluir unas mejoras en la formula del CFS como los son:

* Eliminar subíndice m: porque los componentes no son afectados por parámetros mensuales.
* Incluir mayor precisión a subíndice T: cambiar “Últimos cuatro trimestres validados por el Ministerio de Minas y Energía para el comercializador i, en el mercado de comercialización j” por “Cada uno de los trimestres pertenecientes al último año validado por el Ministerio de Minas y Energía para el comercializador i, en el mercado de comercialización j”.
* Incluir mayor precisión a variable r1: precisar fuente de información para la estimación del parámetro, porque se encuentran diferentes alternativas de tasas de interés, de acuerdo con los criterios propuestos en la resolución.
* Incluir mayor precisión en variable r2: expresar mayor detalle en la fuente de información para su cálculo y aplicar el periodo de tiempo correcto para la estimación del costo de oportunidad asociado al valor promedio del déficit de subsidios pagados antes de finalizar cada trimestre.

Adicionalmente, el CAC envío a la Comisión propuesta de modificación del CFS, la cual fue analizada detenidamente encontrando dos principales diferencias con respecto a la metodología vigente.

La primera diferencia identificada se refiere al saldo por pagar pendiente de subsidios correspondiente al trimestre anterior a los 4 trimestres utilizados para calcular el CFS de acuerdo con la metodología de remuneración vigente. De acuerdo con la propuesta del CAC, el saldo pendiente por pagar del trimestre inmediatamente anterior a los últimos 4 trimestres deberá entrar a calcular dentro del periodo en análisis, restándolo de los pagos de adelantos que haga el Ministerio de Minas y Energía (MME) al primer trimestre, es decir, la forma de determinar lo saldos pendientes hace balances permanentes.

En cambio, la metodología vigente toma en cuenta exclusivamente los déficits de los cuatro trimestres, sin considerar el déficit por pagar del trimestre inmediatamente anteriores a los cuatro trimestres usados para el cálculo, dado que estos son considerados en los trimestres previos.

La segunda diferencia identificada corresponde a la manera en que se calcula las variables Sub1 y Sub2 en la formula. En la metodología vigente el monto de las variables Sub1 y Sub2 se calcula de acuerdo con el giro de recursos que el Ministerio de Minas y Energía, MME, realiza y el periodo al cual la Resolución expedida por el MME especifica se destinen los recursos. Por ejemplo, si el MME gira recursos en el mes de febrero de 2020 especificando pagos para el 4 trimestre de 2019 aun cuando estén pendientes recursos del 3 trimestre de 2019, estos recursos girados entrarán a ser sumados en el periodo del 4 trimestre de 2019, tal como lo estipulé la Resolución que publiqué el MME.

Mientras que la propuesta del CAC plantea que las variables Sub1 y Sub2 sean calculados de acuerdo con el monto total que se debe. Por ejemplo, si el MME autoriza un giro para un trimestre aun cuando se deba dinero de trimestres anteriores este giro entrará a computarse como un pago al trimestre más antiguo en donde se deben saldos de déficits.

La Comisión en busca de establecer una remuneración pertinente de los costos de financiación asociados a los ciclos de pagos de subsidios, revisó la metodología vigente para el cálculo del CFS y analizó las propuestas de la UTP y del CAC.

La fórmula vigente fue replicada utilizando información actualizada para calcular el componente CFS. La información para estos cálculos se obtuvo principalmente de tres fuentes: las Resoluciones del MME que autorizan giros de subsidios, las tasas de interés de captación y colocación publicadas en la página web del Banco de la Republica y la facturación por consumo trimestral por empresa comercializadora para usuarios regulados obtenida del SUI.

Se modelaron 23 costos financieros asociados al giro subsidios para el periodo comprendido entre el 4 trimestre de 2015 y el 1 trimestre de 2022 a nivel país. Esta modelación arrojó una tasa de remuneración promedio mensual de 0,12%, con una mediana de 0,1% y una desviación estándar de 0,07%.

La Comisión consideró la modificación del CFS principalmente a partir del cambio en la computación de los flujos reconocidos como parte de Sub1 y Sub2. Esto con el fin que los pagos que se reciban por parte del MME sean aplicando primeramente a los déficits pendientes de trimestres anteriores antes de entrar a computarse como un adelanto para el pago de déficit de subsidio, como lo plantea la propuesta del CAC.

Una vez, modelada la propuesta metodológica para el CFS, la CREG considera que los resultados son similares a los obtenidos bajo la metodología vigente. Sin embargo, adoptar esta propuesta representaría cambios considerables en la capacidad institucional adquirida por las empresas para aplicar la metodología vigente, que no es justificada con las mínimas diferencias que se observan entre las dos metodologías. Adicionalmente, la propuesta analizada, no utiliza de igual manera los periodos de la información de subsidios validada por el MME y publicada a través de resoluciones. Esto podría conllevar a deterioros en la trazabilidad de la información utilizada con fines de supervisión. Por esta razón, la CREG plantea mantener la metodología vigente.

La Comisión considera que la metodología vigente para el cálculo del CFS representa adecuadamente los ciclos de pagos de los subsidios y permite reconocer apropiadamente los costos financieros asociados a estos pagos. En este sentido, la CREG propone continuar con el enfoque metodológico establecido en la Resolución CREG 180 de 2014.

Con respecto a la fuente de información de r1 esta corresponderá a la publicada por el Banco de la República de acuerdo con el formato 414 denominado “Tasas de interés activas por tipo de crédito”. Formato publicado a través de la circular externa 34 del 27 de diciembre de 2021 de la Superintendencia Financiera de Colombia. Este cambio se realiza debido a que el formato 088 “Informe Semanal- tasas de interés”, formato que anteriormente alimentaba las publicaciones de tasas del Banco de la República, fue derogado y reemplazado por el formato 414.

Propuesta:

La variable *CFSi,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:

Donde:

*CFSi,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.

*r1* 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:

*Con:*

*rEM* Tasa efectiva mensual

*rEA Tasa efectiva anual*

*Sub1i,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, complemente 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.*

*r2* 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:

*Con:*

*rEM Tasa efectiva mensual*

*rEA Tasa efectiva anual*

*Sub2i,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 o sustituya, para el comercializador i, en el mercado de comercialización j, para los trimestres T.

*Facturacióni,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.

En la Tabla 14 se presenta la comparación de la metodología para determinar el reconocimiento por costo financiero por el tiempo en el giro de subsidios.

**Tabla 14 Comparación metodología de reconocimiento costos financieros giro de subsidios.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Componente | Actual | Propuesta |
| **Costo pago subsidios** | * Déficit en subsidios para cada comercializador por trimestre.
* Promedio del tiempo de giro por parte del MME.
* Promedio de tasas de colocación preferenciales.
 | * Se mantiene la metodología.
 |

## Calidad comercial

Es parte de los objetivos de esta nueva metodología introducir indicadores de calidad comercial esto considerando que la Ley 142 de 1994 en su artículo [136](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0142_1994.htm#136) establece que es obligación principal de las empresas de servicios públicos domiciliarios la prestación continua de un servicio de buena calidad y que es el comercializador la cara visible para el usuario por lo cual según sea su gestión es calificado el servicio.

En este sentido se ha realizado un análisis detallado de los posibles indicadores a contemplar, así como los incentivos para que las empresas mejoren continuamente y se interesen por las necesidades del usuario que atienden.

### Antecedentes y generalidades

Para la definición del modelo de evaluación de calidad comercial y de un sistema de indicadores para su monitoreo, que fuese aplicable a las características específicas del mercado eléctrico colombiano y sus agentes, la CREG consideró en sus análisis:

* La caracterización de las actividades desarrolladas por los agentes que desarrollan la actividad de comercialización de energía eléctrica en Colombia.
* Un análisis comparativo internacional sobre evaluación de la calidad comercial en la actividad de comercialización de energía eléctrica.
* Los comentarios y preocupaciones manifestadas por diversos agentes del sector.
* Los resultados de estudios que ha contratado la Comisión para analizar esta temática.

En relación con las actividades que desarrolla un comercializador de energía eléctrica a usuarios regulados en Colombia, estas comprenden principalmente: (i) la atención de los usuarios, (ii) la lectura de consumos efectuados por los usuarios, (iii) el proceso de facturación por los consumos realizados por los usuarios, (iv) el reparto y distribución de facturas, (v) el proceso de recaudo de los montos facturados a cada usuario, (vi) la gestión de compra de energía para la provisión del servicio y, (vii) la gestión de cartera.

Con base en lo anterior, la CREG, apoyada en análisis propios y en estudios de consultoría contratados para analizar este tema, exploró diferentes experiencias internacionales[[3]](#footnote-4) que revelaron múltiples modelos de evaluación de la calidad comercial, con sistemas de indicadores asociados a las actividades que desarrolla un agente comercializador de energía eléctrica. Esta información, en adición a la evaluación de recomendaciones y comentarios de agentes interesados y de las conclusiones de estudios de consultoría contratados por la Comisión para esta materia, dieron como resultado el listado compilatorio de métricas que se presenta a continuación y que podría hacer parte del sistema de indicadores de calidad comercial que serían considerados en propuesta regulatoria.

**Tabla 15 Matriz de indicadores calidad del servicio comercial.**

**Fuente: Elaboración CREG**

| GRUPO DE INDICADORES | INDICADOR | DESCRIPCIÓN |
| --- | --- | --- |
| Atención de los usuarios | Cantidad de quejas recibidas | Número de quejas recibidas |
| Tasa de resolución de problemas | Porcentaje de problemas o quejas de clientes que el usuario identifica como resuelta de manera satisfactoria. |
| Gestión de abandono de llamada | Porcentaje de llamadas abandonadas que fueron devueltas por el comercializador, en los últimos seis meses. |
| Resolución en la primera interacción | Porcentaje de consultas que los usuarios califican como resueltas en la primera llamada o interacción. Un valor alto para este indicador significa que el servicio de atención al cliente es eficaz y eficiente. |
| Tiempo de atención de llamadas telefónicas | Porcentaje de llamadas contestadas dentro del tiempo establecido (contestadora: 20 segundos / operador: 30 segundos). |
| Tasa de abandono de llamadas | Porcentaje de llamadas que los clientes abandonan antes de ser atendidos. Una tasa de abandono alta puede indicar que los clientes están insatisfechos con el tiempo de espera. |
| Tiempo de respuesta en medio digital. | Tiempo que tarda el servicio al cliente en responder a las consultas de los clientes. Un tiempo de respuesta más rápido generalmente lleva a una mayor satisfacción del cliente. |
| Tiempo de atención presencial | Indicador directo que mide la satisfacción general del cliente con el servicio proporcionado. Puede medirse a través de encuestas de satisfacción que se envían a los clientes después de cada interacción con el servicio de atención al cliente. |
| Calidad de atención al cliente en medio digital | Indicador de percepción de calidad en la atención, exclusivamente aplicado a medio digital. |
| Calidad de atención al cliente presencial | Indicador de percepción de calidad en la atención, exclusivamente presencial. |
| Calidad en la respuesta a reclamaciones | Indicador de percepción de calidad de la respuesta a reclamaciones. |
| Satisfacción del cliente | Indicador de percepción de calidad percibida por el usuario de forma general. |
| Net Promoter Score (NPS) | Probabilidad de que los clientes recomienden el servicio o producto a otros. Se calcula en base a las respuestas de los clientes a la pregunta: "¿Qué tan probable es que recomiende nuestro producto/servicio a un amigo o colega?". |
| Tiempo medio de manejo (Average Handling Time, AHT) | Tiempo promedio que un agente de servicio al cliente pasa en una llamada o interacción, incluyendo el tiempo dedicado a la documentación y las tareas posteriores a la llamada. |
| Expedición de la facturación | Calidad de la facturación | Cantidad de facturas que no presentan errores en los valores de cobro reportados al usuario para el periodo tarifario respectivo. |
| Precisión de la facturación | Cantidad de facturas que se generan sin errores. Un porcentaje alto en precisión de facturación significa menos tiempo y recursos dedicados a corregir errores y más satisfacción del cliente. |
| Tasa de consultas o disputas de facturación | Número de consultas o disputas relacionadas con la facturación en comparación con el número total de facturas emitidas. Una tasa alta puede ser un indicador de problemas en el proceso de facturación. |
| Tiempo de ciclo de facturación | Tiempo que transcurre desde que se presta el servicio o se entrega el producto hasta que se emite la factura. Un tiempo de ciclo de facturación más corto puede mejorar el flujo de caja de la empresa. |
| Tiempo de pago de las facturas | Tiempo promedio que tardan los clientes en pagar las facturas después de recibirlas. Este puede dar una idea de la satisfacción del cliente y la eficacia del proceso de facturación. |
| Costo de procesamiento y distribución de la factura | Costo de generar y enviar una factura. Este puede ser un área importante para reducir costos y mejorar la eficiencia. |
| Reparto y distribución de facturas | Días transcurridos entre lectura y entrega de factura | Tiempo transcurrido entre la lectura del contador del usuario y la entrega de la factura. |
| Tiempo de entrega de facturas | Tiempo que se tarda en entregar una factura a un cliente desde que se emite. Un tiempo de entrega más corto puede mejorar la satisfacción del cliente y acelerar el tiempo de pago. |
| Porcentaje de facturas entregadas a tiempo | Porcentaje de facturas que se entregan a los clientes en la fecha comprometida. Una tasa más alta indica una mayor eficiencia en la distribución. |
| Porcentaje de facturas incorrectamente distribuidas | Porcentaje de facturas que se envían al destinatario incorrecto. Una tasa más baja es mejor, ya que los errores de distribución pueden llevar a retrasos en el pago y a la insatisfacción del cliente. |
| Porcentaje de facturas perdidas o no entregadas | Porcentaje de facturas que no se entregan al cliente. Una tasa más baja es mejor, ya que las facturas perdidas pueden resultar en retrasos en el pago y problemas de cobranza. |
| Costo por factura distribuida | Costo de expedir y entregar al usuario la factura con el cobro del servicio. |
| Tasa de digitalización de facturas | Porcentaje de facturas que se emiten y envían de manera digital en lugar de en papel. Una tasa más alta puede ser indicativa de una operación más sostenible y eficiente. |
| Satisfacción del cliente con la distribución de facturas | Satisfacción del cliente con el proceso de entrega de facturas. Puede medirse a través de encuestas de satisfacción del cliente. |
| Recaudo de facturación | Porcentaje de facturas pagadas a tiempo | Porcentaje de facturas que los clientes pagan en o antes de la fecha de vencimiento. Un porcentaje más alto suele indicar un proceso de recaudo eficaz. |
| Tasa de cobro | Porcentaje de facturas que se cobran con éxito. Una tasa de cobro más alta es generalmente mejor. |
| Días de ventas pendientes (DSO, por sus siglas en inglés) | Número promedio de días que se tarda en cobrar el pago después de una venta. Un DSO más bajo suele ser mejor, ya que significa que la empresa recibe su dinero más rápidamente. |
| Porcentaje de facturas impagadas | Porcentaje de facturas que no se han pagado en un período determinado. Una tasa más baja de facturas impagadas es generalmente mejor. |
| Tasa de morosidad | Porcentaje de deudas que se encuentran en mora respecto al total de facturas pendientes. Una tasa más baja indica un mejor rendimiento en el recaudo de facturación. |
| Costo de recaudo | Costo asociado a la recaudación de los pagos de facturas. Esto puede incluir el costo de personal, el costo de enviar recordatorios de pago, entre otros. Un costo más bajo es generalmente mejor. |
| Número de consultas o disputas sobre facturación | Cantidad de consultas o disputas que los clientes tienen acerca de sus facturas. Un número más bajo puede indicar que las facturas son claras y precisas. |
| Gestión de compra de energía | Precio medio de compra | Precio promedio al que se compra la energía. Un precio más bajo puede indicar una gestión de compra más eficaz. |
| Variabilidad del precio de compra | Variación en los precios de compra durante un período de tiempo. Una variabilidad menor puede indicar una mayor estabilidad y previsibilidad en los costos de energía. |
| Porcentaje de energía renovable comprada | Porcentaje de energía comprada que proviene de fuentes renovables. Una tasa más alta puede indicar un enfoque más sostenible y una mayor alineación con los objetivos de sostenibilidad. |
| Cantidad de energía no utilizada o perdida | Cantidad de energía comprada que no se utiliza o se pierde. Una cantidad más baja puede indicar una gestión de compra y utilización más eficaz. |
| Diversidad de proveedores de energía | Cantidad de proveedores diferentes de los que se compra energía. Una mayor diversidad puede indicar un menor riesgo de interrupción del suministro. |
| Cumplimiento de los contratos de compra de energía | Tasa de cumplimiento de los términos y condiciones de los contratos de compra de energía por parte de los generadores. Una tasa más alta puede indicar una mayor confiabilidad en los proveedores de energía. |
| Riesgo de precio en la compra de energía | Exposición al riesgo de cambios en los precios de la energía. Esto puede incluir el impacto de fluctuaciones en los precios de los mercados energéticos en los costos de la empresa. |

Considerando que (i) un modelo de evaluación de la calidad comercial debe integrar un sistema de indicadores que aborde las actividades en las que incurren los agentes de este eslabón de la prestación del servicio de energía eléctrica y, (ii) que los indicadores compilados en el cuadro anterior deben ser sometidos a un análisis de aplicabilidad, modificaciones metodológicas y pertinencia para el contexto del sector eléctrico colombiano; la CREG adoptó como criterios de selección de indicadores, aquellos que definió el estudio de consultoría desarrollado por la firma Di-Avante para evaluar la calidad en la atención a los usuarios por parte de las empresas comercializadoras.

Los criterios definidos en ese estudio son resultado de considerar algunos de los lineamientos definidos por DANE, DNP y normas de desempeño tales como ISO 50006:2015, entre otras.

Con esa base, los criterios para la selección de indicadores, que tuvo en cuenta esta Comisión son los siguientes:

* **Pertinencia**: Evalúa que los indicadores seleccionados tengan relación con la estrategia y objetivos a evaluar.
* **Utilidad**: Explora la relevancia del indicador frente al tema evaluado y facilita la toma de decisiones.
* **Simplicidad**: Atributo que facilita el entendimiento de todo el contexto del indicador y que se puede constatar de manera práctica sin mayor definición.
* **Representatividad**: Permite mostrar que un indicador no solo es importante en un solo contexto nacional, sino que es acogido en varios países o mercados similares y por eso muestra su importancia comparativa.
* **Disponibilidad**: Principio en el cual la información con la cual se calcula el indicador sea accesible y de fácil tratamiento.
* **Funcionalidad y posibilidad de monitoreo**: Verifica que el indicador sea medible y facilite el monitoreo y la repetibilidad a lo largo del tiempo.

Una vez surtido lo anterior, encuentra esta Comisión que es pertinente proponer un modelo de evaluación de la calidad comercial que, además de la selección de indicadores, comprenda las siguientes características:

* **Modelo alineado a esquemas de auto regulación y regulación por incentivos.**

El cumplimiento de estándares de calidad comercial, observados por los agentes comercializadores, debe fundamentarse en conductas de auto regulación de los agentes, motivadas por dos tipos de incentivos:

* + - Incentivos de tipo comando y control

La fijación de valores mínimos de cumplimiento en los indicadores definidos y la posibilidad de sanción derivada del incumplimiento de dichos valores por parte de los agentes comercializadores constituye un incentivo al cumplir los estándares mínimos de calidad definidos por la regulación.

* + - Incentivos de orden reputacional

Una obligación de publicidad de los resultados de la medición de indicadores de calidad comercial, que recaiga en los comercializadores, constituye, por un lado, una fuente de información y transparencia al usuario para que este ejerza un control reputacional sobre el cumplimiento de los estándares de calidad comercial y, por otro lado, un incentivo de mejora continua para que el comercializador cumpla con los criterios de calidad definidos, muy por encima de los mínimos de cumplimiento previstos por la regulación.

* **Modelo alineado a las necesidades los usuarios del servicio de energía eléctrica**

La metodología de evaluación de la calidad comercial debe estar alineada a un marco de necesidades identificadas en los usuarios del servicio de energía eléctrica en Colombia, en particular, al momento en que se desarrollan las actividades asociadas a la comercialización de energía eléctrica.

### Metodología de evaluación de la calidad comercial

Teniendo como marco de referencia los elementos descritos en las secciones anteriores, así como los elementos que deben tenerse en consideración para la definición metodológica de evaluación de la calidad comercial, la CREG formuló una metodología que reconociera las particularidades del sector eléctrico y específicamente de la actividad de comercialización de energía eléctrica en Colombia y de los agentes que concurren y participan en ella.

***Incentivo regulatorio a partir de ajuste al margen operacional, , mediante el factor de ajuste por calidad del servicio (ACS).***

Siguiendo los elementos necesarios para tener una regulación por incentivos, en materia de calidad comercial, se propone una metodología enfocada en fijar un factor ponderador del margen operacional, , que considere y reconozca el desempeño de las empresas que desarrollan las actividades de comercialización de energía.

* **Factor de ajuste por calidad del servicio (ACS)**

Aplica un descuento en el margen operacional reconocido a cada empresa que adelanta la actividad de comercialización de energía a partir de un conteo de los indicadores sobre los cuales se evidencia incumplimiento en su meta señalada.

El incumplimiento en la meta fijada para cada indicador reduce en 2% el margen operacional reconocido. Esto se observa reflejado en la fórmula de la sección 3.1. del anexo general de la resolución y que se muestra a continuación:

Donde:

*ACSi,j,t* Factor de ajuste al margen operacional *mo*, aplicable en el año , que refleja el nivel de cumplimiento de la calidad del servicio comercial del año , en el mercado j, del comercializador .

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

* **Medición y reporte de indicadores de calidad del servicio comercial**

Los requisitos de calidad del servicio tendrán en cuenta los siguientes indicadores:

**Tabla 16 indicadores calidad del servicio comercial.**

**Fuente: Elaboración CREG**

|  |  |
| --- | --- |
| CATEGORÍA | INDICADORES |
| Quejas y reclamos |  1. Cantidad de quejas por usuario |
|  2. Calidad en la respuesta a quejas y reclamos |
| Servicio al cliente |  3. Calidad en la atención de llamadas telefónicas |
|  4. Gestión de abandono de llamada |
|  5. Respuesta a medios electrónicos |
| Facturación |  6. Calidad de la facturación |

Las empresas que desarrollan la actividad de comercialización de energía deben efectuar una medición mensual de los indicadores anteriores.

Los resultados de la medición mensual de cada indicador deben ser reportados trimestralmente en el SUI y en la página web de cada comercializador, hasta 10 días después de finalizado el trimestre a reportar.

* **Metodología de cálculo de indicadores**

Los indicadores de calidad comercial seguirán la siguiente metodología para su cálculo con corte mensual.

Indicador 1: Cantidad de quejas por usuario.

Se calculará como el porcentaje que corresponde al total de quejas y reclamos recibidas por el comercializador en cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad), respecto del total de usuarios en cada mercado para cada mes en cada mes (último mes del año para el cálculo del factor de calidad), 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

Indicador 2: Calidad en la respuesta a quejas y reclamos.

Corresponde al porcentaje resultante de dividir el 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, en cada mercado, para cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad), respecto del total de quejas y reclamos que llegaron a esta instancia en cada mercado, cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad).

Indicador 3: Calidad en la atención de llamadas telefónicas.

Corresponde al porcentaje resultante de dividir el número de llamadas contestadas dentro del tiempo establecido en cada mercado, para cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad), respecto del total de llamadas recibidas por el comercializador en cada mercado, para cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad). El tiempo establecido será el siguiente:

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

- Tiempo de atención para llamada atendida por operador: 30 segundos.

Indicador 4: Gestión de abandono de llamada

Corresponde al porcentaje resultante de dividir el número de llamadas abandonadas, que fueron devueltas por el comercializador en cada mercado, para cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad), respecto del total de llamadas recibidas por el comercializador en cada mercado, para cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad).

Indicador 5: Respuesta a medios electrónicos

Corresponde al tiempo promedio que tarda el comercializador en dar respuesta a reclamaciones realizadas por los usuarios en medios digitales en cada mercado, para cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad). Este indicador debe tener en cuenta la siguiente desagregación por medio de atención:

- Correo electrónico

- Redes sociales

- Otro, distinto a llamada telefónica

Indicador 6: Calidad de la facturación

Corresponde al porcentaje resultante de dividir el número de quejas y reclamos por concepto de facturación, resueltos a favor del usuario en cada mercado, para cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad), sobre el total de facturas expedidas por el comercializador en cada mercado, para cada mes (cada año para el cálculo del factor de calidad).

Como se ha mencionado, la información resultante del cálculo mensual de estos indicadores debe reportarse con esta misma desagregación mensual al SUI y publicarse en la página web de cada comercializador en una ubicación de fácil acceso de forma que el usuario no deba dar clic a más de tres hipervínculos para llegar a esta información desde la página de inicio del sitio web.

* **Metas de cumplimiento aplicables a cada indicador de calidad comercial**
	+ **Indicadores con meta de cumplimiento aplicable desde la expedición de la metodología**

Al momento de la expedición de la resolución que acompaña este documento, las empresas que desarrollan las actividades de comercialización de energía eléctrica ya vienen efectuando el reporte al SUI de los indicadores asociados a “Cantidad de quejas por usuario” y “Calidad de la facturación”.

Por lo anterior, en reconocimiento de la experiencia adquirida por los comercializadores para el cumplimiento de niveles de calidad que reflejen una mejora continua, conducta esperada en estos agentes, esta Comisión ha definido para estos dos indicadores, una meta de cumplimiento consistente en que cada comercializador refleje una reducción anual de 5% respecto de los valores observados en el año base de la metodología. Este criterio se aplicará el año siguiente al año base definido para aplicar la metodología de evaluación aprobada en la resolución.

Así, este criterio establece una senda de mejora para ambos indicadores, que deben aplicar los comercializadores, de la siguiente manera:

**Tabla 17 Reducción mínima esperada para cada periodo.**

**Fuente: Elaboración CREG**

|  |  |
| --- | --- |
| PERIODO | REDUCCIÓN MÍNIMA ESPERADA PARA CADA PERIODO |
| AÑO BASE (t) | Valor observado (x) para el indicador en el año base (t). |
| t+1 | Mínima reducción esperada para este periodo (): |
| t+2 | Mínima reducción esperada para este periodo (): |
| t+3 | Mínima reducción esperada para este periodo (): |
| … | **…** |
| t+n | Mínima reducción esperada para este periodo (): |

De esta forma, como se observa en el cuadro anterior, para cada año posterior al periodo base, se ha definido una meta de cumplimiento consistente en una senda de reducción mínima en cada año de los valores de los dos indicadores mencionados respecto de esos valores para el año base.

Así, para los años en los que una empresa comercializadora de energía registre valores de uno de los indicadores mencionados que no cumplen con la reducción mínima esperada para esos años respecto del año base, se considera incumplida la senda en esos periodos y en consecuencia no se habría cumplido la meta de calidad para esos periodos de forma que, en el año siguiente al periodo de incumplimiento de la senda, se contaría como incumplido ese indicador y debería verse reflejado en el conteo de la variable que hace parte de la fórmula del Factor de ajuste por calidad del servicio (ACS).

* + **Indicadores con meta de cumplimiento aplicable por definir mediante circular expedida por la CREG**

En virtud de que algunos de los indicadores para la medición de la calidad comercial requieren ajustes metodológicos para su cálculo y reporte por parte de los comercializadores, la CREG ha definido que la meta de cumplimiento será definida al momento en que considere que se cuenta con una línea base con información precisa y que permita determinar de forma objetiva la meta que debe observarse en cada indicador. La definición de una meta mediante circular expedida por la CREG será aplicable a los indicadores que se listan a continuación:

- Calidad en la respuesta a quejas y reclamos

- Calidad en la atención de llamadas telefónicas

- Gestión de abandono de llamada

- Respuesta a medios electrónicos

La evaluación de cumplimiento de estos indicadores se aplicará a partir del periodo definido en la circular que define las metas de estos indicadores.

# APLICACIÓN DE LA PROPUESTA REGULATORIA.

En el documento CREG 243 A de 2021, soporte de la Resolución CREG 175 de 2021[[4]](#footnote-5), “la Comisión incorporó el “Análisis jurídico del esquema general de cargos del sistema nacional de transporte de gas natural”.

Este desarrolla los conceptos de: i) metodologías tarifarias, ii) cumplimiento de los principios tarifarios, iii) Período tarifario: Precisión de los conceptos de “vigencia” y “aplicación” y, iv) Necesidad de aplicación de un proceso de definición de cargos de la metodología de transporte de gas natural. Frente a lo allí consignado, la Comisión identifica que el análisis realizado y los elementos que lo sustentan son replicables en el presente caso de acuerdo con los elementos que se exponen a continuación.

En dicho documento se hace referencia a que la definición de las metodologías de remuneración en desarrollo de las facultades otorgadas a esta Comisión tiene como propósito el reconocimiento de los costos eficientes de operación de las actividades sujetas al régimen de libertad regulada, cumpliendo los principios constitucionales y legales, entre ellos los de eficiencia económica y suficiencia financiera. En relación con esto y sobre la función estatal de regulación la Corte Constitucional en sentencia C150 de 2003 ha señalado que:

*(…) La función de regulación está segmentada por sectores de actividad económica o social. El ejercicio de la función de regulación obedece a criterios técnicos relativos a las características del sector y a su dinámica propia. La regulación es una actividad continua que comprende el seguimiento de la evaluación del sector correspondiente y que implica la adopción de diversos tipos de decisiones y actos adecuados tanto a orientar la dinámica del sector hacia los fines que la justifican en cada caso, como a permitir el flujo de la actividad socioeconómica respectivo. La función de regulación usualmente exige de la concurrencia de, al menos, dos ramas del poder público y es ejercida de manera continua por un órgano que cumple el régimen de regulación fijado por el legislador, que goza de una especial autonomía constitucional o independencia legal, según el caso, para desarrollar su misión institucional y cuyo ámbito de competencia comprende distintos tipos de facultades*

Es por esto que teniendo el alcance de la facultad regulatoria que tiene la Comisión y en ejercicio de la libertad de configuración que tiene la autoridad administrativa para la consecución de los fines de la intervención del Estado en la economía y la materialización de los principios que la orientan, en la forma definida por la ley; la Comisión, en la expedición de las metodologías y fórmulas de tarifas, puede establecer diversas decisiones, una de ellas podría ser que la aplicación de una metodología, para un determinado período tarifario, se haga por fases o etapas (i.e. como fue el caso de la Resolución CREG 175 de 2021), o que esta aplicación se realice de manera inmediata o que se requiera el desarrollo de actuaciones administrativas particulares para la definición de un cargo específico.

De acuerdo con esto, se considera que este tipo de decisiones se adoptan con el fin de llevar a cabo una correcta y adecuada aplicación de los criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera previstos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 a las características propias de la actividad regulada y a la evolución tanto de esa actividad como de la misma regulación.

Ahora, se considera que la metodología propuesta a través de la propuesta regulatoria 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 período 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.

En este sentido, la posibilidad de llevar a cabo una aplicación inmediata de la propuesta regulatoria cumple en su integralidad la regla establecida en el artículo 126 de la citada ley dispone que “*Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual*…”. Dicha conclusión se da a partir de los conceptos de los conceptos de “*vigencia*” y “*aplicación*” en el caso concreto.

El concepto de “*vigencia de las fórmulas tarifarias*” como norma a que hace referencia el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, es de cinco (5) años. El término debe contarse al cabo del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial. La misma Ley establece que "*vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas*”.

La metodología que se expide en la resolución que soporta el presente documento, quedará vigente al cabo del día siguiente en que sea publicada en el Diario Oficial en su integralidad, es decir, ésta deberá considerarse dentro del ordenamiento jurídico y producirá efectos de manera inmediata.

En relación con esto, es importante traer como referencia el concepto de vigencia desarrollado por la Corte Constitucional en sentencia C-873 de 2003 en la cual se señala lo siguiente:

*“La “vigencia” se halla íntimamente ligada a la noción de “eficacia jurídica”, en tanto se refiere, desde una perspectiva temporal o cronológica, a la generación de efectos jurídicos obligatorios por parte de la norma de la cual se predica; es decir, a su entrada en vigor. Así, se hace referencia al período de vigencia de una norma determinada para referirse al lapso de tiempo durante el cual ésta habrá de surtir efectos jurídicos. La regla general en nuestro ordenamiento es que las normas comienzan a surtir efectos jurídicos con posterioridad a su promulgación, según lo determinen ellas mismas, o de conformidad con las normas generales sobre el particular”.*

De acuerdo con lo anterior, se identifica que la vigencia de una metodología o fórmula tarifaria corresponde al período que se inicia desde cuando la regulación empieza a producir sus efectos jurídicos hasta cuando cesan por la expedición de una nueva metodología o fórmula.

Adicionalmente, para el caso del concepto “*aplicación*”, durante la vigencia de las metodologías se pueden aplicar diferentes factores, por lo que cuando se habla de aplicación de la regulación, este corresponde al proceso a través del cual sus disposiciones son interpretadas y desarrolladas frente a situaciones fácticas concretas.

En el documento CREG 243 A de 2021, soporte de la Resolución CREG 175 de 2021, para el caso de transporte de gas se listan algunos eventos que ocurren en diversos momentos del período tarifario, es decir, que existen diversos momentos de aplicación de la metodología; sin embargo, para el caso de la presente propuesta regulatoria, se establece que aquí no existen eventos similares, sino que se evidencia la posibilidad de llevar a cabo la aplicación de manera inmediata y en un solo momento.

Es por esto que, para el caso de la actividad de comercialización de energía y una vez iniciada su vigencia, se identifica que las variables establecidas en la metodología, relativas al costo base de comercialización, el riesgo de cartera, el margen operacional, es posible aplicarlas para establecer los cargos máximos que puede cobrar un comercializador de energía eléctrica por el desarrollo de esta actividad en un mercado de comercialización; lo anterior, sin que se requiera un procedimiento de fijación de cargos en actuaciones administrativas particulares en la que se tenga que definir situaciones jurídicas de este tipo. En relación con esto, los comercializadores actúan como operadores de la regulación en materia tarifaria por lo que les corresponde a dar cumplimiento a la obligación de seguir y aplicar lo dispuesto en la regulación y la metodología de remuneración.

Al igual que lo que ocurre en el caso de la metodología de transporte de gas natural, para el caso de la metodología de comercialización, el esquema propuesto para la definición de cargos se diferencia de modelos de fijación de tarifas en los que se ha mantenido la aplicación de los cargos calculados con la metodología anterior durante la vigencia de la nueva metodología, hasta que se valoren todas las variables para actualizar los cargos.

Sin embargo, esta última alternativa no se ajusta al principio regulatorio de eficiencia económica, en el caso actual, porque mantener la aplicación de los cargos de la anterior metodología de comercialización de la Resolución CREG 180 de 2014 y adelantar un proceso de revisión a través actuaciones administrativas particulares, limitarían la aplicación de las condiciones de eficiencia actuales para dicha actividad, derivadas, en algunos casos, de contar con un mayor nivel de información y herramientas estadísticas, económicas y financieras a la que se contaba para el año 2014, como es el caso de: i) la Información de Costos para la Regulación – ICR[[5]](#footnote-6) para el caso de los Costos y Gastos; ii) aplicación de un mecanismo de Frontera Estocástica para establecer la eficiencia a reconocer; ii) referencias de cálculo más actualizadas para el Margen Operacional; iv) inclusión de indicadores de calidad comercial; v) riesgo de cartera diferenciado con una ponderación de los riesgos en función de las ventas por categoría, de igual forma que se mantendría un reconocimiento de costos por eventos normativos establecidos en la Resolución MME 40272 de 2020, los cuales dejan de estar reconocidos a partir del siguiente mes al de entrada en vigencia de la metodología, al dejarse de aplicar los cargos definidos en la Resolución CREG 188 de 2020.

Estas mismas consideraciones son aplicables frente a la necesidad de aplicar un proceso de definición de cargos dentro de la metodología de comercialización de energía eléctrica análisis del concepto “*Necesidad de aplicación de un proceso de definición de cargos de la metodología de transporte de gas natural*”, consignado en el documento CREG 243 A de 2021.

De acuerdo con lo expuesto, el regulador en cumplimiento de la misión que le encomienda Ley, así como atendiendo el alcance del ejercicio de su función regulatoria, al adoptar este tipo de decisiones, debe escoger la que se adecúe a las exigencias de los principios tarifarios de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994. De esta forma, al dar una aplicación a la metodología una vez esta inicie su vigencia, se está propendiendo por asegurar la eficiencia económica al evitar aplicar un cargo que no reconoce las eficiencias actuales sobre la actividad.

Por lo tanto, no se considera razonable ni procedente en el presente caso condicionar la aplicación de la totalidad de las disposiciones de la nueva metodología al reconocimiento de alguna situación particular adelantada a través de un procedimiento de fijación de cargos, lo cual, como se ha mencionado, conllevaría a dejar de aplicar elementos que reflejan las condiciones de eficiencia actuales.

Adicionalmente, dentro de este ejercicio se debe dar cumplimiento simultáneamente a los procedimientos para expedición de este tipo de actos descritos en las normas internas de la Comisión como es la Resolución CREG 105-003 de 2023.

# IMPACTOS DE LA METODOLOGIA

En este numeral se presentan los impactos esperados por la implementación de la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización a usuarios regulados por mercado de comercialización, partiendo de la mejor información disponible al momento de publicación de esta, y para cada una de las propuestas de ajuste de acuerdo con la estructura descrita anteriormente. Con el objetivo de evaluar el impacto de la metodología se toma como mes base el mes de abril 2023, debido a la disponibilidad de información, sin embargo, se espera actualizar el análisis con la información solicitada a través de circular por parte de la Comisión y la actualización de los modelos de frontera estocástica, los cuales se socializarán con los interesados durante el periodo de consulta de la metodología. No obstante, con la información disponible es posible realizar el análisis de los impactos de la implementación de la propuesta metodológica, toda vez que las variables usadas para determinar los costos reconocidos de la actividad de comercialización son reportadas de forma periódica por los agentes, guardando relación con la información reportada en años anteriores, por lo cual no se esperan cambios significativos respecto a la actualización de la información.

## Impacto en el componente fijo del costo de Comercialización

El impacto en el componente fijo del costo de comercialización se divide en el efecto del cambio por la información disponible en ICR y el modelo de frontera estocástica para evaluar la eficiencia de los comercializadores.

En la Figura 5 se muestran los impactos de la metodología en el costo fijo de comercialización usando como referencia la información reportada por los comercializadores en ICR para el año 2021 y los resultados del modelo de frontera estocástica publicados en la Circular 087 de 2021. Los resultados muestran impacto promedio ponderado -2,17% en el costo unitario de prestación del servicio y de -18,8% en el componente de comercialización, sin incluir el costo de la opción tarifaria, tomando como referencia el costo unitario de abril de 2023.



***Figura 5 Resumen impactos en el costo fijo de comercialización***

***Fuente: Elaboración Propia***

## Impacto en el componente variable del costo de comercialización

Para evaluar los impactos en el costo variable de comercialización se divide en cada una de las variables que hacen parte del costo, margen operacional del comercializador, riesgo de cartera y costos financieros.

Inicialmente, respecto al margen operacional del comercializador, se utilizan los resultados de actualizar el margen operacional de acuerdo con la metodología descrita anteriormente y el promedio simple del costo unitario de prestación del servicio por mercado de comercialización entre el año 2018 y 2022 en pesos de abril de 2023. En la Figura ***6*** se muestran los impactos de la metodología en el impacto con un promedio ponderado de -0.63% en el costo unitario de prestación del servicio y -6,2% en el costo base de comercialización.



***Figura 6 Resumen impactos en el margen operacional del comercializador***

El impacto en el riesgo de cartera reconocido se muestra en la Figura 7, usando la información reportada por las empresas a la comisión a través de circulares y en el SUI para el año 2021. La propuesta tendría un impacto promedio ponderado de -1.03% en el costo unitario de prestación del servicio y de -6,6% en el componente de comercialización.



***Figura 7 Resumen impactos en el riesgo de cartera reconocido***

***Fuente: Elaboración Propia***

En la Figura 8 se muestra el impacto de los costos financieros reconocidos, suponiendo que el costo financiero por el giro de los subsidios se mantiene constante y actualizando las tasas de captación y colocación del Banco de la República para el año 2022, así como el promedio de la variación mensual del IPP para este año.



***Figura 8 Resumen impactos en el costo financiero reconocido***

***Fuente: Elaboración Propia***

## Impactos total de la metodología

En este numeral se presentan los impactos de la propuesta para remunerar la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados, como el agregado de los impactos presentados en los numerales anteriores, teniendo en cuenta, además de los impactos por la actualización de la metodología, que, con la aplicación de los cargos de esta, terminan los ingresos aprobados en la resolución 188 de 2020 para los mercados de comercialización del Caribe.

El promedio ponderado de los impactos en el costo unitario para la prestación del servicio de la implementación de la propuesta metodológica es de aproximadamente–5,3%, mientras que el impacto en el componente de comercialización es de cerca del -45,1% como se muestra en la Figura 9.



***Figura 9 Resumen impactos de la metodología***

***Fuente: Elaboración Propia***

# INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Se propone como indicadores de seguimiento de las medidas adoptadas los listados en la **Tabla 18**. Esto con el objetivo de realizar seguimiento a los impactos de las medidas y realizar la evaluación expost que permita a la comisión mejorar su proceso regulatorio.

**Tabla 18 indicadores de seguimiento**

**Fuente: Elaboración CREG**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Indicador | Periodo de evaluación | Fuente: | Medición actual | Meta |
| Mantener el peso promedio ponderado en la tarifa del componente de comercialización sin incluir el Costo de la opción Tarifaria dentro del costo unitario | Semestral | SUI | 12% | <10% |
| Cumplimiento de las metas de calidad del servicio comercial | Anual | SUI | A partir del año base. |  |

# CRONOGRAMA PARA LA EXPEDICION DEFINITIVA DE LA METODOLOGÍA Y SU APLICACIÓN

A continuación, se indican las actividades para llegar a la expedición definitiva de la metodología y la aplicación de los cargos que de ella se derive:

|  | **ACTIVIDAD** | **ESTADO** | **OBSERVACIÓN** |
| --- | --- | --- | --- |
| **1.** | Expedición de Bases conceptuales | Cumplido | Res. Creg 155 de 2019 |
| **2.** | Expedición Resolución propuesta de metodología | Cumplido | Res. Creg 701 038 de 2024 |
| **3.** | Audiencias y talleres | En ejecución | Entre mayo y julio de 2024 |
| **4.** | Solicitud de actualización de información  | Expedición Circular | Mayo de 2024 |
| **5.** | Actualización modelo de eficiencia | En ejecución | Entre mayo y junio de 2024 |
| **6.** | Recepción de comentarios propuesta | En ejecución | 25 de julio de 2024 |
| **7.** | Análisis de comentarios  | Por iniciar | Agosto 2024 |
| **8.** | Expedición circular con datos para cálculo de cargos | Por iniciar | Agosto 2024 |
| **9.** | Cuestionario y Concepto de abogacía de la competencia - SIC | Por definir | Por definir |
| **10.** | Regulación definitiva | Por iniciar | Septiembre 2024 |
| **11.** | Cálculo de cargos por parte de las empresas. | Por iniciar | Septiembre 2024 |
| **12.** | Aplicación de cargos por parte de las empresas | Por iniciar | Mes siguiente a la publicación de la resolución definitiva |

1. Pesos constantes de 2022 de acuerdo con la información obtenida a través de las 62 Resoluciones que el MME ha publicado en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 1 de junio de 2022. [↑](#footnote-ref-2)
2. Promedio simple de acuerdo con los montos autorizados en cada Resolución [↑](#footnote-ref-3)
3. Entre las experiencias analizadas, se abordaron como casos de estudio países como España, Reino Unido, Estados Unidos, Australia, Chile, Italia, México y Brasil. [↑](#footnote-ref-4)
4. Por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural. [↑](#footnote-ref-5)
5. Se considera que dentro de los atributos que genera esta herramienta sobre la información son: i) Proporciona información relevante para la remuneración y supervisión de actividades Garantiza la total separación de actividades desde el punto de vista regulatorio; ii) Alcanzar equilibrio entre el nivel de detalle de información necesario para cálculos tarifarios y separación contable; iii) Homogeneidad en la identificación de criterios, EDC. [↑](#footnote-ref-6)