

#### Ministerio de Minas y Energía

### COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

##### RESOLUCIÓN No. 101 028 DE 2023

### (24 NOV.2023)

Por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007 con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994

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

En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, y

**CONSIDERANDO QUE:**

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 367 de la Carta Política de 1991 señala que el legislador fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos, así como definirá las entidades competentes para fijar las tarifas.

En cumplimiento del mandato constitucional previsto en el artículo 367 superior, se expidió el régimen general de los servicios públicos domiciliarios mediante las Leyes 142 y 143 de 1994.

De conformidad con la Ley 142 de 1994, artículo 3, numeral 3, la regulación de los servicios públicos es una forma de intervención del Estado en la economía.

Acorde con la Ley 142 de 1994, artículo 73, y Ley 143 de 1994, artículo 20, es un fin de la regulación garantizar la debida prestación de los servicios públicos, y en el caso en concreto del servicio de energía eléctrica, de manera confiable y continua.

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

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante, buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas, y entre éstas y los grandes usuarios.

Según la Ley 143 de 1994, artículo 4, el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus funciones, los de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

La Ley 143 de 1994, artículo 20, definió como objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

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

Mediante la Resolución CREG 119 de 2007 se aprobó la fórmula tarifaria general que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

La Ley 142 de 1994 en su artículo 90 establece que las Comisiones de Regulación al definir sus tarifas pueden establecer varias alternativas y siempre podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas. En concordancia con lo anterior, el parágrafo 2 del artículo 46 de la Ley 143 de 1994 establece que la CREG podrá diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias.

En la Resolución CREG 168 de 2008, *Por la cual se establece una opción tarifaria para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional,* se permitió a los comercializadores la aplicación voluntaria de un costo unitario de prestación del servicio diferente al calculado con la metodología general, con el objetivo de moderar incrementos abruptos en la tarifa. Esto generaba la acumulación de saldos que eran pagados por el usuario con posterioridad a lo largo de un mayor período de tiempo.

Mediante la Resolución CREG 012 de 2020 se actualizó la Resolución CREG 168 de 2008, se mantuvo la metodología de acumulación y pago de saldos y se hicieron algunas precisiones y ajustes para la aplicación de nuevas opciones tarifarias a partir del año 2021. Lo anterior, teniendo en cuenta el proceso de actualización de cargos tarifarios en la actividad de distribución, derivados de la aplicación de la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional prevista en la Resolución CREG 015 de 2018.

En este sentido, las medidas regulatorias a través de las cuales se establecen opciones tarifarias, en este caso, para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, han tenido como finalidad aminorar los impactos e incrementos súbitos en los componentes de la fórmula del costo unitario de prestación de servicio, los cuales se pueden presentar, entre otros, por cambios en las señales de abundancia o escasez de los recursos para la producción de energía[[1]](#footnote-2), la entrada en vigencia de nuevos componentes de segmentos regulados[[2]](#footnote-3), por situaciones de disponibilidad de la infraestructura[[3]](#footnote-4), la incorporación de medidas de política energética, así como otros eventos de mercado; es decir, por situaciones de hecho o regulatorias que generan un impacto en las tarifas del servicio público domiciliario.

Por lo tanto, la aplicación de las opciones tarifarias busca disminuir el nivel de volatilidad en las tarifas por eventos como los mencionados, para lo cual, a través de los mecanismos mencionados, el comercializador podía optar por aplicar a los usuarios una tarifa con menores variaciones, generando un saldo para un mercado de comercialización que se acumula para que pueda ser amortizado en un lapso determinado.

Las principales características de este mecanismo son: i) la posibilidad de que el comercializador pueda acogerse a este de manera voluntaria; ii) dar aplicación de la opción y el saldo acumulado durante el plazo que el comercializador establezca, toda vez que dicho agente es el que cuenta con mejor información frente al nivel de incremento que se puede trasladar al usuario; iii) la aplicación de la opción implica una fórmula donde se destaca la existencia de un saldo acumulado por mercado de comercialización, un porcentaje de variación y el financiamiento de parte de la tarifa a través del reconocimiento de una tasa de interés al comercializador y; iv) la aplicación de una transición para que en las opciones tarifarias que se dieran a partir del año 2022, el usuario de manera individual, contara con la posibilidad de que no le fuera aplicada dicha opción y, en cambio, pagara la tarifa plena del servicio.

Ahora bien, como parte de las medidas para mitigar los impactos del COVID – 19, con fundamento en lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994, en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, 1260 de 2013, y en particular, por las facultades conferidas en el artículo 3 del Decreto Legislativo 517 de 2020, la Comisión mediante la Resolución CREG 058 de 2020 estableció que todos los comercializadores deberían aplicar la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020 a los usuarios de su mercado cuando se presentara un incremento superior al 3% en el Costo Unitario de Prestación del Servicio, CU, o en cualquiera de sus componentes. Así mismo, se definieron reglas especiales de aplicación de la opción tarifaria para mantener el CU sin incrementos desde el inicio de la aplicación de la opción tarifaria hasta noviembre de 2020.

Estas medidas fueron objeto de control automático de legalidad por parte del H. Consejo de Estado en sentencia de 26 de marzo de 2021 emitida por la Sala de lo Contencioso Administrativo, Sala Especial de Decisión No. 26, radicado 11001-03-15-000-2020-01743-00 (Acumulados) con ponencia del Consejero Guillermo Sánchez Luque, en la cual se declaró la legalidad de esta y otras medidas, luego de hacer un análisis de proporcionalidad en el que se concluyó que las mismas tienen como objeto reducir el impacto económico en el sistema ocasionado por la emergencia sanitaria y son adecuadas al buscar ajustar el esquema financiero alterado por la pandemia.

En aplicación de lo dispuesto en la Resolución CREG 012 de 2020, los comercializadores pueden incrementar gradualmente el CU aplicado hasta alcanzar el valor calculado con la Resolución CREG 119 de 2007. Para los mercados en los que el valor del CU aplicado con la opción tarifaria se iguala al valor del CU calculado con la Resolución CREG 119 de 2007, el comercializador puede incluir en el CU a cobrar a los usuarios un valor adicional asociado con el pago del saldo acumulado existente en dicho mercado, este cobro adicional se da hasta que el saldo acumulado sea igual a cero.

Es por esto que, a partir de lo dispuesto en el artículo 12 de la Resolución CREG 058 de 2020 y la aplicación del artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020, los comercializadores desde comienzos del año 2020 empezaron a trasladar a sus usuarios el CU resultante de la opción tarifaría, el cual es menor al CU reconocido y calculado con la Resolución CREG 119 de 2007, generando un saldo a favor del comercializador. Se tiene estimado que el saldo acumulado de todos los comercializadores a septiembre de 2023, por la aplicación de la opción tarifaria es del orden de 4.9 billones de pesos, de acuerdo con reportes de las empresas al Sistema Único de Información, SUI.

De acuerdo con lo anterior, la opción tarifaria que se hizo de manera obligatoria, para reducir el impacto económico en el sistema ocasionado por la emergencia del COVID -19 y ajustar el esquema financiero alterado por la pandemia, buscó que el saldo que se acumulara en un mercado de comercialización y se amortizara en un lapso determinado por parte del comercializador que atiende dicho mercado. Sin embargo, la aplicación de este mecanismo se ha visto afectada con posterioridad a su definición por una serie de eventos económicos y de mercado, derivados principalmente de la ocurrencia de la pandemia y los efectos generados en la economía, los cuales han llevado a que el esquema previsto inicialmente no permita una debida recuperación de los saldos y genere una acumulación en niveles más allá de los previsibles inicialmente.

Ejemplo de esto es el comportamiento de los índices de precios, toda vez que durante el periodo 2017 – 2019 la variación del Índice de Precios al Productor, IPP, que se emplea para actualizar aproximadamente el 85% del CU, registró un promedio de incremento anual del 3%, sin embargo, el IPP tuvo un comportamiento atípico a partir de diciembre de 2020, generando un incremento importante en el costo unitario de prestación del servicio[[4]](#footnote-5).

En este sentido, de continuar con la aplicación de la opción tarifaria en las mismas condiciones actuales, esto puede conllevar a una divergencia entre los intereses colectivos que persigue la prestación de los servicios públicos domiciliarios en relación con los usuarios, con el interés de las empresas en relación con la libertad económica, así como la correcta y suficiente remuneración del servicio en condiciones de eficiencia.

Lo anterior, toda vez que de seguir presentándose incrementos en los saldos acumulados en niveles superiores a los actuales puede ponerse en riesgo la continuidad en la prestación del servicio, desde el aspecto económico, en relación con: (i) la capacidad financiera de los agentes comercializadores frente a la forma en que se vienen asumiendo el saldo y (ii) los impactos que deban asumir los usuarios en las tarifas, junto a su capacidad de asumirlos, desde el momento en que el saldo se deje de acumular, e inicie la aplicación de un CU posiblemente alto y con largos periodos de recuperación.

Adicionalmente, desde el lado de las empresas comercializadoras, la aplicación de dichos incrementos en los saldos por mercado de comercialización puede ver afectadas las condiciones de prestación del servicio en mercados con condiciones específicas, en este caso, por el retiro o disminución de la demanda que, de manera masiva, puede llevar a una inviabilidad en la prestación del servicio desde el punto de vista financiero. Esto se presenta a través de lo que se puede denominar como una “competencia artificial” generada a partir de la imposibilidad de amortizar los saldos, donde el retiro de la demanda en un mercado de comercialización se presenta ante la posibilidad de que un usuario busque ser atendido por otro comercializador y no sufrague el pago del saldo acumulado en el mercado de comercialización en el que venía siendo atendido.

De acuerdo con lo expuesto y ante la situación actual se hace necesario, a través del ejercicio de la actividad regulatoria, intervenir la opción tarifaria actual, con el fin de aplicar una alternativa regulatoria que permita hacer compatibles nuevamente los intereses privados que actúan como motor de la actividad económica, con la satisfacción de las necesidades colectivas, garantizando la efectividad de los principios sociales que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios, así como el adecuado funcionamiento del mercado, en el marco de la continua y eficiente prestación del servicio.

En este sentido, la alternativa regulatoria propuesta ha de propender por el cumplimiento de objetivos tales como: i) Evitar el incremento del saldo acumulado en los mercados de comercialización; ii) Minimizar altos valores (picos) en el CU cuando se aplique la fórmula de recuperación de saldos de la opción tarifaria actual; iii) Evitar una posible “competencia artificial” que genere “descreme del mercado” (que todos los usuarios del mercado respondan por los saldos acumulados); iv) Evitar alzas excesivas inmediatas en el CU aplicado a los usuarios por ajustes en la regulación de la opción tarifaria, v) Evitar poner en riesgo el saldo acumulado y vi) Posibilitar la financiación del saldo.

Para alcanzar tales objetivos, se debe tener en cuenta que la aplicación de la opción tarifaria y sus efectos económicos y financieros vienen siendo asumidos actualmente por parte de los comercializadores incumbentes, principalmente en relación con la acumulación del saldo, lo cual implica en el financiamiento directo o un impacto en su flujo de caja, en ambos casos, derivado de la diferencia entre el CU calculado y el CU aplicado.

El anterior análisis ha tenido en cuenta los eventos expuestos por parte de los agentes, entre ellos, los de la agremiación Asocodis, a través de su comunicación con radicado CREG E202315580 y sus anexos donde, entre otros, se encuentran temas asociados con las dificultades en la liquidez de las empresas comercializadoras, el cobro de los saldos acumulados, las distorsiones en la competencia, alternativas de financiamiento a través de Findeter y otras instituciones financieras, la flexibilización temporal de planes de inversión, métodos de indexación de tarifas y la propuesta de un fondo de estabilización de tarifas de energía eléctrica.

De otro lado, el artículo 5 de la Ley 2299 de 2023, *“Por la cual se adiciona y efectúan unas modificaciones al presupuesto general de la nación de la vigencia fiscal de 2023”*, indica que la Financiera de Desarrollo Territorial S A. - FINDETER estructurará previa verificación de la Superintendencia Financiera de Colombia el cumplimiento de los requisitos para la administración y gestión de los sistemas integrales de riesgos, otorgar crédito directo, con o sin tasa compensada, a las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica de naturaleza oficial, mixta y/o privada, que hayan aplicado a la opción tarifaria regulatoria establecida por la CREG.

El saldo acumulado en cada mercado de comercialización corresponde a un costo reconocido a los prestadores del servicio que no ha sido trasladado a los usuarios y que ha sido asumido por los comercializadores que atienden usuarios regulados.

Teniendo en cuenta que la metodología definida en la Resolución CREG 119 de 2007 incorpora en la formación del CU los diferentes costos reconocidos para la prestación del servicio, se considera adecuado conforme a la Ley 142 de 1994 y la regulación, modificar dicha metodología para incorporar en pago del saldo acumulado en condiciones que minimicen los impactos tanto para los usuarios como para las empresas.

La posibilidad de modificar dicha fórmula se sujeta a lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021, el cual establece lo siguiente:

*“****ARTÍCULO 126. Vigencia de las fórmulas de tarifas.******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 periodo igual. Excepcionalmente podrán modificarse en cualquier tiempo, de oficio o a petición de parte, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, se lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.*

*Vencido el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas” (Resaltado fuera de texto)*

En relación con el alcance de la modificación por mutuo acuerdo entre la empresa de servicios públicos domiciliarios y la Comisión[[5]](#footnote-6), se ha precisado que esta facultad no permite acordar arbitrariamente una fórmula tarifaria en desconocimiento de las normas constitucionales y legales sobre el régimen tarifario, así como de los principios constitucionales que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios, sino que la administración debe actuar conforme a los principios y límites previstos en la Constitución y la Ley.

Es por esto que dicha causal de modificación por mutuo acuerdo tiene fundamento en razones que ameriten ajustes en las tarifas para garantizar, tanto a los usuarios como a las empresas, el cumplimiento de los criterios tarifarios definidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994. En el evento del mutuo acuerdo, la modificación puede proceder, por ejemplo, por hechos o circunstancias de la prestación del servicio generadas en un evento posterior, que no se reflejan adecuadamente en los costos incorporados en las tarifas aprobadas a una empresa.

Frente a los eventos expuestos, en el presente caso estos se adecuan a la causal de modificación por mutuo acuerdo, prevista en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, toda vez que su incorporación dentro de los costos de prestación del servicio y determinación de las tarifas garantiza la correcta aplicación de los criterios tarifarios establecidos en la Ley, en relación con el servicio público domiciliario de energía eléctrica. Así mismo, estos se presentan con posterioridad a la definición de la fórmula prevista en el artículo 2º de la Resolución CREG 012 de 2020.

En este sentido, estima la Comisión que la alternativa propuesta, además de permitir la correcta aplicación de los criterios tarifarios de acuerdo con la Ley y la Constitución, permite la recuperación de unos valores que no incorporan gestiones ineficientes o son resultado de prácticas anticompetitivas o abusivas. Por el contrario, reflejan una estructura de costos que permite una adecuada recuperación de los saldos de la opción tarifaria, protegiendo el interés de los usuarios en la medida en que se establecen condiciones para que la prestación del servicio sea sostenible en el largo plazo[[6]](#footnote-7), garantizando la continuidad en las actividades que deben desplegar los comercializadores en el marco del criterio de suficiencia financiera. Así mismo, los valores a recuperar, al ser sufragados por todos los usuarios en cada mercado de comercialización, permiten un tratamiento neutral dadas las características de costos que tienen estos usuarios (i.e, en cada nivel de tensión), en el marco del criterio de neutralidad.

Teniendo en cuenta que las gestiones realizadas para dar aplicación a la opción tarifaria actual han sido desarrolladas por los comercializadores, los efectos económicos y siendo dichos agentes a los que les corresponde la aplicación de la fórmula tarifaria general, el reconocimiento de estos saldos acumulados dentro de dicha fórmula se debe consignar dentro del componente variable que remunera costos asociados a la atención de usuarios regulados por parte del comercializador minorista. Por ello es a los agentes comercializadores a quienes se dirige el acuerdo modificatorio de la fórmula tarifaria general.

Igualmente, en dicho reconocimiento del saldo a recuperar, están asociados elementos previstos en artículo 87 de la Ley 142 de 1994 que deben ser incorporados en las tarifas, como lo son la estructura de los costos económicos que varían con el nivel de consumo como la demanda por el servicio, lo cual se refleja en el nivel de recuperación de los saldos.

Es por esto que la alternativa consignada en la presente resolución permite dar cumplimiento a los objetivos expuestos en relación con la problemática identificada, frente a la aplicación de la opción tarifaria actual.

Finalmente, con respecto al plazo de consulta, se precisa que el mismo se definió atendiendo a la excepción prevista en el numeral 1 del artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017 “Por la cual se establece el Reglamento Interno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas”, el cual establece lo siguiente:

*“Artículo 33. PLAZOS DE PUBLICIDAD DE LOS PROYECTOS DE REGULACIÓN DE CARÁCTER GENERAL. La Comisión publicará en su portal web, con antelación a la fecha de su expedición no inferior a treinta (30) días hábiles, todos los proyectos de resoluciones de carácter general que pretendan adoptar, excepto los relativos a fórmulas tarifarias, en cuyo caso se seguirá el procedimiento previsto en los artículos*[*35*](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0039_2017.htm#35)*y*[*36*](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0039_2017.htm#36)*de este reglamento. También se exceptúan los casos que se relacionan en este artículo.*

*El término para la recepción de las observaciones, reparos o sugerencias no podrá ser menor a diez (10) días hábiles, contados a partir de la fecha en que se haga público el proyecto de regulación, salvo en los casos y condiciones que se relacionan en el siguiente inciso. Este plazo podrá prorrogarse por solicitud de parte u oficiosamente.*

*La CREG podrá publicar los proyectos específicos de regulación que pretenda expedir, con una antelación a la fecha de su expedición inferior a treinta (30) días hábiles, y establecer un término para la recepción de las observaciones, reparos o sugerencias menor a diez (10) días hábiles, en los siguientes casos:*

*1. Cuando se requiera tomar medidas urgentes para garantizar el abastecimiento del producto o la continuidad y confiabilidad del servicio. (…)”*

La procedencia de dicha excepción surge a partir de lo expuesto en la parte motiva de la presente resolución, la necesidad y el carácter apremiante de la presente propuesta, ya que de no contar con una decisión regulatoria vigente a partir del mes de octubre de 2023, no podría darse cumplimiento a los objetivos relacionados particularmente con minimizar los altos valores (picos) en el CU y evitar alzas excesivas inmediatas en el CU aplicado a los usuarios, al dar aplicación a la fórmula de recuperación de saldos de la opción tarifaria actual[[7]](#footnote-8).

La recuperación de saldos con base en la fórmula tarifaria actual trae como consecuencia un incremento en las tarifas en los mercados de comercialización que cuentan con un mayor valor del saldo acumulado, tal como se expone dentro de los análisis que acompañan el documento soporte de la presente resolución. Ante los incrementos y la probable imposibilidad de pago de los usuarios, puede ponerse en riesgo la continuidad en la prestación del servicio, debido a la afectación de la suficiencia financiera de la empresa, generada por el no pago de la tarifa.

De materializarse la situación previamente mencionada, los comercializadores se verán expuestos a incumplimiento en los deberes y responsabilidades necesarios para atender a los usuarios y llevar a cabo la debida y eficiente prestación del servicio, en la medida que no contarían con flujo de caja suficiente y adecuado para atender sus obligaciones[[8]](#footnote-9); esto a su vez afecta la cadena de prestación del servicio y las actividades que de esta hacen parte, así como de manera general, se dificulta la recuperación de los saldos.

El 14 de septiembre de 2023 se publicó para comentarios, el proyecto de resolución CREG 701 023 de 2023 con la propuesta de modificación de la Resolución CREG 119 de 2007, con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, respecto del cual se recibieron 121 comentarios contenidos en 17 comunicaciones enviadas mediante los radicados que se relacionan a continuación:



Todos los comentarios fueron analizados y muchos de ellos produjeron modificaciones al proyecto de resolución. En el documento que acompaña esta resolución se encuentran las respuestas particulares.

De igual forma, en el documento soporte que acompaña la presente resolución, se consignan las consideraciones y análisis que fundamentan y soportan la presente propuesta regulatoria.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto 1074 de 2015 y como resultado del diligenciamiento del formulario sobre prácticas restrictivas a la competencia, se concluyó que esta normativa no es restrictiva de la competencia. No obstante, teniendo en cuenta que se modifica una metodología tarifaria, se informó a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre la presente resolución.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 1294 del 24 de noviembre de 2023, acordó expedir esta resolución.

En consecuencia,

**RESUELVE:**

1. Objeto. La presente resolución tiene como objeto establecer la modificación de los artículos 4º, 11º y adicionar el Anexo 3 a la Resolución CREG 119 de 2007 “Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional” en el marco del artículo 126 de la Ley 142 de 1994.
2. Alcance. La presente resolución aplica a:
3. Los agentes comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, SIN, que cuenten con saldos acumulados en el marco de la opción tarifaria a que hace referencia la Resolución CREG 012 de 2020 y que en el marco de la causal de modificación de las fórmulas tarifarias por mutuo acuerdo, señalada en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, decidan acogerse a la presente resolución.
4. Los comercializadores del SIN que, sin haberse acogido a los establecido en esta resolución, desarrollen su actividad en un mercado donde otro comercializador de energía se haya acogido al mutuo acuerdo planteado en esta resolución.
5. Los usuarios regulados existentes y nuevos de un mercado de comercialización donde, por lo menos, un comercializador de energía eléctrica se haya acogido a lo establecido en esta resolución.
6. Los usuarios que, siendo atendidos por un comercializador que se haya acogido a al mutuo acuerdo planteado en esta resolución, cambien de comercializador, de nivel de tensión o del mercado regulado al no regulado; quienes seguirán pagando el costo de opción tarifaria del mercado aplicable antes de su cambio.
7. Los usuarios no regulados que por cualquier motivo cambien al mercado regulado atendido por un comercializador que se haya acogido al mutuo acuerdo planteado en esta resolución, exceptuando aquellos usuarios no regulados que sean trasladados al mercado regulado como producto de limitación de suministro dirigido al comercializador que lo atendía.

Esta resolución no aplica a aquellos usuarios regulados que son atendidos por un comercializador que, a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, no registre saldo acumulado por objeto de la opción tarifaria establecida mediante la Resolución CREG 012 de 2020.

Para efectos de determinar los usuarios descritos en el párrafo anterior, los cuales se encuentran exentos de la aplicación de esta resolución y que no son responsables del pago del costo de opción tarifaria de mercado definida en el Anexo 3, el comercializador que los atiende deberá enviar el listado con los respectivos códigos NIU a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD dentro de los primeros cinco (5) días hábiles siguientes al de la fecha de expedición de esta resolución. En caso de no efectuar ningún reporte, se entiende que los usuarios de dicho comercializador no se encuentran en condición de excepción y por tanto serán responsables del pago de los costos de opción tarifaria que corresponda en el mercado.

1. Plazo para acogerse a la modificación tarifaria. Los comercializadores tendrán un plazo de diez (10) días calendario, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, para informar a la CREG, con copia a SSPD, la decisión de acogerse a las medidas incorporadas en la presente resolución, mediante comunicación suscrita por su representante legal.

A partir de la fecha de dicha decisión, se entenderá finalizada la opción tarifaria que está aplicando el comercializador de acuerdo con la Resolución CREG 012 de 2020 y se deberán informar los valores de las variables del Anexo 3, acorde con los numerales 2.1. ó 2.2. según corresponda.

Parágrafo. Vencido el plazo otorgado en el presente artículo para acogerse a la modificación tarifaria, la Dirección Ejecutiva de la CREG, informará mediante una circular, el listado de los comercializadores que se hayan acogido.

1. Modificación del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica. El artículo 4º de la Resolución CREG 119 de 2007 quedará así:

**“Artículo 4. Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica.** El Costo unitario de prestación del servicio consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en $/kWh, y un componente fijo, expresado en $/factura, según se indica a continuación:

$$CUv\_{n,m,i,j}=G\_{m,i,j}+T\_{m}+D\_{n,m}+Cv\_{n,m,i,j}+PR\_{n,m,i,j}+R\_{m,i}$$

$$CUf\_{m,j}=β×Cf\_{m,j}$$

Donde:

*n:* Nivel de tensión de conexión del usuario.

*m:* Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

*i:* Comercializador minorista.

*j:* Es el mercado de comercialización.

*CUvn,m,i,j:* Componente variable del costo unitario de prestación del servicio ($/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión *n*, correspondiente al mes *m*, del comercializador minorista *i*, en el mercado de comercialización *j*.

*Gm,i,j:* Costo de compra de energía ($/kWh) para el mes *m,* del comercializador minorista *i*, en el mercado de comercialización *j*, determinado conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.

*Tm*: Costo por uso del sistema nacional de transmisión ($/kWh) para el mes *m* determinado conforme al Capítulo IV de la presente resolución.

*Dn,m*: Costo por uso de sistemas de distribución ($/kWh) correspondiente al nivel de tensión *n* para el mes *m*, determinado conforme al Capítulo IV de la presente resolución.

*Cvn,m,i,j*: Margen de comercialización de usuarios conectados al nivel de tensión *n*, correspondiente al mes *m,* del comercializador minorista *i*, en el mercado de comercialización *j* que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en ($/kWh) y determinado conforme al Capítulo V de la presente resolución.

*Rm,i*: Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en $/kWh asignados al comercializador minorista *i* en el mes*m,* conforme al Capítulo VI de la presente resolución.

*PRn,m,i,j*: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía ($/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión *n*, para el mes *m*, del comercializador minorista *i*, en el mercado de comercialización *j*, determinado conforme se establece en el Capítulo VII de la presente resolución.

*Cufm,j*: Componente fijo del costo unitario de prestación del servicio ($/factura) correspondiente al mes *m* para el mercado de comercialización *j*.

*b*: Porción del costo base de comercialización, *Cfm,j*, que se remunera a través de la componente fija del costo unitario de prestación del servicio, *CUfm,j*.

*Cfm,j*: Costo base de comercialización ($/factura) correspondiente al mes *m*, para el mercado de comercialización *j*.

**Parágrafo 1.** El costo máximo del servicio en un período dado corresponderá a la suma de: i) el producto entre el consumo en kWh en dicho período y el componente variable del costo unitario *CUvn,m,i,j* y ii) el valor del componente fijo del costo unitario *CUfm,j*.

1. Modificación de los costos de comercialización, *Cvm,i,j* y *Cfm,j*. El artículo 11 de la Resolución CREG 119 de 2007 quedará así:

“Artículo 11. Costos de comercialización, *Cvn,m,i,j* y *Cfm,j*. Los costos de comercialización del servicio de electricidad se determinarán conforme la siguiente expresión:

$$Cf\_{m,j}$$

$$Cv\_{n,m,i,j}=C\_{i,j,m}^{\*}+\frac{CER\_{i,m}+CCD\_{i,m-1}+CG\_{i,m-1}}{V\_{i,m-1}}+CvR\_{n,i,j,m}$$

$$CvR\_{n,i,j,m}=\frac{\left(1-β\right)×Cf\_{m,j}×UR\_{i,j,m-2}+CGCU\_{i,j,m-1}+PUI\_{j,m}}{VR\_{i,j,m-2}}+COT\_{n,j,m}$$

Donde:

$m$: Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

*Cfm,j*: Costo base de comercialización para el mercado de comercialización *j*, expresado en pesos por factura ($/factura), correspondiente al mes *m* de prestación del servicio. Esta variable se calculará conforme se establece en el artículo 11 de la Resolución CREG 180 de 2014.

*Cvn,m,i,j*: Margen de comercialización en el nivel de tensión *n* para el comercializador minorista *i*, del mercado de comercialización *j*, correspondiente al mes *m*, expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh).

*C\*i,j,m*: Costo variable de la actividad de comercialización para el comercializador minorista *i*, del mercado de comercialización *j*, en el mes *m*. Esta variable se calculará conforme se establece en el artículo 12 de la Resolución CREG 180 de 2014.

*CERi,m*: Costo mensual de las contribuciones a la CREG y la SSPD, liquidado al comercializador minorista *i* conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.

*CCDi,m-1*: Costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y del Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales, ASIC, expresados en pesos ($) asignados al comercializador minorista *i*, correspondientes al mes *m-1*, de acuerdo con la regulación vigente.

*CGi,m-1*: Costos de garantías en el Mercado Mayorista expresados en pesos ($), para el comercializador minorista *i*, correspondientes al mes *m-1*, conforme con la regulación vigente. Esta variable se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de la Resolución CREG 180 de 2014.

*Vi,m-1*: Ventas totales a usuarios del comercializador minorista *i*, regulados y no regulados, en el mes *m-1*, expresadas en kilovatios hora (kWh).

*CvRn,i,j,m*: Componente variable que remunera costos asociados a la atención de usuarios regulados en el nivel de tensión *n,* por parte del comercializador minorista *i*, del mercado de comercialización *j*, en el mes *m*.

*b*: Porción del costo base de comercialización, *Cfm,j*, que se remunera a través de la componente fija del costo unitario de prestación del servicio, *CUfm,j*.

*URi,j,m-2*: Número de usuarios regulados atendidos por el comercializador minorista *i*, del mercado de comercialización *j*, en el mes *m-2*. Corresponderá al número total usuarios regulados reportados en los formatos 2 y 3 de la Resolución SSPD 20102400008055 o aquella que la modifique o sustituya.

*CGCUi,j,m-1*: Costos de garantías para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL, de usuarios regulados, expresados en Pesos ($), para el comercializador minorista *i*, del mercado de comercialización *j*, correspondientes al mes *m-1*, conforme con la regulación vigente. Esta variable se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 20 de la Resolución CREG 180 de 2014.

*PUIj,m*: Costo que remunera la actividad de prestador de última instancia a usuarios regulados en el mercado de comercialización *j*, en el mes *m*. Hasta que se adopte e implemente la resolución que remunera este costo, el valor de esta variable será igual a cero.

*VRi,j,m-2*: Ventas totales a usuarios regulados del comercializador minorista $i$, del mercado de comercialización *j*, expresadas en kilovatios hora (kWh), en el mes *m-1*.

*COTn,j,m*: Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del nivel de tensión *n*, en el mercado de comercialización *j* y en el mes *m.* expresado en $/kWh. Calculado de acuerdo con lo definido en el Anexo 3.

**Parágrafo 1.** El valor del término *b* corresponderá a cero.

**Parágrafo 2.** Los comercializadores minoristas que vayan a prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica a usuarios finales regulados en un nuevo mercado de comercialización deberán:

1. Utilizar como valor de la variable *Cvn,m,i,j* para el primer mes de operación, el valor de la variable *Cvn,m-1,i,j* aplicada por el comercializador minorista integrado al operador de red en su respectivo mercado de comercialización.
2. Utilizar cero como valor de la variable *CERi,m* durante el primer año de operación.

**Parágrafo 3.** En el caso de que el comercializador minorista $i$ no haya atendido usuarios regulados en el mes *m-1* en el mercado de comercialización *j*, el valor del componente *Cvn,m,i,j* que deberá aplicar será igual al último valor del componente *Cv* publicado por el comercializador minorista integrado al operador de red del mercado de comercialización *j*”.

**Parágrafo 4.** Cuando un usuario, atendido por un comercializador *i* que este aplicando la variable *COTn,j,m*, cambie de comercializador o de nivel de tensión con un mismo comercializador, deberá seguir pagando este costo de mercado y nivel de tensión hasta su finalización, independientemente de las veces que cambie de comercializador o de nivel de tensión.

**Parágrafo 5.** Cuando un usuario pase del Mercado No Regulado al mercado Regulado, deberá pagar el costo definido para la variable *COTn,j,m*, del mercado al que llegue, a excepción de los usuarios que cambien de mercado por procesos de limitación del suministro del comercializador que lo atendía. Si el usuario cambia del Mercado Regulado al No Regulado deberá seguir pagando el *COTn,j,m* hasta finalizar la recuperación del saldo.

**Parágrafo 6.** Los comercializadores que participen o atiendan usuarios en un mercado de comercialización *j* deberán publicar sus tarifas calculadas, incluyendo la variable *COTn,j,m*, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 058 de 2000.

Tanto la metodología para el cálculo de la variable *COTn,j,m.* así como la metodología de distribución de los ingresos causados por este concepto, serán objeto de publicación posteriormediante circulares CREG suscritas por el Director Ejecutivo.

1. Costo asociado con la recuperación de los saldos de la opción tarifaria. Adiciónese el Anexo 3. Costo asociado con la recuperación de los saldos de la opción tarifaria a la Resolución CREG 119 de 2007, el cual quedará así:

**Anexo 3. Costo asociado con la recuperación de los saldos de la opción tarifaria**

## Cálculo del Costo de Opción Tarifaria de mercado (COTn,j,m)

El Comité Asesor de Comercialización, CAC, en un plazo no superior a cinco (5) días hábiles contados a partir de día siguiente al de publicación de la presente resolución, deberá enviar a la CREG una propuesta de cálculo y publicación del costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria en un mercado determinado, *COTn,j,m*, con base en los siguientes lineamientos:

* El costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria en un mercado para un mes y nivel de tensión determinado, debe resultar de la ponderación de los correspondientes costos de los comercializadores *i* que se acojan a lo establecido en esta resolución (variables *COTn,i,j,m)* en un mercado determinado, con base en la energía vendida en el mercado regulado por parte de cada uno de los comercializadores objeto de la ponderación.
* La metodología deberá ser replicable por los agentes que se hayan acogido al mutuo acuerdo, para lo cual se debe considerar lo pertinente para el intercambio de información que se considere relevante para tal fin.
* El cálculo propuesto por el CAC podrá considerar las particularidades de los mercados de comercialización, como lo pueden ser ciclos de facturación, niveles de tensión, entre otros.
* Se deberá definir una fecha máxima de entrega de la variable *COTn,i,j,m* por parte de cada comercializador, el medio de entrega, el responsable de cálculo del costo de mercado y la fecha máxima de su publicación que no podrá superar el día 14 calendario de cada mes. También se deberán definir los datos a utilizar en caso de no reporte de información.
* En el cálculo de la variable *COTn,j,m*  se deberá excluir la energía de los usuarios exentos de pago, así como se deberá tener en cuenta la energía de los usuarios que cambien de nivel de tensión.
* Se deberá proponer una metodología de ajuste de saldos producidos entre la fecha de la certificación de saldos por parte de la SSPD, para efectos de lo establecido en el artículo 5 de la Ley 2299 de 2023, y la fecha de finalización de la opción tarifaria; con el fin de que puedan ser parte del cálculo de la variable *COTn,i,j,m* que corresponda.

El cálculo de la variable *COTn,i,j,m*, para cada comercializador *i*, se deberá realizar con base en la siguiente expresión:

$$COT\_{n,i,j,m}=\frac{SAOT\_{n,m-1,i,j}}{VR\_{n,i,j,m-2}}$$

Donde:

*COTn,i,j,m*: Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del nivel de tensión *n*, del comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j* en el mes *m.* expresado en $/kWh.

*SAOTn,m,i,j*: Valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j* en el nivel de tensión *n*.

*VRn,i,j,m*: Ventas totales en el mercado de comercialización *j*, en el nivel de tensión n, en el mes *m*, expresadas en kWh, a los usuarios regulados atendidos por el comercializador $i$ a la fecha de publicación de esta resolución. Se incluyen las ventas a usuarios regulados nuevos en el mercado de comercialización *j*.

La variable *VRn,i,j,m* no incluye las ventas a los usuarios exentos.

Con base en la propuesta de cálculo y publicación del costo enviada por el CAC, el Director Ejecutivo de la CREG publicará, mediante circular, el procedimiento aplicable para este efecto, previa aprobación del Comité de Expertos.

## Cálculo del valor mensual del Saldo de la Opción Tarifaria, (SAOTn,m,i,j):

La determinación del valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria *(SAOTn,m,i,j)* dependerá de la variable *SBCn,i,j,0* que representa la suma del costo por kilovatio hora requerido para iniciar el pago del saldo y el cierre de la brecha entre la tarifa calculada y la aplicada.

Cuando la variable *SBCn,i,j,0* sea igual o menor al 3% del último costo unitario de prestación del servicio aplicado, se empleará el cálculo del valor mensual descrito en el numeral 2.1 del presente anexo y, en caso contrario, se empleará lo establecido en el numeral 2.2.

La variable *SBCn,i,j,0* se calcula de la siguiente forma:

$$SBC\_{n,i,j,0}= BCU\_{n,i,j,0 }+COT\_{n,i,j,0}$$

Donde:

*SBCn,i,j,0:* Suma de la brecha en el CU y del costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria, para el nivel de tensión n del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j, una vez el comercializador se acoja a las medidas incorporadas en la presente resolución, expresado en $/kWh.

*COTn,i,j,0*: Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del nivel de tensión *n*, del comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j*, una vez que el comercializador se acoja a las medidas incorporadas en la presente resolución, expresado en $/kWh.

El cálculo de esta variable se debe efectuar con base en lo establecido en el numeral 2.1 de este anexo, considerando la variable *ma*=120 meses.

*BCUn,i,j,0:* Brecha en el CU, corresponde a la diferencia entre el componente variable del CU calculado y el componente variable del CU aplicado en el mes m, para el nivel de tensión n del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j, calculado según la siguiente expresión, calculada una vez el comercializador se acoja a las medidas incorporadas en la presente resolución:

$$BCU\_{n,i,j,0}= CU\_{V^{c}n,m,i,j}-CUv\_{n,m,i,j}$$

Donde:

*CUvn,m,i,j*: Componente variable del CU aplicado en el mes m, para el nivel de tensión *n* del comercializador minorista *i*, en el mercado de comercialización *j*, expresado en $/kWh. Correspondiente al valor calculado con base en el artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020.

*CUvCn,m,i,j*: Componente variable del CU, calculado para el mes m, conforme la resolución vigente, para los usuarios conectados en el nivel de tensión *n* del comercializador minorista *i*, en el mercado de comercialización *j.* expresado en $/kWh. Correspondiente al valor calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007. Para este cálculo no se debe incluir el costo de opción tarifaria de mercado es igual a cero.

## Cálculo del valor mensual con SBCn,i,j,0 ≤ 0,03 \* CUvn,m-1,i,j

El valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria se calcula de la siguiente manera:

$$SAOT\_{n,m,i,j}=SA\_{n,m,i,j}\*\frac{rOT\_{m,i,j}}{1-(1+rOT\_{m,i,j})^{-(ma\_{n,i,j}-p+1)}}$$

Donde:

*SAOTn,m,i,j*: Valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j* en el nivel de tensión *n*.

*SAn,m,i,j:*  Saldo acumulado pendiente por recuperar de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j* del nivel de tensión *n* en el mes *m.*

 Este saldo debe ser calculado mensualmente disminuyendo la parte respectiva del capital pagado durante periodos anteriores.

*rOTm,i,j*: Tasa mensual para calcular el valor para la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j* establecido en el numeral 4.

*man,i,j*: Meses de recuperación del saldo acumulado de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j*, en el nivel de tensión *n*. Esta variable no podrá ser superior a ciento veinte (120) meses.

*p*: Número de meses transcurridos entre el inicio del cobro de la variable *COTn,i,j,0*y el mes de cálculo de la variable *SAOTn,m,i,j*

El valor de la variable *SAOTn,m,i,j* inicial se calculará y aplicará una vez que el comercializador se acoja al mutuo acuerdo planteado.

Esta variable se aplicará durante los meses de recuperación del cargo asociado con el saldo de la opción tarifaria.

Una vez transcurridos los meses de recuperación del cargo asociado con el saldo de la opción tarifaria esta variable será igual a cero (0).

Además de los cambios del valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria producidos por los cambios en las tasas de interés, esta variable se podrá ajustar disminuyendo la variable *man,i,j* sujeto a que la variable *COTn,i,j,m* no sea superior al promedio del comportamiento de los últimos tres meses de esta última variable.

Con la aceptación del mutuo acuerdo por parte de un comercializador, este agente deberá informar a la SSPD y a la CREG, en el término señalado en el Artículo 3 de la presente resolución, los valores iniciales de todas las variables de que trata este numeral.

## Cálculo del valor mensual con SBCn,i,j,0 > 0,03\*CUvn,m-1,i,j

El valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria, *SAOTn,m,i,j,* se calculará como un perfil de pagos de gradiente aritmético creciente anual, cumpliendo con las siguientes condiciones:

* El valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria *SAOTn,0,i,j,* una vez que el comercializador se acoja a las medidas incorporadas en la presente resolución, debe ser el que corresponda para el cumplimiento de la siguiente expresión:

$$SAOT\_{n,0,i,j}=\left(0,03\* CUv\_{n,m-1,i,j}-BCU\_{n,i,j,0}\right)\*VR\_{n,i,j,m-2}$$

Sujeto a:

$$\left(0,03\* CUv\_{n,m-1,i,j}-BCU\_{n,i,j,0}\right)>0$$

Donde:

*SAOTn,0,i,j*: Valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j* en el nivel de tensión *n,* una vez que el comercializador se acoja a las medidas incorporadas en la presente resolución.

*CUvn,m-1,i,j:*  Componente variable del CU aplicado en el mes m, para el nivel de tensión n del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j, expresado en $/kWh. Correspondiente al valor calculado con base en el artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020.

 *VRn,i,j,m*: Ventas totales en el mercado de comercialización *j*, en el nivel de tensión n, en el mes *m*, expresadas en kWh, a los usuarios regulados atendidos por el comercializador $i$ a la fecha de publicación de esta resolución. Se incluyen las ventas a usuarios regulados nuevos en el mercado de comercialización *j*.

La variable *VRn,i,j,m* no incluye las ventas a los usuarios exentos.

*BCUn,i,j,0:* Brecha en el CU, corresponde a la diferencia entre el componente variable del CU calculado y el componente variable del CU aplicado en el mes m, para el nivel de tensión n del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j, una vez el comercializador se acoja a las medidas incorporadas en la presente resolución, según la siguiente expresión:

$$BCU\_{n,i,j,0}= CU\_{V^{c}n,m,i,j}-CUv\_{n,m,i,j}$$

Donde:

*CUvn,m,i,j*: Componente variable del CU aplicado en el mes m, para el nivel de tensión n del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j, expresado en $/kWh. Correspondiente al valor calculado con base en el artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020.

*CUvCn,m,i,j*: Componente variable del CU, calculado para el mes m, conforme la resolución vigente, para los usuarios conectados en el nivel de tensión n del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j. expresado en $/kWh. Correspondiente al valor calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007. Para este cálculo no se debe incluir el costo de opción tarifaria de mercado es igual a cero.

* El valor de *SAOTn,0,i,j* se debe mantener igual por un periodo de doce (12) meses.
* Para el pago de la totalidad del saldo se podrán considerar hasta diez (10) periodos anuales.
* El *SAOTn,m,i,j* será igual durante los doce (12) meses de un periodo anual. Pasado este periodo se podrá aumentar, como máximo, en un valor equivalente al 50% del valor inicial *SAOTn,0,i,j*, según la siguiente expresión:

$$SAOT\_{n,t,i,j}\leq \left(1+0,5\*t\right)\*SAOT\_{n,0,i,j }$$

Con t equivalente al periodo anual variando entre 0 y 9

* El valor presente del perfil de pago para la recuperación de la opción tarifaria debe ser igual al saldo acumulado a la fecha de aceptación del mutuo acuerdo por parte de un comercializador *i* del mercado de comercialización *j* del nivel de tensión *n,* de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\sum\_{m=1}^{ma\_{n,ij}}\frac{SAOT\_{n,m,i,j}}{(1+rOT\_{m,i,j})^{m}}=SA\_{n,m,i,j}$$

Donde:

*SAOTn,m,i,j*: Valor del mes m para la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j* en el nivel de tensión *n*.

*SAn,m,i,j:*  Saldo acumulado pendiente por recuperar de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j* del nivel de tensión *n* en el mes *m.*

 Este saldo debe ser calculado mensualmente disminuyendo la parte respectiva del capital pagado durante periodos anteriores.

*rOTm,i,j*: Tasa mensual para calcular el valor para la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j,* establecido en el numeral 4.

*man,i,j*: Meses de recuperación del saldo acumulado de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j*, en el nivel de tensión *n*. Esta variable no podrá ser superior a ciento veinte (120) meses.

Con la aceptación del mutuo acuerdo por parte de un comercializador, este agente deberá informar a la SSPD y a la CREG, en el término señalado en el Artículo 3 de la presente resolución, los valores iniciales de todas las variables de que trata este numeral.

## Saldo acumulado al cierre de la opción tarifaria

Corresponde al valor de la variable *SAn,m,i,j* establecida en el artículo 2 de la Resolución CREG 012 de 2020 de cada mercado de comercialización *j* en el mes *m* en el cual se acoge el mutuo acuerdo y se finaliza la opción tarifaria.

Para su reconocimiento y aplicación, este valor deberá ser informado por el comercializador a la CREG, con la siguiente información:

1. Mes de inicio de aplicación de la opción tarifaria.
2. Valor del saldo acumulado mensualmente, desde el inicio de la aplicación de la opción tarifaria, en pesos.
3. Valor de los intereses causados mensualmente, desde el inicio de la aplicación de la opción tarifaria, en pesos.
4. Tasa de interés aplicada mensualmente, desde el inicio de la aplicación de la opción tarifaria, en porcentaje y en pesos.
5. Saldos mensuales recuperados a la fecha de cierre de la opción tarifaria, desde el inicio de la aplicación de la opción tarifaria, en pesos.
6. Certificación del representante legal y revisor fiscal del valor del saldo acumulado a la fecha.

El saldo acumulado deberá corresponder al reportado en el Sistema Único de Información, SUI, a la fecha de aceptación del mutuo acuerdo por parte de un comercializador.

Este saldo podrá ser ajustado, en función de la facturación de los distintos ciclos ejecutados por un comercializador, cuyos valores finales deberán ser informados finalmente a la CREG, en un plazo máximo de cuatro meses contados a partir de la fecha de vigencia de la presente resolución.

El máximo valor del saldo, para su reconocimiento y aplicación, es el reportado en SUI a la fecha de aceptación del mutuo acuerdo por parte de un comercializador y puede ser inferior en caso de que el prestador así lo considere.

## Tasa para recuperación del saldo de la opción tarifaria

Tasa mensual para calcular el valor para la recuperación del saldo de la opción tarifaria

La tasa para determinar el cargo asociado con el saldo de la opción tarifaria se calcula de la siguiente manera:

*rOTm,i,j*: Tasa mensual ponderada por el saldo pendiente de los créditos obtenidos por el comercializador *i* del mercado de comercialización *j*, El promedio ponderado obtenido no puede ser superior a la resultante de la variable *rEMm* definida más adelante.

La tasa de interés ponderada de los créditos para financiar los saldos de la opción tarifaria debe ser menor o igual al cálculo del promedio de las tasas de interés preferencial o corporativo, de los créditos comerciales vigentes de las últimas veintiséis (26) semanas previas al del cálculo de la tarifa a aplicar.

 La fuente de información para las tasas de interés preferencial o corporativo será la publicada por el Banco de la República.

La tasa efectiva anual publicada en la columna “Total establecimientos” deberá calcularse de manera mensual, para su aplicación, utilizando la siguiente expresión.

$$r\_{EM\_{m}}=\left(1+r\_{EA\_{m}}\right)^{\frac{1}{12}}-1$$

*Con:*

*rEMm: Tasa mensual a aplicar en el mes m.*

*rEAm: Tasa efectiva anual para calcular la tasa mensual a aplicar en el mes m.*

## Liquidación de ingresos

El Comité Asesor de Comercialización, CAC, en un plazo no superior a veinte (20) días hábiles contados a partir de día siguiente al de publicación de la presente resolución, deberá enviar a la CREG una propuesta de liquidación y distribución, entre comercializadores, de los ingresos obtenidos por concepto de la recuperación del saldo de la opción tarifaria en un mercado determinado, con base en los siguientes lineamientos:

* Los saldos deberán ser distribuidos entre los comercializadores en un mismo mercado de comercialización que se hayan acogido al mutuo acuerdo en proporción a sus ventas en el mercado regulado.
* La metodología deberá ser replicable por los agentes que se hayan acogido al mutuo acuerdo, para lo cual se debe considerar lo pertinente para el intercambio de información que se considere relevante para tal fin.
* El gravamen a los movimientos financieros que se causen por motivo de transacciones entre comercializadores podrá ser tenido en cuenta como parte de los saldos del comercializador que presente la mayor cantidad de meses de recuperación de su saldo.
* Se deberán considerar liquidaciones periódicas para efectos de revisar el cumplimiento de la recuperación del saldo y, posiblemente, ajustar el cálculo del *SAOTi,j,m,* disminuyendo el plazo inicialmente considerado para la recuperación del saldo.
* Se debe definir el número de liquidaciones a realizar y su periodicidad, en proporción al número de meses para la recuperación de los saldos, donde se debe considerar, incluyendo una liquidación al finalizar el periodo planteado para la recuperación del saldo establecido por el agente.
* Se podrán diseñar formatos para el reporte de información requerida para los cálculos asociados.
* Se deberán definir las responsabilidades asociadas con la liquidación y entrega de recursos, así como la fecha en la que se debe realizar, considerando los requisitos que correspondan en cada caso para el cumplimiento de los requisitos legales.
* Al finalizar el segundo mes calendario de cada año, el CAC deberá realizar un informe donde se detalle la evolución del esquema.

Con base en la propuesta de liquidación y distribución de ingresos obtenidos por concepto de la recuperación del saldo de la opción tarifaria en un mercado determinado enviada por el CAC, el Director Ejecutivo de la CREG publicará, mediante circular, el procedimiento aplicable para este efecto, previa aprobación del Comité de Expertos.

Dada en Bogotá, D.C., a los 24 días del mes de noviembre de 2023.

|  |  |
| --- | --- |
| **OMAR ANDRÉS CAMACHO MORALES**Ministro de Minas y Energía Presidente | **OMAR FREDDY PRIAS CAICEDO**Director Ejecutivo |
|  |  |

1. Como lo pueden ser cambios repentinos en los precios de la energía en el mercado de energía mayorista, algunas veces relacionados con fenómenos meteorológicos como el fenómeno de El Niño. [↑](#footnote-ref-2)
2. Los costos de distribución y transmisión de energía se calculan con base en metodologías que generalmente tienen vigencia por períodos de cinco años por lo que, cuando hay un cambio de metodología, frecuentemente varían los costos de estos componentes de manera importante. [↑](#footnote-ref-3)
3. Cuando no se pueden utilizar algunas fracciones del sistema interconectado nacional para transportar energía a todos los rincones del país, bien sea por condiciones de orden público o condiciones operativas del sistema, se deben utilizar otras fuentes de energía más costosas para mantener la continuidad del servicio, lo que genera cambios en los costos. [↑](#footnote-ref-4)
4. Mediante la Resolución CREG 101-27 de 2022, modificada por la Resolución CREG 101-31 de 2022, la Comisión estableció medidas para que las empresas de manera voluntaria y temporal emplearan índices de ajuste de precios diferentes a los establecidos en la regulación vigente y de esta forma se redujera el impacto del crecimiento del IPP en el costo unitario de prestación del servicio. En la Resolución CREG 101-27 de 2022, también se ajustaron aspectos relacionados con la aplicación del porcentaje de variación mensual previsto en la metodología de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020. [↑](#footnote-ref-5)
5. En relación con las modificaciones por mutuo acuerdo, ver entre otras, Resolución CREG 023 de 2017 “Por la cual se resuelven las actuaciones administrativas iniciadas en virtud de lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 para los cargos regulados establecidos mediante la Resolución CREG 166 de 2015”. [↑](#footnote-ref-6)
6. Corte Constitucional, Sentencia C-150 de 2003. [↑](#footnote-ref-7)
7. Teniendo en cuenta la pérdida de vigencia en la aplicación de las resoluciones CREG 101 027 y 031 de 2023. [↑](#footnote-ref-8)
8. Como la compra de energía ya sea a través de contratos o de la bolsa de energía, obligaciones de participación en el mercado mayorista (ej. cumplimiento de garantías, capacidad de respaldo, cargo), el pago de los cargos de distribución y/o transmisión que recauda y la remuneración de su misma actividad. [↑](#footnote-ref-9)